

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Милей Евгения Сергеевна

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УВ
В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПАННОНСКОГО БАССЕЙНА НА ОСНОВЕ
ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ПОДХОДА К ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ
МОДЕЛИРОВАНИЮ

25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук
С.Р. Бембель

Тюмень – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|-----|
| СПИСОК РИСУНКОВ | 4 |
| СПИСОК ТАБЛИЦ | 6 |
| ВВЕДЕНИЕ | 7 |
| 1 ФАКТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ..... | 14 |
| 1.1. Фактические материалы | 14 |
| 1.2. Современные методы геологического анализа сложнопостроенных залежей..... | 15 |
| 1.3. Обоснование необходимости создания адресного геологического подхода анализа сложнопостроенных залежей юго-западной части УВ Паннонского бассейна | 17 |
| 1.4. Особенности процесса изучения геологического строения сложнопостроенных объектов на основе тектоно-седиментационного подхода | 21 |
| 1.4.1. Описание основных принципов анализа залежи УВ на основе тектоно-седиментационного подхода | 22 |
| 1.4.2. Структура алгоритма анализа сложнопостроенных залежей УВ..... | 24 |
| 1.5. Выводы по главе | 33 |
| 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ | 35 |
| 2.1. Общая характеристика региона..... | 35 |
| 2.2. Тектонические единицы Паннонского бассейна и близлежащих территорий..... | 37 |
| 2.3. Стратиграфия и основные этапы развития территории Паннонского бассейна | 41 |
| 2.4. Особенности формирования Паннонского бассейна..... | 46 |
| 2.5. Разломы Паннонского бассейна..... | 47 |
| 2.6. Нефтегазоносность..... | 50 |
| 2.7. Особенности строения продуктивных пластов..... | 51 |
| 2.8. Выводы по главе | 53 |
| 3. ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ПОДХОДА ПРИ АНАЛИЗЕ ЗАЛЕЖЕЙ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ..... | 55 |
| 3.1. Геологический анализ строения залежи на контакте кристаллического фундамента и осадочного чехла | 55 |
| 3.1.1. Общая геологическая характеристика объекта | 56 |
| 3.1.2. Особенности подхода геологического анализа сложнопостроенной залежи в условиях ограниченных данных..... | 57 |
| 3.1.3. Результаты определения макротипов пород фундамента..... | 58 |
| 3.1.4. Комплексирование скважинной корреляции и литологического анализа керна. Обоснование наличия тектонических блоков..... | 62 |
| 3.1.5. Сопоставление созданной геологической модели месторождения Майдан Дубоко с предыдущими представлениями | 67 |
| 3.1.6. Обсуждение геодинамических процессов, приводящих к формированию залежей УВ в брекчированных породах фундамента | 72 |
| 3.2. Развитие «тектоно-седиментационного» подхода на примере анализа геологического строения залежи нефти Иджош Север..... | 76 |
| 3.2.1. Общая геологическая характеристика объекта | 76 |
| 3.2.2. Литолого-седиментологический анализ керна..... | 79 |
| 3.2.3. Тектоно-структурный анализ залежи нефти месторождения Иджош Север..... | 83 |
| 3.2.5. Предварительные заключения по результатам анализа..... | 90 |
| 3.2.6. Вторая итерация комплексного анализа территории по результатам бурения новой разведочной скважины. Литолого-седиментологический анализ керна..... | 91 |
| 3.2.7. Сравнительный анализ керна разведочных скважин. Тектоно-седиментационная схема формирования отложений..... | 96 |
| 3.2.8. Обсуждение результатов комплексного анализа керна. Тектоно-структурные реконструкции..... | 100 |

| | |
|--|-----|
| 3.2.9. Выводы о результатах применения «тектоно-седиментационного» подхода на месторождении Иджош Север..... | 104 |
| 3.3. Выводы по главе..... | 105 |
| 4. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО АЛГОРИТМА ПРИ АНАЛИЗЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ ТЕРРИТОРИИ..... | 107 |
| 4.1. Результаты применения тектоно-седиментационного подхода по данным бурения новых разведочных скважин близлежащих территорий вблизи месторождения Иджош Север. | 107 |
| 4.1.1 Анализ геофизического материала..... | 107 |
| 4.1.2. Анализ нового кернового материала разведочной скважины № Is-X-10..... | 108 |
| 4.2. Рекомендации по доразведке и разработке малоразмерных сложнопостроенных залежей на территории месторождений УВ Милошево-Иджош..... | 116 |
| 4.3. Результаты бурения скважины № Is-19 на западном крыле структуры Иджош Север..... | 125 |
| 4.4. Выводы по главе..... | 140 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 142 |
| СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ..... | 144 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 145 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 1..... | 155 |

СПИСОК РИСУНКОВ

| | |
|--|----|
| Рисунок 1.1 - Обобщенная блок-диаграмма процесса геологического моделирования при междисциплинарном подходе | 23 |
| Рисунок 1.2 - Диаграмма потоков данных при тектоно-седиментационном подходе..... | 28 |
| Рисунок 2.1 - Физическая карта Республики Сербия [69]..... | 36 |
| Рисунок 2.2 - Основные тектонические единицы массива Карпадо-Балканид [112]..... | 38 |
| Рисунок 2.3 - Реконструкция эволюции Средиземноморья с конца миоцена [106] | 40 |
| Рисунок 2.4 - Литостратиграфическая шкала [28]..... | 41 |
| Рисунок 2.5 - Хроностратиграфическая шкала, неогеновая и палеогеновая системы сербской части Паннонского бассейна | 43 |
| Рисунок 2.6 - Региональная карта кровли фундамента с нанесением положения главных тектонических нарушений и основных тектонических единиц [83]..... | 49 |
| Рисунок 2.7 - Схема местоположения изучаемых участков [103]..... | 50 |
| Рисунок 3.1 - Пример разделения района залежи на два блока по сдвиговому разлому (слева) и деления брекчии на два типа по латерали (справа) [52]..... | 64 |
| Рисунок 3.2 - Выкопировка из региональной карты с указанием положения региональных разломов и направления сдвигов в районе Сегединской депрессии [103]..... | 66 |
| Рисунок 3.3 - Схема геологического строения месторождения Майдан Дубоко [52] | 68 |
| Рисунок 3.4 - Схема геологического строения месторождения Майдан Дубоко предыдущих авторов (подсчет запасов 2009, Деян Маркович [58])..... | 69 |
| Рисунок 3.5 - Структурные карты по кровле пласта А - метаморфизованные породы фундамента (слева), по кровле пласта С - конгломератов и брекчии (справа) [52]..... | 71 |
| Рисунок 3.6 - Модель формирования кимберлитовых брекчий [81]..... | 74 |
| Рисунок 3.7 - Планшет по скважине № Is-X-4 с лабораторными данными по керну и РИГИС в целевом интервале пласта Баден 2..... | 78 |
| Рисунок 3.8 - Первый метр целевого пласта Баден2 характеризуется в керне включениями гальки..... | 79 |
| Рисунок 3.9 - Фотоснимки интервала брекчированных пород фундамента месторождения Иджош Север, слева - в дневном свете, справа - в ультрафиолетовом свете [87]..... | 80 |
| Рисунок 3.10 - Размерность метаконгломератов на глубине 2302-2303 м..... | 81 |
| Рисунок 3.11 - Сопоставление фрагментов структурной карты по кровле целевого пласта (А) и разрез по амплитудному кубу (Б) (по данным Милей Е.С., Буторин А.В., 2018).85 | |
| Рисунок 3.12 - Сопоставление структурной карты подошвы пласта Vd2 (с наложением тренда коэффициента «песчанности» и предполагаемых границ конусов выноса) (слева) и прогнозной карты коэффициента «песчанности» с совмещением контура ВНК и границы выступа фундамента (справа)..... | 86 |
| Рисунок 3.13 - Сопоставление карты нефтенасыщенных толщин пласта Баден 2 (А) и схемы ранжирования зон наличия коллектора (Б) | 89 |
| Рисунок 3.14 - Граница между селевыми и трансгрессивными отложениями, вскрытые скважиной № Is-X-5 | 89 |
| Рисунок 3.15 - Пример образцов керна из интервала глубин 2297,5-2308,5 м (слева) и планшет по скважине с данными микроимджера сопротивлений, ГИС, керна (справа)92 | |
| Рисунок 3.16 - Обоснование кровли объекта брекчии по данным микроимджера сопротивлений скважины № Is-X-5 | 93 |
| Рисунок 3.17 - Фотографии керна из первой (слева) и второй (права) разведочных скважин..... | 96 |
| 5 | |
| Рисунок 3.18 - Тектоно-седиментационная схема формирования отложений района залежи нефти пласта Vd2 месторождения Иджош Север [48]..... | 96 |

| | |
|---|------|
| Рисунок 3.19 - Авторская скважинная корреляция целевых отложений и интервалы перфорации разведочных скважин № Is-X-4 (слева) и № Is-X-5 (справа) залежи нефти в пласте Vd 2 месторождения Иджош Север..... | 97 |
| Рисунок 3.20 - Фотография пород базальных отложений, вскрытых скважиной № Is-X-4 на глубине 2293-2310 м..... | 100 |
| Рисунок 3.21 - Схема направлений главных тектонических деформаций территории [46] | 103 |
| Рисунок 4.1 - Временной разрез через скважины № Is-X-5, Is-X-10 с авторской интерпретацией положения СЗД и ОГ по кровле фундамента | 108 |
| Рисунок 4.2 - Фотоснимки керна из скважины № Is-X-5 на глубине 2305 м (слева), скважины № Is-X-10 - глубина 2588 м (справа)..... | 109 |
| Рисунок 4.3 - Фрагмент пород в интервале органогенных известняков скважины № Is-X-10 (глубина 2586 м) – слева и срез верхнего фрагмента (в увеличенном масштабе) – справа..... | 110 |
| Рисунок 4.4 - Фотоснимки шлифов в микроскопе из керна скважины № Is-X-10 (глубина 2586,6 м) – слева, то же в скрепленных николях – справа | 112 |
| Рисунок 4.5 - Фрагмент временного разреза через разведочные скважины месторождения Иджош Север..... | 1134 |
| Рисунок 4.6 - Схема палеорекострукции кинематической модели развития территории на карте кровли фундамента | 115 |
| Рисунок 4.7 - Карта по кровле отражающего горизонта, приуроченного к кровле фундамента, с выделением участков, связанных с вероятным распространением базальных отложений | 117 |
| Рисунок 4.8 - Тектоно-седиментационная схема гравитационного механизма формирования базальных отложений (Милей Е.С., 2019) [48]..... | 119 |
| Рисунок 4.9 - Участки для дальнейшего изучения базальных отложений на близлежащих территориях на фрагменте региональной карты по кровле фундамента | 121 |
| Рисунок 4.10 - Региональный временной разрез между месторождениями Иджош Север и Банатско Милошево. Черный контур - кровля фундамента..... | 122 |
| Рисунок 4.11 - Карта ОГ по кровле донеогенового основания (условной кровле фундамента) с указанием положения пробуренных скважин, вариантом интерпретации возможного положения глубинных разломов [50]..... | 124 |
| Рисунок 4.12 - Временной разрез с авторской интерпретацией кровли фундамента (зеленый горизонт), разломов и выделением СЗД (черный пунктир) - слева и структурная карта по кровле фундамента (красный пунктир - новое положение разломов) - справа..... | 126 |
| Рисунок 4.13 - Определение объектов по скважине № Is-19 по данным шлама с описанием вмещающих пород | 128 |
| Рисунок 4.14 - Скважинная корреляция пластов по соседним скважинам № Is-19 и № Is-13, разделенных двумя разломами и тектоническим блоком..... | 129 |
| Рисунок 4.15 - Структурная карта по кровле фундамента (по результатам бурения скважины № Is-19) с авторским вариантом положения разломов (красным пунктиром) | 130 |
| Рисунок 4.16 - Интерпретация ОГ по кровле фундамента (временной домен) с авторским вариантом положения глубинных разломов (красные полигоны)..... | 133 |
| Рисунок 4.17 - карты временных толщин между ОГ по кровле фундамента и по кровле карбонатных пород - покрывки (а), между ОГ по кровле фундамента и по кровле конгломератов (б) | 135 |
| Рисунок 4.18 - Комбинация временного разреза по кубу атрибута RMS амплитуд (а) и карта максимальных амплитуд по кровле фундамента в окне 2 мс (б) | 137 |
| Рисунок 4.19 – Районы для доразведки территории месторождения Иджош Север на карте фундамента..... | 138 |
| Рисунок 4.20 – Прогноз распространения зон, перспективных на скопление УВ (слева) и прогнозная карта распространения коэффициента песчанистости (справа)..... | 139 |

СПИСОК ТАБЛИЦ

| | |
|--|-----|
| Таблица 2.1. Емкостные характеристики терригенных коллекторов месторождений нефти, газа и газоконденсата на территории Северного Баната [85, 91] | 53 |
| Таблица 3.1. Матрица типизации керна [52] | 589 |
| Таблица 3.2. Вещественно-структурные особенности выделенных макротипов пород [52]61 | |
| Таблица 4.1. Свойства пластовых флюидов месторождения Иджош Север, отложения среднего миоцена (пласт Баден 2)..... | 131 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В последнее время наблюдается значительное усложнение структуры разведываемых и разрабатываемых залежей углеводородного сырья (УВС). За счет повышения технологического уровня нефтегазодобывающих компаний появилась возможность «вскрывать» глубокие горизонты и исследовать новые геологические объекты, которые не были доступны для детального изучения. Но адресное описание механизмов формирования сложнопостроенных залежей углеводородов (УВ) отсутствует, а геологические модели, построенные на традиционных представлениях, не позволяют учесть природную гетерогенность свойств пластов. Данное обстоятельство приводит к накоплению противоречия между устоявшимися методами и полученной геолого-геофизической информации нового качества, что препятствует открытию перспективных зон нефтегазонакопления. Работа со сложнопостроенными залежами УВС сводится к разработке новых методов исследования с целью понимания сложности строения и выявления перспектив нефтегазодобычи, в связи с этим тема диссертации является актуальной.

Объектами исследования являются следующие типы залежей УВС Сербской части Паннонского бассейна (Северный Банат):

- залежи в терригенных отложениях возраста верхнего и среднего миоцена, сформированных под влиянием гравитационных процессов (временные конусы выноса);
- залежи в базальных отложениях на контакте с породами фундамента;
- залежи в метаморфических породах фундамента палеозойского возраста.

Предмет исследования - тектоно-седиментационный процесс формирования сложнопостроенных залежей нефти и газа в терригенных отложениях осадочного чехла и фундамента.

Степень разработанности темы исследования

Проблемами структурно-тектонических особенностей строения Паннонского бассейна занимались геологи югославской школы с середины прошлого века, среди которых А. Грубич, Г.Л. Долтон, Р. Кеменечи, М. Марвич, Ф. Хорват, М. Чанович, Б. Чирич. Достаточно хорошо в литературе описана геология венгерской части Паннонского бассейна, благодаря геологам И. Маджар, А. Гос-Макк. В середине прошлого века большое влияние на развитие представлений о геологическом строении Карпат и Паннонского бассейна оказали исследовательские работы советских ученых А.А. Белова, В.Г. Николаева, М.Л. Коппа.

В последние годы в рамках российско-сербского сотрудничества научных центров продолжают вносить вклад в исследование геологии Республики Сербии и соседних государств

современные геологи и седиментологи Иван Дулич, Радмило Йованович, Предраг Цвиич, Деян Радивоевич, Е.А. Жуковская, М.А. Тугарова.

В большинстве работ перечисленных исследователей процессы седиментации рассматривались преимущественно регионально. В работах по подсчету запасов и оценке ресурсов УВС открытых месторождений выполнен детальный анализ на уровне пробуренных скважин, а механизмы формирования залежей остаются заимствованными из региональных исследований, либо приводятся литературные данные для использования в качестве примера. Таким образом, для сложнопостроенных залежей УВ сербской части Паннонского бассейна практически отсутствуют адресные геологические модели, которые бы включали описание процессов формирования залежей и их влияние на распределение фильтрационно-емкостных свойств.

Новые данные, накопленные за последние 10 лет, не укладываются в принятые представления о пластовых моделях залежей, заложенных в основу геологоразведки и разработки месторождений. Возникшие противоречия создают серьезные помехи как в геологоразведочных работах, так и в процессе разработки залежей. Интеграция полученных данных, новых парадигм и традиционных подходов к геологическому анализу позволит усовершенствовать представления о механизмах формирования сложнопостроенных залежей УВ и, устранив возникшие противоречия, даст возможность повысить эффективность геолого-разведочных работ и применяемых геолого-технических мероприятий.

1. Цель работы – определение поисковых критериев и повышение эффективности геологоразведочных работ в сербской части Паннонского бассейна на основе детального анализа геологического строения известных залежей.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующую **научную задачу**: создать подход к геологическому моделированию сложнопостроенных залежей УВ, выявить ключевые факторы контроля нефтегазоносности изучаемых территорий и выполнить прогноз нефтегазонакопления на территории Северного Баната.

Решение поставленной задачи включало следующие этапы:

— обобщение, анализ и комплексная обработка (переосмысление в соответствии с классическими и современными научными представлениями) геологических данных по объектам исследования, полученных на ранее проведенных этапах геолого-разведочных и научно-исследовательских работ;

— детальная корреляция различных типов отложений по данным геофизических исследований скважин (ГИС) в соответствии с принципами электрофациального анализа;

— геологическая интерпретация временных разрезов с выделением разрывных нарушений, локализация выступов фундамента;

— анализ структурных особенностей пластов и определение их взаимосвязей с геодинамической обстановкой формирования ловушек и залежей УВС;

— построение детальных геологических моделей залежей УВ для прогноза новых зон нефтегазоносности, оценки коллекторских свойств, начальных и текущих геологических запасов нефти и газа.

Научная новизна

1. Для месторождений Майдан Дубоко и Иджош Север обосновано положение границы между терригенными и метаморфизированными породами фундамента, которое подкреплено фактическими данными керна и данными азимутального электрического микроимиджера в скважинах, пробуренных до фундамента.

2. Выявлена взаимосвязь наличия продуктивных отложений в разрезе месторождения Иджош Север и положения локализованных субвертикальных зон деструкций горных пород.

3. Описана генетическая связь между тектоническими и седиментационными событиями, объясняющая сложность строения залежей Иджош Север и Майдан Дубоко по разрезу и по латерали.

4. Установлены тектоно-седиментационные особенности и критерии поиска перспективных участков для доразведки на территории месторождения Иджош Север и прилегающих территорий.

5. Созданы геологические модели среднемиоценовых отложений и фундамента месторождений Иджош Север, Майдан Дубоко с учетом блокового строения пород фундамента.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. В работе продемонстрировано практическое применение тектоно-седиментационного подхода при анализе режима тектонических движений, зафиксированных на основании интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Доказана блоковая структура залежей нефти и газа месторождений Сербской части Паннонского бассейна (Северный Банат).

2. Данные детальные геологические модели в двух- и трехмерном виде, представленные в формате проекта Petrel (ПО Schlumberger) и подкрепленные презентационными материалами, концептуальными схемами и расчетами, являются основным инструментом для оценки перспектив и принятию решений о бурении и испытании скважин в компании ООО «НИС а.д. Нови Сад».

3. Сформулированные в работе практические рекомендации по доразведке месторождений и местоположению проектных скважин были приняты в компании и привели к открытию новых зон нефтегазоносности, в пробуренных по рекомендации автора скважинах получены промышленные притоки нефти.

Теоретические основы решения поставленных задач, методы исследования

В процессе работы над геологическим материалом автор опирается на методы сейсмостратиграфии, структурно-тектонический и палеоструктурный методы, седиментологический и литологический анализ.

Анализ структурно-тектонических особенностей исследуемой территории основан на фундаментальных разработках известных отечественных геологов, опубликованных в работах В.В. Белоусова, М.В. Гзовского, А.Н. Дмитриевского, Ю.И. Пиковского, Ю.М. Пушаровского, В.Е. Хаина. В ходе практической работы над изучением геологического строения залежей автором использованы идеи и гипотезы П.Н. Кропоткина, М.А. Усова и В.А. Обручева, разработки сербских и венгерских ученых И Маджара, Д. Радоевича.

Анализ материалов сейсморазведки проводился с учетом методик, описанных Ю.Н. Воскресенским. Палеоструктурный (палеотектонический) анализ - анализ истории тектонического развития изучаемых месторождений был выполнен с использованием «метода мощностей», разработанного Н.С. Шатским, и в дальнейшем развивавшимся известными геологами В.В. Белоусовым, В.Е. Хаиным.

Седиментологический и литофациальный анализ проводился с учетом методик В.Т. Фролова, В.Г. Кузнецова, рекомендаций Е.А. Жуковской и М.А. Тугаровой, Р. Йовановича. Интерпретация материалов ГИС выполнялась с использованием классических методических приемов, опубликованных в работах В.А. Дахнова, В.С. Муромцева и др.

Основную идею комплексирования различных методов при анализе разноплановой информации автор почерпнула из методических разработок Н.П. Чамова, связанных с исследованием тектоно-седиментационных систем. В работах Н.П. Чамова показано, что комплексные тектоно-седиментационные модели обладают прогнозными возможностями. С учетом того, что «взаимовлияние тектонических и осадочных процессов» имеет место на изучаемой территории Паннонского бассейна автором при анализе рассматриваемых залежей нефти и газа было использовано «междисциплинарное изучение многокомпонентных систем» (Н.П. Чамов, 2013).

В ходе практической работы по анализу геологического строения сложнопостроенных залежей УВ и теоретическом осмыслении предмета исследования автор опирался на многочисленные исследования и предложенные концепции Р.М. Бембея и С.Р. Бембея, посвященные «процессам геодинамики, роли флюидных систем в образовании и преобразовании земной коры», анализу строения и принципам определения субвертикальных зон деструкций (СЗД), их связи со сложнопостроенными залежами УВ.

Фактический материал. Исследование выполнено на основе геолого-геофизических данных, предоставленных ООО «НТЦ НИС-Нафгаас» и ООО «НИС а.д. Нови Сад» в рамках

текущих проектов. Также были использованы материалы из геологических отчетов по предыдущим научно-исследовательским проектам компании ООО «НИС а.д. Нови Сад».

В основу данной работы положены следующие фактические материалы:

- данные по 28 скважинам, содержащие комплекс ГИС (Майдан Дубоко - 9 скв, Иджош Север - 19 скв.);
- данные азимутального микроимиджера сопротивлений по трем скважинам месторождения Иджош Север;
- каменный материал по 12 скважинам (Майдан Дубоко - 9 скв, Иджош - 3 скв.);
- данные интерпретации 808 км² сейсморазведки 3Д (район месторождения Майдан Дубоко - 222 км², Иджош Север - 586 км²).

Положения, выносимые на защиту:

1. Механизм формирования малоразмерных залежей УВ в базальных отложениях юго-западной части Паннонского бассейна зависит от режима тектонических движений, зафиксированных на основании интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. На локальном уровне подтвержден режим сжатия, осложненного сдвиговой и ротационной кинематикой. Установлена блоковая структура исследуемых залежей.

2. Геологические модели базальных отложений региона Северный Банат, построенные с учетом принятых механизмов формирования, позволяют выявлять зоны флюидодинамической активности, перспективные с точки зрения нефтегазоаккумуляции. В локальных выступах фундамента формируются зоны дезинтеграции горных пород, которые под действием тектонических движений переносятся в гипсометрически пониженные зоны, заполняя склоны выступов продуктами переотложения.

3. Генетическая связь между тектоно-структурными и седиментационными особенностями строения залежи УВ. Наличие данной связи, установленной по результатам изучения залежей в пределах Сербской части Паннонского бассейна, является предпосылкой для выполнения прогноза нефтегазоносности на основании комплексных тектоно-седиментационных моделей. Наибольшие перспективы связаны с локальными выступами фундамента, которые ограничены разломами, и близлежащими склонами, заполненными терригенными отложениями (пролювиальные конусы выноса, переотложенные породы фундамента, брекчии коры выветривания).

Личный вклад. Автором самостоятельно описан керновый материал, выполнена интерпретация отражающих горизонтов и разломов на сейсмических разрезах, сейсмогеологический анализ построенных карт атрибутов, покважинная корреляция продуктивных горизонтов и их частей, построение структурных каркасов, палеотектонические

реконструкции изучаемых территорий, создание геологических моделей различной степени детальности, разработка тектоно-седиментационных моделей для района исследования.

Степень достоверности научных результатов обеспечивается:

- достаточным объемом фактического материала, состоящего из разных типов геолого-геофизических данных;
- комплексированием традиционных методов тектоно-структурного, линеаментного анализа и литофациального анализа керна;
- применением современного программного обеспечения для геологического моделирования (Petrel).

Апробация результатов работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на конференциях различного уровня.

Международные конференции: Second conference on forward modelling of sedimentary systems (25-28.04.2016. Норвегия, Трондхейм), Ежегодная международная 81 конференция и выставка EAGE (The EAGE Annual 2019, the 81st Conference & Exhibition, Великобритания, Лондон, июнь 2019), 34 встреча международной ассоциации седиментологов IAS (34th IAS Meeting of Sedimentology, Италия, Рим, сентябрь 2019), Международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (12.11.2020. ГБОУ ВО «Альметьевский госуд.нефтяной ин-т», Альметьевск), IX Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность - 2021» (27-28.05.2021, МГУ, Москва), Международная конференция «Рассохинские чтения» (ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет 03-04.02.2022).

Региональные конференции: XXIV Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Российская Федерация, Томск, 2020), Национальная научно-практическая конференция с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (19-20.11.2020, ТИУ, Тюмень).

По теме диссертации опубликовано 12 работ, в том числе 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ и 8 тезисов докладов на всероссийских и международных конференциях.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения. Работа содержит 51 иллюстрацию, 4 таблицы и 1 приложение. Список литературы включает 115 наименований. Общий объем работы составил 155 страниц.

Благодарности. Автор благодарен научному руководителю – д.г.-м.н. С.Р. Бембелю – за чуткое руководство, бесценные советы, профессиональную поддержку, помощь в написании работы и веру в успех; к.г.-м.н. Е.А. Жуковскую – за наставничество по седиментологическому

анализу керна на начальных этапах профессиональной деятельности, мотивацию к написанию квалификационной работы и рекомендации; д.г.-м.н. М.А. Тугаровой – за обучение особенностям комплексного анализа метаморфических пород фундамента и квалифицированную методическую поддержку; к.г.-м.н. А.П. Вилесову – за продуктивные беседы по тематике исследования, методологическую и научную поддержку в решении нетривиальных задач в области седиментологии в процессе работы над проектами. Глубокую признательность выражает коллегам Е.Ф. Цукановой и А.С. Грицкову – за многолетнюю поддержку, плодотворное сотрудничество и обмен опытом. Автор выражает благодарность компании «НИС а.д. Нови Сад», в лице главного геолога М.А. Кузнецова – за возможность использовать в настоящей работе материалы сейсморазведочных работ, геофизических методов исследования скважин, керновые исследования.

1 ФАКТИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Фактические материалы

Фактический материал для настоящего диссертационного исследования собран в результате изучения залежей нефти и газа Паннонского бассейна, расположенных на территории Республики Сербия. Оператором является компания ООО «НИС а.д. Нови Сад», научно-техническое сопровождение осуществляется центром ООО «НТЦ НИС-Нафтагас». Автором в рамках работ по геологическому сопровождению разработки залежей с 2013 по 2021 гг. были проанализированы многопластовые месторождения УВ, разрабатываемые в настоящее время. Наиболее значимые и относящиеся к теме работы, следующие:

1. Месторождение нефти и газоконденсата Майдан Дубоко, нефтегазоносность связана с породами кристаллического фундамента, пробурено 6 разведочных и 1 эксплуатационная скважина. Район данного месторождения покрыт 3Д сейсмической съемкой площадью 222 км², в 7 скважинах отобран керновый материал с проведением лабораторных анализов. В исследовании рассматривается комплекс метаморфических пород фундамента протерозой-палеозойского возраста и базальных отложений.

2. Месторождение нефти и газа Иджош Север, многопластовое, нефтегазоносность связана терригенным комплексом базальных отложений, пробурено 19 скважин. Район месторождения покрыт 3Д сейсмической съемкой площадью 586 км². В 5 скважинах отобран керновый материал с проведением лабораторных анализов скважин. При анализе использовались данные азимутальных микроимиджеров сопротивлений двух скважин. В работе рассматривается базальный комплекс отложений среднего и нижнего миоцена и породы кристаллического фундамента.

Автор принимала личное участие в работах по доразведке малоразмерных залежей месторождений Кикинда Запад, Иджош Север, где после бурения первых разведочных скважин был выполнен комплексный анализ кернового материала, выполнена интерпретация материалов сейсморазведки и создание тектоно-седиментационных моделей для планирования бурения и стратегии разработки. Также автором было детализировано геологическое строение месторождений Кикинда, Майдан Дубоко, Банатско-Милошево, Палич. С учетом накопленного опыта и разработанного алгоритма анализа сложнопостроенных геологических структур автором в 2020 г. была предложена к бурению скважина, открывшая малоразмерное многопластовое месторождение нефти и газа Кикинда Северо-Запад, которое находится на данный момент в промышленной эксплуатации.

1.2. Современные методы геологического анализа сложнопостроенных залежей

Для формализации оптимального подхода работы и с целью результативного анализа сложнопостроенных геологических объектов автор опирается на проверенные временем традиционные методы анализа геологического строения залежей УВ. В ходе работы будут упомянуты тектоно-структурный и линеаментный анализ, литофациальный анализ, сейсмогеологический анализ, генетический анализ, кинематический анализ и, как синтез провиденной аналитики, авторский подход для осуществления тектоно-седиментационного контроля распространения залежей УВ.

Тектоно-седиментационный метод упоминался еще в прошлом столетии, например, в работе «Тектоника» Ю.А. Косыгина (1988) [39]. Среди современных исследователей следует отметить Н.П. Чамова, который поднимает тему важности тектоно-седиментационных систем как комплексного объекта [79].

Исторически сложилось, что ранее одним из главных научных направлений изучения осадочных процессов являлась литология. Причины этого скрыты в том, что осадочные отложения являются наиболее изученными. Хорошее понимание геологами механизмов осадочных процессов объясняется тем, что большинство типов погребенных осадков формировались по тем же законам, что и современные. Стадийное или стадийно-литологическое направление рассматривает историю осадочной породы от зарождения осадочного материала через его перенос и осаждение, превращения осадка в породу, «бытие последней вплоть до ее исчезновения в результате гипергенеза или метаморфизма» [65]. Седиментационно-генетическое или седиментологическое направление акцентирует внимание на первых стадиях осадочного процесса, рассматривает механизмы и обстановки осадконакопления, влияние на осадочный процесс внешних факторов - тектонических, климатических, биотических и других. В значительной степени оно перекрывает первое направление в области начальных стадий осадочного породообразования, однако акцент здесь делается не столько на процессы и механизмы, сколько на обстановки и условия осадконакопления. Поэтому это направление тесно связано с решением «обратной задачи» - фациально-генетическим анализом и служит его базой.

Опорным методом, применяемым при анализе залежей в ходе диссертационного исследования, явился генетический анализ в узком смысле слова. Как определяет его В.Т. Фролов, это выяснение процессов образования и преобразования осадков в породы в стадиях выветривания и осадконакопления на поверхности литосферы и в ее верхней части [76]. В генетическом анализе главной является типизация отложений по ведущему геологическому процессу или способу формирования отложений, которая приводит к выделению генетических типов отложений (ГТО). ГТО - это типовые модели формирования отложений, которые почти

всегда являются сложными «клубками» разнообразных более элементарных физических, химических, механических и других процессов, т.е. динамическими системами.

По изучению осадочных комплексов к середине прошлого века направление исследований стратификаций развилось в литофациальный анализ. Первоначально этот анализ предполагал построение естественных моделей повторяющихся стратификаций, основанных на выявлении эволюционных механизмов их формирования. Общеизвестным примером таких обобщений была схема исследования элементов турбидитных ритмов Арнольда Боумы (Boyma, 1962). Дальнейшей разработкой литофациального анализа явилось трехмерное моделирование осадочных построек и их эволюции, в котором слоистость пород, их литологический состав, осадочные структура и текстура слились в единые, генетически связанные литофациальные комплексы, естественная совокупность которых определяет архитектурные элементы большой осадочной постройки (Miall, 1985). В современных построениях понятие «генетическая идентификация» обозначает понимание механизмов образования осадочных толщ, вплоть до достаточного уяснения физических характеристик осадкообразующих процессов [65].

Однако несмотря на успешное развитие в нашей стране учения о геологических формациях, возникшего на стыке литологии и тектоники, в области геологических изысканий все чаще встречаются описания комплексных исследований, ряд ученых вводят понятие тектоно-седиментационной модели (Жуковская, 2013), тектоно-седиментационных систем (Чамов, 2017). Под тектоно-седиментационной системой понимается совокупность процессов и явлений, которые происходят при обязательном участии структурообразования и осадконакопления. Только совместное изучение структурного и седиментационного аспектов позволяет выявить характер развития отдельных элементов и общую эволюционную направленность развития системы [79].

Автор разделяет мнение современных ученых об обязательном применении многопрофильного подхода к изучению геологических процессов и даже стремление к объединению различных направлений анализа. Тектонические процессы закладывают основное направление развития геологических объектов как на стадии формирования ловушек и залежей, так и при дальнейшей их эволюции. На основании практики анализа сложнопостроенных залежей Паннонского бассейна, у автора сформировалось убеждение в том, что геологический анализ СПО обязательно должен включать этап построения тектоно-седиментационной модели. Так, В.А. Карпов отмечает [33], что большинство ловушек УВ являются «тектонозависимыми» под влиянием геодинамического поля (его составляющих). «Испытав геодинамическую переработку, первичные ловушки претерпели изменения различной глубины с образованием вторичных скоплений, став вместе с последними сейсмогенными, что свидетельствует о наличии связи сейсмичности недр и их нефтегазоносности. Изучение всех составляющих

геодинамического поля должно быть направлено на выявление тектонического блендера, определяющего судьбу первичных и вторичных скоплений углеводородов».

При сопоставлении данных различных месторождений Северного Баната Паннонского бассейна, а также в работах других ученых отмечается главная роль тектонических процессов при образовании ловушек УВ [15, 71, 74]. В процессе выполняемого диссертационного исследования расширение седиментологического анализа (и дополнение его) тектоно-структурным анализом продиктовано тем, что на каждом объекте, исследованном в рамках рабочих проектов по изучению геологического строения залежи УВ, установлено влияние тектонических процессов (в основном сдвигового характера, син-рифтовых и конседиментационных) на формирование, трансформацию или разрушение залежей УВ.

На протяжении всей работы автором учитываются современные представления и результаты исследований о геодинамических процессах и их влиянии на формирование отдельных тектонических структур российских исследователей И.Г. Киссина [36], В.Л. Русинова [68], Н.К. Булина, А.В. Егоркина [15]. При изучении геологического строения залежей УВ значительное положительное влияние на ход исследования оказали признанные идеи П.Н. Кропоткина [41], и их развитие в работах А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валяева [26].

В ходе практической работы по анализу геологического строения сложнопостроенных залежей УВ и теоретическом осмыслении предмета исследования автор опирался на многочисленные результаты исследований, предложенные теории и идеи Р.М. Бембея и С.Р. Бембея, посвященные «процессам геодинамики, роли флюидных систем в образовании и преобразовании земной коры», анализу строения и принципам определения СЗД (субвертикальных зон деструкций), а также их связи со сложнопостроенными залежами УВ.

1.3. Обоснование необходимости создания адресного геологического подхода анализа сложнопостроенных залежей юго-западной части УВ Паннонского бассейна

Отсутствие адресного подхода работы можно объяснить тем, что в сам термин сложнопостроенные залежи нефти и газа вкладывается разное содержание. Корректное название описываемых процессов всегда играет большую роль в исследовательском процессе. Согласно классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [63], залежи сложного строения характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений; залежи очень сложного строения, характеризующиеся варьированием по площади водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК) контактов, наличием как

литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

При разработке научно-методической основы исследований и разработки сложнопостроенных объектов А.В. Фомкиным (2019) выделен ряд факторов, осложняющих строение залежей, представленных сложнопостроенными коллекторами. Среди основных факторов представлены сложная геометрия резервуара и наличие трещинных систем. Наличие комбинаций данных факторов вероятнее всего можно объяснить:

- историей формирования продуктивной толщи;
- присутствием выраженной разломной тектоники;
- влиянием палеоэрозионных факторов;
- отсутствием или «ступенчатостью» флюидоупоров [75].

В рамках данной работы к сложнопостроенным залежам автор, учитывая результаты собственной практики изучения залежей УВС Паннонского бассейна, относит малоразмерные залежи, отложения которых формировались в двух и более типах обстановок осадконакопления, часто в неустойчивой геодинамической обстановке, характеризующейся неоднородностью строения по данным сейсморазведки и керновым исследованиям, наличием выраженных тектонических нарушений, эрозионных контактов. На основании выполненного анализа геолого-геофизического материала отмечается, что свойства коллекторов СПЗ часто характеризуются как «супер»-коллекторы, так и низкопористые коллекторы. Тектоническая активность изученной территории обеспечивает уникальное строение ловушек, барьеров или путей миграции УВ, таким образом, значительно усложняя строение залежей.

По мере выполнения геологического анализа для прогноза распространения залежей УВ автор столкнулась с проблемой невозможности использовать распространенные в практике стандартные алгоритмы построения трехмерных цифровых моделей для оценки запасов УВ залежей нефти и газа сербской части Паннонского бассейна. Построение геологических моделей с принятой степенью детальности, когда происходит недоучет наличия разломов или зон трещиноватости пород фундамента, отсутствие сейсмостратиграфической привязки горизонтов по соседним скважинам, шаг сетки не менее 100x100 м и прочие допущения, приводили к ошибкам в планировании бурения скважин, переоценки начальных запасов УВ и, соответственно, в нереальных расчетах рентабельности разработки залежи. Так, при моделировании с шагом сетки 100x100 м происходит сглаживание структурных особенностей, что ведет к исчезновению локальных структур. Для того, чтобы избежать описанных промахов на этапе геологического анализа, необходимо корректно (то есть максимально приближенно к реальным характеристикам объектов) учесть важные геологические особенности строения сложных залежей. Важно то, что перед тем, как приступить к непосредственному

моделированию, нужно определить и выбрать именно те геологические факторы, которые оказывают ключевое влияние на формирование особенностей отложений, осложняющих залежь УВ. По опыту проведенных автором работ на материалах, описывающих сербскую часть Паннонского бассейна (регион Северный Банат), принципиальное значение имеет то, на каких факторах тектонического и седиментационного процессов формирования отложений выстроена геологическая концепция.

Обращаясь к работам российских геологов, были найдены примеры наличия конкретного несоответствия применяемых методологий уровню сложности геологического материала в современной практике. Так, по мнению В.В. Волянской [20] основными методологическими сложностями построения локальной модели (месторождения в целом, залежи, сектора крупного месторождения) являются:

1. Низкий уровень комплексирования знаний из различных направлений наук о Земле, например, геоморфологии, неотектоники или гидрогеологии;

2. Наличие излишнего внимания к точечным исследованиям (керна), особенно при отсутствии подтверждения региональными тенденциями в геологическом развитии (палеогеография);

3. Изучение локальных геологических феноменов в статическом состоянии (трещиноватость или кавернообразование) и бессистемного анализа всех факторов, повлиявших на его возникновение (тектоника, эрозионные процессы).

Касаясь вопроса сложнопостроенных залежей, отмечается, что специфика коллекторов и ловушек объясняется развитием в доюрских породах преимущественно залежей жильного, массивного, тектонически и литологически экранированных типов. Причем следует отметить, что УВ не насыщают толщу всего эрозионно-тектонического выступа, а концентрируются в ее отдельных участках с улучшенными коллекторскими свойствами. В связи со сложным строением месторождений данного типа поиск и разведку залежей необходимо адаптировать и специализировать применительно к конкретным объектам.

Еще в 70-х годах прошлого столетия при становлении системного подхода в науке обращается внимание на значимость комплексных и междисциплинарных подходов. И.В. Блауберг пишет, что в методологической литературе постоянно подчеркивается тот факт, что в современной науке происходит быстрый рост удельного веса и роли задач синтеза. Это выражается как в переходе от дисциплинарного к проблемному способу постановки и решения научных задач, так и во все более широком развитии междисциплинарных исследований и комплексных научных дисциплин [14].

Именно проблемный способ постановки текущей задачи уместен при исследовании сложнопостроенных залежей, так как сложность строения не укладывается в рамки одной

дисциплины (только структурного, тектонического, седиментационного или литологического аспекта и т.д.). Изучая геологическое строение залежей в базальных отложениях, автор столкнулась с тем, что особенности резервуара невозможно описать только седиментологическими причинами, так как в регионе подтверждена тектоническая активность, которая изменяет начальные условия залегания пород. Наиболее приемлемым способом, подобранным практическим путем, явился сбор фактов о залежи с разных точек зрения - тектонической, литологической, седиментологической и даже гидродинамической, а уже следующим этапом - выстраивание иерархии причинно-следственных связей и построение модели на их основе. После проведения серии практических исследований сложнопостроенных залежей, в которых автор принимала непосредственное участие как ответственный исполнитель (пересмотр геологического строения и планирование бурения на глубокозалегающие метаморфические комплексы палеозоя [52], анализ геологического строения базальных отложений [50, 51, 90, 93, 101, 104], уточнение геологического строения пластов тонкослоистого сложения, сформированных в относительно глубоководных обстановках осадконакопления [30, 48, 49, 78, 93]), стало ясно, что без синтеза существующих подходов происходит недоучет и потеря ряда значимых параметров, которые далее выражаются в некорректном прогнозе фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), обосновании подсчетных параметров и подсчета геологических запасов УВ.

Из вышесказанного вытекает необходимость пересмотра подходов работы с геолого-геофизическими данными и построение новой парадигмы геологического моделирования малоразмерных сложнопостроенных залежей УВ. Для создания нового подхода нужно определить несколько направлений, по которым будет производиться улучшение методической части процесса. Такими задачами должны быть: верификация и классификация исходных данных, выявление групп общих проблем, решаемых в нескольких предметных областях, а самое важное - определение последовательности процесса и учета результатов предыдущего этапа работ в последующем.

Автором представляется наиболее целесообразным начать с упорядочения исходных данных по предметным областям (керновые данные, данные геофизических исследований скважин (ГИС), материалы сейсморазведки и т.д.), после чего выявить основные процессы обработки данных и точки проверки результатов работ специалистов различных предметных областей на непротиворечивость. В современных подходах, применяемых на практике, имеется ряд преимуществ в части технической и научной проработки. Внутри одного метода процессы могут быть описаны в явной форме, а некоторые из них не имеют формализованной схемы. К тому же часто встречаются случаи, когда специалисты оставляют развитие своих гипотез и идей, так как они не вписываются в современный технологический процесс анализа

геологических особенностей строения и разработки залежей. Важно обеспечить полноту передачи результата исследования из одной предметной области в другую, в целях исключить недоучет геолого-технической информации. Особое место в процессе многофункционального анализа сложнопостроенных залежей следует оставить для проработки гипотез и теорий, которые обеспечивают основу для геологического моделирования.

Настоящая работа преследует цель улучшения качества геологического моделирования в поддержку поиска и разведки нефти и газа, для чего автором была задумана разработка и апробация специального подхода геологического анализа сложнопостроенных малоразмерных залежей территорий Северного Баната (в Республике Сербия), при котором выполняется комплексная интерпретация данных с сохранением максимальной степени детальности.

Предлагаемый тектоно-седиментационный подход зарекомендовал себя при анализе малоразмерных сложнопостроенных залежей УВ сербской части Паннонского бассейна, но также может применяться и для других регионов, что составляет теоретическую значимость работы.

1.4. Особенности процесса изучения геологического строения сложнопостроенных объектов на основе тектоно-седиментационного подхода

Сложнопостроенные залежи УВ характеризуются большим количеством объектов с различными особенностями резервуара, такими как тонкослоистость, трещиноватость, присутствие минералов, ухудшающих коллекторские свойства (например, пирит), метаморфизация, вторичные изменения пород. Каждый параметр, которым описывается объект, имеет «свою» степень неопределенности. Геологический пласт формируется долгое время и принято разделять древние (палео-) и современные условия объектов, уделяя отдельное внимание описанию характера изменений пород после непосредственного захоронения осадков, учитывать трансформации отложений в связи с геодинамическими процессами, что усложняет процесс анализа. Так, при описании процесса седиментации отложений мы получаем один набор характеристик пласта, но при рассмотрении тектонического режима учитываются кинематические особенности формирования залежи, строение детализируется и усложняется. Основная идея тектоно-седиментационного подхода - рассмотреть взаимовлияющие процессы при непосредственной седиментации, тектоническую активность во время осадконакопления и после него, с максимально возможным сохранением ясности в понимании геологического строения. Путем разделения структурных и седиментационных особенностей резервуара геолог сможет лучше объяснить и понять сложнопостроенные залежи. В результате такого типа анализа автору представляется возможным достигнуть более глубокого понимания особенностей строения геологического объекта, параметров коллектора, что несомненно

улучшит прогнозную способность финальной геологической модели и позволит более качественно проводить геолого-технологические мероприятия.

Сложнопостроенные объекты рационально разделить на составные части для их изучения и описания, поэтому при разработке подхода, учитывающего комплекс геологических аспектов формирования сложнопостроенных залежей, заимствованы идеи из дисциплины проектирования информационных систем. По представлению автора процесс их создания сопоставим с построением геологических моделей - в обоих случаях происходит обработка данных.

1.4.1. Описание основных принципов анализа залежи УВ на основе тектоно-седиментационного подхода

Современные передовые производственные подходы к анализу поиска, разведки и разработки месторождений УВ с целью прогноза перспективных участков, основаны на работе мультидисциплинарных групп, которые позволяют комплексно с различных точек зрения находить решения поставленных задач. Основное внимание при многофакторном изучении месторождения сегодня уделено работе специалистов смежных специальностей – геолог – седиментолог – петрофизик – сейсмик – геолог - разработчик.

На рисунке 1.1 представлено упрощенное представление автора о работе над сложными проектами в многофункциональной группе в современных условиях. Предложенная схема состоит из пяти основных составляющих:

- исходные геолого-геофизические данные;
- процесс обработки анализа исходных данных;
- результаты анализа, сгруппированных по предметным областям исследования;
- процесс мультидисциплинарного анализа предыдущих результатов;
- прогноз распространения изучаемых свойств на основе выявленных зависимостей.

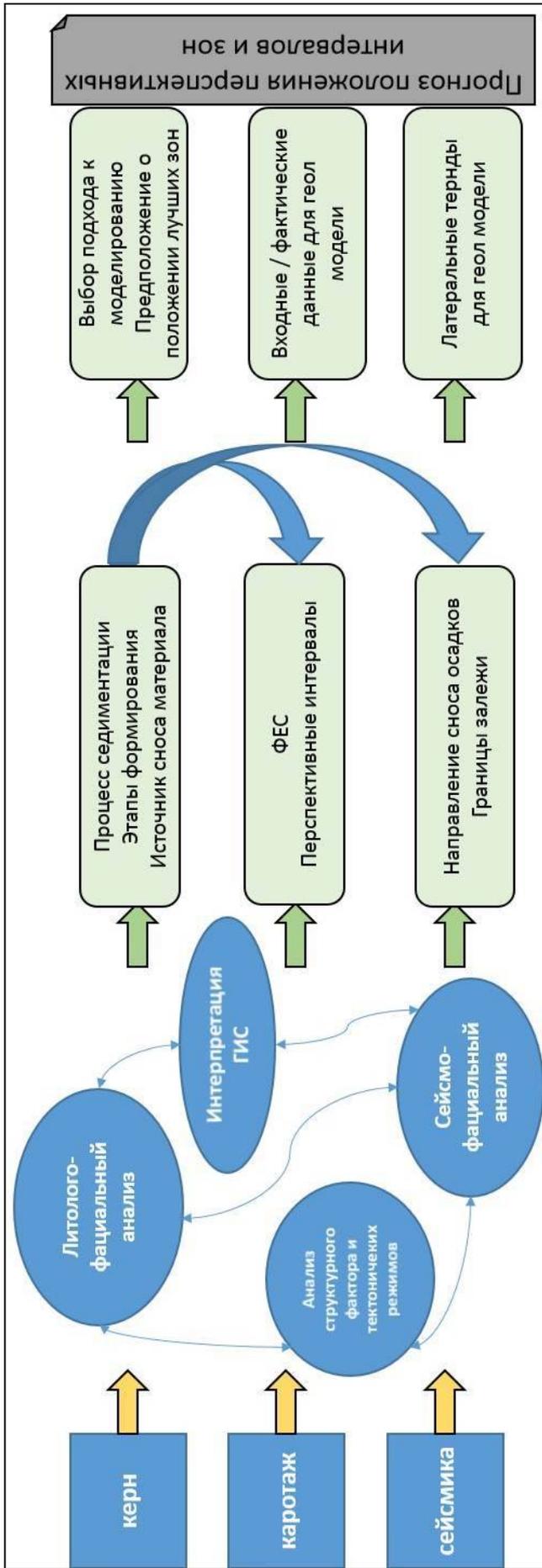


Рисунок 1.1 - Обобщенная блок-диаграмма процесса геологического моделирования при междисциплинарном подходе

При первоначальном упрощенном описании процесса геологического анализа на первом этапе примем допущение, что исходными данными при прогнозе и планировании геологических мероприятий являются 3 источника: керн, ГИС (каротаж) и сейсмическая съемка. Далее, в соответствии с существующими правилами моделирования систем, сформулированных А.М. Вендровым [17], входная информация поступает в блок обработки, где происходит анализ по направлениям исследований. Результатом этапа анализа является разработанная гипотеза осадконакопления, принятая по результатам реконструкции процесса седиментации, результаты интерпретации ГИС, выявленные структурные особенности геологического объекта - границы залежи (контур ВНК или ГНК, границы зон отсутствия коллектора - глинизации или выклинивания) и прочее. Эти результаты являются необходимой основой для построения геологической модели сложнопостроенных объектов, которая по завершению процесса моделирования является инструментом инженера для решения поставленных задач (доразведка месторождения, сопровождение бурения и эксплуатации, разработка залежей и т.д.).

1.4.2. Структура алгоритма анализа сложнопостроенных залежей УВ

В сложном процессе геологического анализа автором был выбран путь, основанный на применении принципов системного подхода, который сейчас широко применяется в различных отраслях деятельности. Системный подход — это методология исследования объектов любой природы как систем, которая ориентирована на:

- раскрытие целостности объекта и обеспечивающих его механизмов;
- выявление многообразных типов связей объекта;
- сведение этих связей в единую картину.

Системный подход реализует представление сложного объекта в виде иерархической системы взаимосвязанных моделей, позволяющих фиксировать целостные свойства объекта, его структуру и динамику.

При переходе к геологической части предлагается базовый алгоритм тектоно-седиментационного подхода, который в сущности является декомпозицией процесса геологического анализа. По аналогии с моделированием бизнес-процесса [17], при формализации процесса геологического анализа сложнопостроенной залежи УВ мы должны получить ответы на вопросы:

1. Какие процедуры (функции, работы) необходимо выполнить для получения заданного конечного результата?
2. В какой последовательности выполняются эти процедуры?
3. Какие механизмы контроля и управления существуют в рамках рассматриваемого процесса?

Предполагается, что приведенный ниже набор процедур выполняет мультидисциплинарная группа с минимальными отклонениями от последовательности, в которой окончательное решение по модели принимает геолог. Далее опишем последовательность основных процессов преобразования исходных данных в геологическую модель.

Процедуры разделены на 5 основных блоков:

- подготовительный блок;
- блок анализа литологических свойств;
- тектоно-структурный анализ;
- анализ гидродинамической связности объектов;
- блок проверки разработанных гипотез и формирование тектоно-седиментационной модели.

Рассмотрим подробнее состав выполняемых работ и решаемых задач в пределах каждого блока.

I блок -подготовительный - корреляция скважинных и сейсмических данных:

1. Первичная скважинная корреляция объектов по методам ГИС.

Определение целевого объекта. Выделение опорных пластов выше и ниже целевого объекта - определение покрывки для залежи. Определение признаков и установление границы между поверхностью метаморфическими породами фундамента и терригенными отложениями.

2. Опорная корреляция горизонтов по кубу данных 3Д сейсморазведки.

2.1. Выполнение опорной сейсмостратиграфической привязки отражающих горизонтов, определение скоростных законов.

2.2. Интерпретация тектонических нарушений.

3. Детальная скважинная корреляция по методам ГИС - выделение циклов на основе принципов сиквенс-стратиграфии.

4. Структурные построения карт кровли объектов (в первом приближении).

II блок - литолого-фациальный анализ:

5. Литолого-фациальный анализ керна по объектам.

5.1. Литологическое описание керна, выделение фациальных ассоциаций;

5.2. Поинтервальное сопоставление пород из соседних скважин/блоков;

5.3. Выявление повторяющихся и/или схожих характеристик пород/циклов внутри интервала;

5.4. Определение общих и различных характеристик пород смежных пластов (например, фундамента и базальных горизонтов, конгломератов и т.д.).

6. Вещественно-структурный анализ пород ключевых интервалов.

Рентгеноструктурный анализ керна (особенно важно сопоставление пород фундамента и осадочного чехла). При высокой степени разрушенности пород необходим более дифференцированный анализ разрушенного материала.

7. Интерпретация материалов ГИС.

8. Анализ интерпретации микроимиджера сопротивлений (при наличии).

9. Электро-фациальный анализ.

10. Сопоставление результатов всех типов анализа. Выделение окончательных литотипов. Определение количества объектов по вертикали.

11. Подготовка трендов и моделирование распространения коллектора.

III блок - тектоно-структурный анализ:

12. Кинематический анализ развития территории.

Определение кинематических характеристик изучаемых объектов.

13. Линеаментный анализ:

- в крупном масштабе для выбора модели формирования структуры;

- в ограниченной площади с высокой степенью детализации для определения блоковой структуры залежи;

- ранжирование структур.

14. Тектоно-структурный анализ.

Сопоставление выделенных разломов с региональными представлениями (учесть направление движения основных блоков, направление региональных стрессов). Анализ ориентации структур и выделенных тектонических нарушений. Установление тектонического режима формирования залежи.

15. Корректировка или проверка скважинной корреляции.

16. Создание тектоно-структурного каркаса.

IV блок - анализ гидродинамической связности объектов:

17. Анализ флюидных контактов.

18. Сопоставление тектонических блоков и флюидных контактов.

Ранжирование объектов на первичные и вторичные.

19. Анализ гидродинамических барьеров.

Создание модели глинистой перемычки или модели выклинивания линзовидных геологических тел.

20. Проверка уровня флюидных контактов и объединение тектонических и гидродинамических барьеров в единую тектоно-структурную модель.

V блок - проверка гипотез и создание тектоно-седиментационной модели

21. Разработка и тестирование гипотез условий осадконакопления.

22. Проверка на согласованность с петрофизической моделью.

При наличии противоречий - проверка исходных данных на ошибки, поиск других вариантов зависимостей.

23. Анализ сейсмических атрибутов и сопоставление с моделью седиментации.

24. Создание латеральных трендов распространения коллектора.

25. Формирование единой тектоно-седиментационной модели.

С целью формализации процесса работы с СПО и систематизации данных необходимо выявление потоков данных при геологическом моделировании. Поэтому автором была создана диаграмма потоков данных, соответствующая описанному выше алгоритму (рис. 1.2). Для структурирования этапов анализа и системной обработки геолого-геофизических и промысловых данных использованы принципы моделирования потоков данных в информационных системах. По аналогии с процессом проектирования программного обеспечения, где диаграммы потоков данных представляют собой иерархию функциональных процессов, связанных потоками данных, была составлена последовательность анализа сложнопостроенных залежей УВ с точки зрения различных предметных областей. На диаграмме выделены два основных типа - это исходные данные (прямоугольники), процессы/этапы анализа (обозначены овалами) и результаты процесса обработки данных (прямоугольники).

Начало процесса комплексного анализа связано с моментом поступления исходных данных геологу, геофизику и петрофизику, в идеальном случае это керновый материал, результаты опробования скважин, ГИС и 3Д сейсмические данные.

Процесс первичной обработки данных (блок 1) автор представляет следующим образом: геолог выполняет опорную скважинную корреляцию (процесс №1) (при этом подразумевается, что этап увязки каротажа уже выполнен), сейсмик работает над опорной корреляцией отражающих горизонтов (процесс №2). Когда определены общие границы геологических объектов и на основании геолого-промысловых данных выбраны первоочередные и второстепенные пласты, выполняется сеймостратиграфическая привязка отражающих горизонтов и подбираются скоростные законы (процесс №2.1).

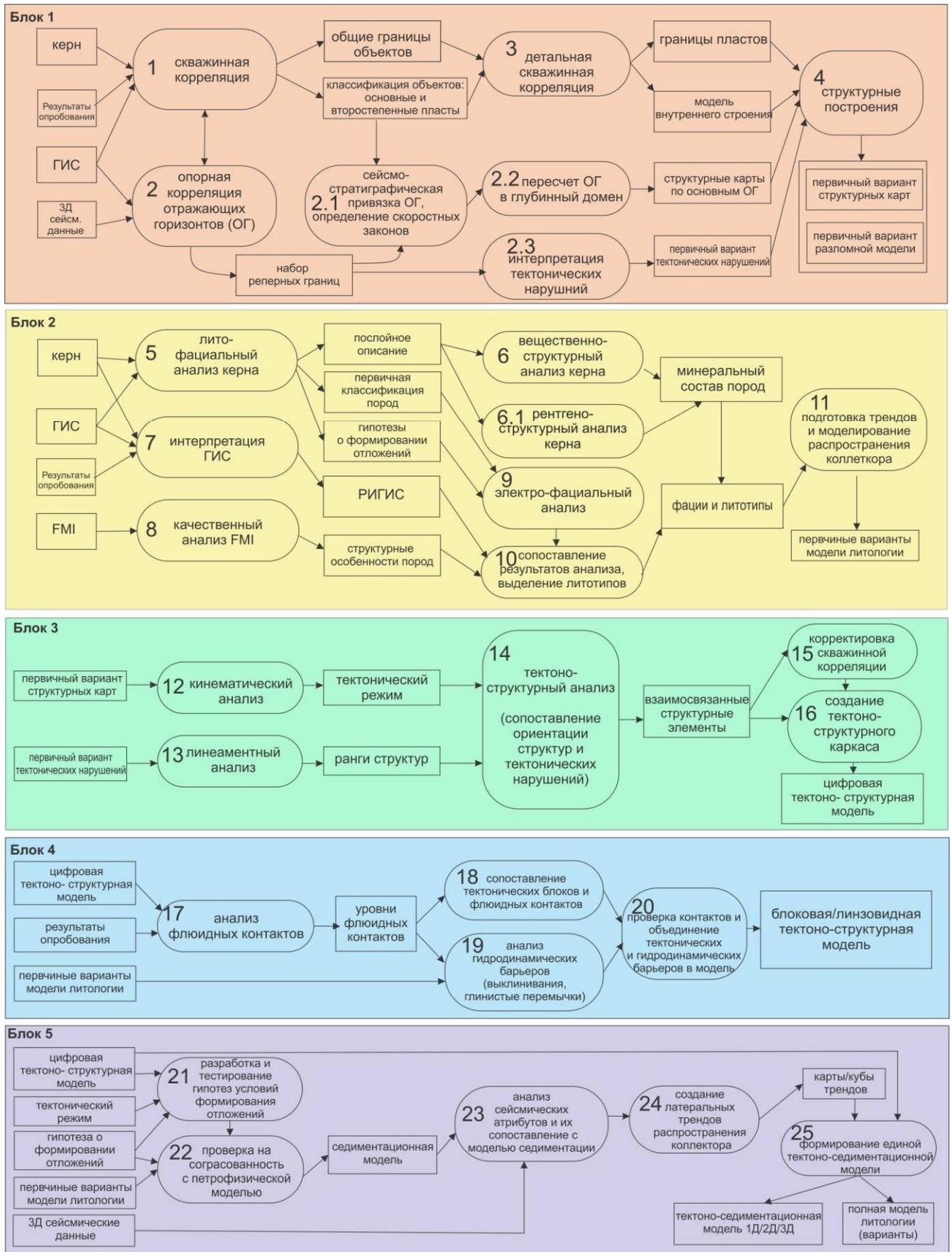


Рисунок 1.2 - Диаграмма потоков данных при тектоно-седиментационном подходе

Данный процесс важен при работе с глубокозалегающими отложениями (по опыту работы в рассматриваемом регионе Северный банат - от абсолютных отметок -1500 м и глубже), с многочисленными дизъюнктивными и флексурными нарушениями пластов, так как характер сейсмической записи, динамика и корреляция отражающих горизонтов (ОГ) в таких условиях зачастую является неоднозначной и требует детальной и кропотливой проработки в виде определения принадлежности геологических тел (или их фрагментов) к породам, вскрытых бурением. Исключение этого процесса анализа из моделирования приводит к ошибкам при планировании и бурении последующих скважин.

Продолжая параллельную взаимосвязанную работу с геофизиком, геолог выполняет детализацию скважинной корреляции (это может быть выделение отдельных песчаных тел/линз внутри основных объектов, выявление характерных форм кривых для анализируемого интервала и их изменения по латерали - предварительный анализ фаций по ГИС, анализ наличия глинистых перемычек между объектами по вертикали, возможные зоны отсутствия пласта). Результатом процесса №3 является обоснование границ пластов по скважинам и предоставление о внутреннем строении объекта в первом приближении (возможно, в формате схемы).

Геофизик в это же время выполняет пересчет проинтерпретированных ОГ в глубинный домен (процесс №2.2) на основании стратиграфии, полученной от геолога и интерпретацию тектонических нарушений (процесс №2.3).

В результате выполнения этих этапов должны быть получены структурные карты в домене глубин по основным отражающим горизонтам и первый вариант распространения по площади и разрезу тектонических нарушений, выявленных на основании анализа сейсмических материалов.

Эти данные поступают на вход процесса №4 - структурные построения, который может быть итерационным. В результате построения структурной модели геолог получает первичный вариант структурных карт и разломов. На этом первый этап анализа завершается.

На основании выбранных первостепенных геологических объектов специалист-седиментолог проводит литофациальный анализ керн (процесс №5). Желательно чтобы в данном процессе принимал непосредственное участие геолог для полного понимания седиментационных процессов. Синтез различных предметных областей может послужить стимулом к развитию гипотез о формировании отложений. В результате этого этапа появляется послойное описание и первичная классификация пород, а также гипотезы (или идеи) о процессе формирования отложений.

Эти результаты используются в процессах №6, 6.1 (вещественно-структурный и рентгеноструктурный анализ керн), и учитываются при проведении электро-фациального

анализа (процесс №9). Параллельно, геофизики выполняют интерпретацию материалов ГИС (процесс №7) и качественный анализ FMI (при наличии, процесс №7).

На этапе №10 специалистами совместно выполняется сопоставление результатов анализа пород, литотипизация. В результате предполагается получение данных по минеральному составу пород, определение фаций и литотипов в целевых интервалах. Эти данные «подаются на вход» в процесс подготовки трендов и первого этапа моделирования распространения коллектора (процесс №11). Результатом анализа данных в блоке 2 являются первичные варианты моделей литологии.

Процесс тектоно-структурного анализа (блок 3) является ключевым в описываемом алгоритме. Здесь на основании структурных карт и разломных моделей, полученных на этапе 1, проводится кинематический анализ территории (процесс №12), в результате чего геолог выясняет, режим тектонических процессов, существующий на момент формирования отложений и исследуемых структур, кроме того трансформирующий их в последствии (например, ротационные процессы в следствие горизонтальных сдвигов пород). Здесь важно отличать палеотектонический анализ от анализа современного тектонического режима.

При работе в сложном, с точки зрения тектонического строения, регионе необходимо отдельно проанализировать древние и современные тектонические режимы и понять, как они повлияли на развитие структурных элементов. В этот этап нужно включить и региональный палеотектонический анализ, проведение чего позволит улучшить качество конечной модели.

Линеаментный анализ (процесс №13) выполняется для определения рангов структур и понимания их взаимоотношений, что поможет восстановить историю развития территории.

Результаты, полученные в процессах №12 и №13, совместно обрабатываются при тектоно-структурном анализе (процесс №14), где производится сопоставление взаимного расположения структур, их морфологии, анализируются особенности тектонических нарушений и делаются окончательные выводы об истории развития территории.

Основным результатом этапа №14 является набор взаимосвязанных тектоно-структурных элементов с их характеристиками, которые далее используются для корректировки скважинной корреляции (процесс №15 - этап проверки и корректировки при необходимости). Создание тектоно-структурного каркаса (процесс №16) - итог текущего блока анализа, в результате чего должна появиться цифровая тектоно-структурная модель объекта (или группы объектов).

Блок анализа гидродинамической связности объектов начинается с анализа флюидных контактов (процесс №17), который основан на результатах предыдущих этапов - тектоно-структурной модели и верифицированных результатах опробования пластов. Итогом этого процесса является таблица флюидных контактов по объектам.

Уровни флюидных контактов далее (в процессе №18) сопоставляются с границами выделенных тектонических блоков, устраняются неоднозначности, здесь возможно увеличение числа разломных блоков или уменьшение за счет их объединения. Также на этом этапе анализа проверяется наличие гидродинамических барьеров в залежи (анализ глинистых перемычек, зон глинизации, выклинивания и т.д.) на основании имеющейся первичной модели литологии (процесс №19).

Следующий шаг - объединение результатов анализа двух предыдущих этапов (процесс №20). Здесь выполняется дополнительная техническая проверка модели, положения флюидных контактов, корректировка при необходимости. В результате должна быть получена более детальная блоковая и/или линзовидная тектоно-структурная модель залежи, отвечающая фактическим скважинным данным, результатам опробования и обоснованная выдвинутыми гипотезами формирования отложений.

Заключительный блок комплексного анализа - проверка гипотез и создание тектоно-седиментационной модели. Входными данными для этого этапа являются цифровая блоковая тектоно-структурная модель, скорректированная на предыдущем этапе; заключение о главенствующем тектоническом режиме в изучаемый период геологического времени; гипотезы о формировании отложений, выдвинутые на основании седиментологического анализа керна, первичные варианты модели литологии и сейсмические данные (рассчитанные кубы атрибутов).

Полученные в результате всего цикла анализа данные и модели анализируются на этапе №21 в процессе разработки и тестирования гипотез условий формирования отложений. Главным образом, этот процесс выполняет геолог, кроме которого может участвовать и седиментолог.

Когда сформулирована основная гипотеза формирования отложений, отвечающая всем имеющимся данным со стороны тектоники и седиментологии, она проверяется на согласованность с петрофизической моделью (процесс №22). В результате появляется финальная литолого-седиментологическая модель. При необходимости на этом этапе возможно (и желательно не позднее этого этапа) внесение корректировок в финальную геологическую модель. Далее проводится анализ сейсмических атрибутов и их сопоставление с разработанной седиментологической моделью в процессе №23.

Необходимо отметить, что автор сознательно помещает анализ пространственных сейсмических атрибутов после проработки седиментологической модели с целью избежать создания «ложных» гипотез об осадконакоплении, созданных только на основании карт сейсмических атрибутов и не связанных с генезисом отложений, отверженных данными керна. При детальной проработке кернового материала обнаруживается набор особенностей

отложений, которые необходимо учитывать в описании процесса формирования отложений. Однако создание гипотез только на базе данных ГИС и сейсмических данных без учета керновых материалов может привести к ложным выводам. Например, при анализе полученных карт сейсмических атрибутов сделать выводы о направлении сноса осадков по кажущимся характерным изменениям волнового поля - пространственным особенностям.

Итак, после комплексирования результатов, полученных путем анализа керна и сейсмических данных, на основании скважинных и сейсмических данных создаются карты трендов, для определения латерального распространения коллектора (процесс №24).

Финальным этапом описываемого подхода является процесс №25 - формирование единой тектоно-седиментационной модели, которая создается на основании тектоно-структурной модели и с учетом всех проведенных этапов анализа на данной стадии (процессов №21-24).

В результате проработанной последовательности должны быть получены два выверенных типа модели:

1. Тектоно-седиментационная модель, объясняющая ключевые особенности изучаемого геологического объекта;
2. Литологическая модель, учитывающая коллекторские свойства объекта (возможно создание многовариантной модели).

В результате выполнения описанных выше этапов предполагается получение геологической модели, в которой учтены наиболее вероятные и обоснованные гипотезы формирования отложений, тектонические и фациальные особенности. Тектоно-седиментационная модель может быть выполнена в одномерном представлении (в виде схемы), но она должна отражать все генетически значимые тектоно-структурные элементы и указывать на их взаимосвязь с качеством коллектора, а также быть основой для прогноза распространения лучших ФЕС.

Отличие такой модели от стандартной цифровой модели залежи в 2Д или 3Д формате, ставших привычным в последние десятилетия, созданной с использованием алгоритмов современного ПО (программного обеспечения) в том, что она основана на геолого-физических свойствах изучаемых пород, математические законы являются лишь вспомогательным средством при картопостроении. Подобная, хорошо проработанная с геологической точки зрения, модель может являться инструментом для принятия технологических решений в нефтегазодобывающих компаниях. При реализации в виде двухмерной или трехмерной модели достигается более детальная проработка геологических характеристик. Такие модели можно сопоставить с привычными постоянно действующими геологическими цифровыми моделями, включающими в себя описание тектонического режима. Также в процессе выполнения

предложенного алгоритма возможно получение равновероятных структурных моделей и моделей ФЕС, на основании которых следует оценить неопределенности оценки запасов УВ. Уже стало стандартом в современной практике выполнение оценки чувствительности параметров. Но при использовании описанного подхода на практике оказалось, что такие параметры определяются и анализируются непосредственно в процессе самого детального анализа. Дополнительная оценка чувствительности параметров неопределенности может быть количественным подтверждением значимости тех или иных параметров.

С точки зрения технологического процесса, принятие решения по доразведке или дальнейшей эксплуатации залежи УВ возможно осуществлять на финальном этапе или по получению результатов бурения в каждом блоке, в зависимости от степени проработки материалов и имеющихся временных и экспертных ресурсов. Выполнение алгоритма может варьироваться в зависимости от типа залежи и доступных исходных геолого-геофизических данных. При отсутствии части данных о месторождении алгоритм может быть модифицирован (упрощен), однако при этом увеличивается доля неопределенности в полученном результате.

Использование разработанной последовательности действий на объектах Сербской части Паннонского бассейна принесло положительный результат в виде оформленных геологических моделей сложнопостроенных залежей месторождений Иджош Север [48, 50, 51, 90], Кикинда [30, 48], Майдан Дубоко [52], Кикинда Северо-Запад [49] которые имеют довольно высокую подтвержденную прогностическую способность. А, главное, которые имеют довольно высокую подтвержденную прогностическую способность. А главное, получены успешные результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин на основе проведенного геологического анализа.

1.5. Выводы по главе

В первой главе описан тектоно-седиментационный алгоритм анализа сложнопостроенных залежей УВ, который базируется на принципах проектирования информационных систем. Произведена формализация и декомпозиция сложного процесса геологического анализа, в подход заложены контрольные точки для проверки полученных результатов на каждом этапе, сопоставление результатов, полученных при изучении объекта по разным дисциплинам. Выявление потоков данных в процессе геологического анализа, классификация по типу данных, по направлению предметной области необходимо при работе со сложными объектами и позволяет осуществлять контроль качества данных на любом этапе процесса, возвращаться для дополнительного анализа и пересмотра данных на более ранних стадиях при необходимости. Схема на каждом этапе учитывает основные «продукты», получаемые в результате работы внутри блока (или на предыдущем этапе), которые далее

используются в качестве входных данных для последующего анализа. В предложенной иерархии процессов, происходит продвижение изучения геологических объектов от простого к сложному, что позволяет постепенно выявлять их особенности и, в результате чего, детализировать строение сложнопостроенных залежей УВ.

Для классических залежей процессы обработки и анализа данных в наши дни давно стандартизованы, приняты и успешно применяются в работе научно-исследовательских и проектных центров и институтов, но они не всегда уместны при работе со сложнопостроенными залежами, например, метаморфизованными породами кристаллического фундамента или тектонически деформированными терригенными породами. При геологическом анализе сложнопостроенных залежей Паннонского бассейна продуктивно показал себя подход, при котором соблюдалась этапность анализа, при возникновении неопределенности с данными проводилась повторная проверка входной информации и разрабатывались несколько вариантов сценариев/гипотез формирования ловушек и залежей УВ. Один из примеров циклического моделирования сложнопостроенной залежи, характеризующейся высокими геологическими неопределенностями описан коллективом авторов в работе [104].

Вышеизложенный подход полезен и для управления проектом, так как подобная формализация процесса позволяет своевременно принимать решения на любой стадии проекта, возвращаться к проблемным этапам разработки модели, вовремя выявлять несоответствие исходных данных между собой. Несмотря на то, что работа осуществляется группой специалистов по различным направлениям, основную роль при анализе сложнопостроенных залежей выполняет геолог, как интегратор целого процесса.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГЕОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Общая характеристика региона

Объектами изучения настоящей работы являются залежи УВ, расположенные на территории Республики Сербии (с 1991 года), бывшей Югославии, на юго-востоке Европы. Две трети территории страны занимают горы. В её юго-западной части расположены средневысотные складчатые хребты восточной части Динарского нагорья (Тара, Златибор, Чемерно, Голия) с холмистыми предгорьями. На юге находятся складчато-глыбовые массивы Сербского нагорья (Копанник, Ястребац, Радан, Кукавица), а также котловины Косово-Поле и Метохия, южной границей которых служит хребет Шар-Планина. Вдоль границы с Албанией протягивается хребет Юничка-Планина. На востоке страны расположены Восточно-Сербские горы (Кучай, Сува-Планина, Краиште), являющиеся частью Карпато-Балканской горной дуги.

Северные территории Республики Сербии размещаются в пределах южной периферии Среднедунайской равнины, которая сложена горизонтально залегающими песчано-глинистыми плиоцен-четвертичными отложениями, перекрытыми толщей аллювия в долинах рек и лёссов на водоразделах. Здесь рельеф осложнён островными глыбовыми возвышенностями (Фрушка-Гора, Вршацкие горы).

Большая часть территории Республики Сербии (около 80%) относится к Балканскому полуострову, часть к Паннонской (среднедунайской) низменности. Область, в которую входят рассматриваемые месторождения, расположена на севере страны и называется Северный Банат, в административном отношении является частью автономного края Воеводина (рис. 2.1).

Материалы, посвященные геологии Южных Карпат и Балкан, представлены в многочисленных статьях. В Восточной Сербии их изучали югославские геологи М. Анджелкович, В. Алексич, М. Веселинович, А. Грубич [94], М. Димитриевич, М. Дивлян, М. Каленич, Б. Крстич, Л. Масларевич, М. Михайлович, И. Мичич, Н. Пантич и другие; под редакцией Б. Миловановича и Б. Чирича вышла геологическая карта Сербии в масштабе 1:200 000; с 1975 г. издается многотомник «Геология Сербии» под редакцией К. Петковича.

Советские геологи в разные годы также посвятили часть своих работ Балканскому региону, из них работы по тектонике и геодинамике написаны А.А. Беловым [3, 4, 5], М.Л. Коппом [36], В.А. Николаевым [56]. В 1986 году В.Г. Николаев [55] внес существенный вклад в исследование, посвятив свою работу всестороннему изучению Паннонского бассейна как единой структуры.



Рисунок 2.1 - Физическая карта Республики Сербия [69]

Современные исследователи в настоящее время продолжают работать над проблемами геологии сербской, венгерской и хорватской части Паноннского бассейна. Это И. Дулич [28], Г.Л. Долтон [89], Р. Йованович [99], П. Цвиич [88], I. Magyar [105], F. Horváth [83, 92, 95, 96, 97, 98], D. Radivojevic [109, 111], A. Toth-Makk [115], Tari Gobor [114], R. Kemenci, M. Canovic [85, 86, 102], M. Marvić [107], Д. Поповицки [110].

В связи с тем, что на формирование изучаемых объектов оказало влияние множество геологических факторов, предлагается обзор геологического строения Паннонского бассейна произвести по следующим основным направлениям:

- анализ тектонических единиц бассейна;
- хронология этапов развития территории;
- особенности изменения земной коры;
- разломы в интервале фундамента.

Такой подход, по мнению автора, позволит выявить важные особенности, которые будут ключевыми при рассмотрении геологического строения объектов исследования - локальных малоразмерных залежей УВ в терригенных, карбонатных отложениях и метаморфизованных породах фундамента.

2.2. Тектонические единицы Паннонского бассейна и близлежащих территорий

Территория Республики Сербия полностью относится к Средиземноморскому складчатому геосинклинальному поясу. В ее пределах выделяются: Восточно-Сербская зона, Сербско-Македонский массив, Динарская складчатая система, участок Восточных Альп и Большая Венгерская (Паннонская) впадина (рис. 2.2).

С точки зрения геотектоники изучаемая площадь является частью альпийской складчатости или альпийского орогена южной Европы. Именно в этой части альпийский ороген демонстрирует типичное развитие, основанное на принципе двусторонней дивергентной классификации: северная ветвь Альп представлена в Карпато-Балканской части Восточной Сербии, Западная Сербия вписывается в Динарские Альпы и занимает пространство с наиболее характерными представителями внутренних зон южной ветви орогена. Между этими ветвями находится межгорный сербско-македонский или македонский массив. Позднее принято более простое и адекватное название - Сербское междугорье (по данным В.М. Ćirić, 1996, [87]).

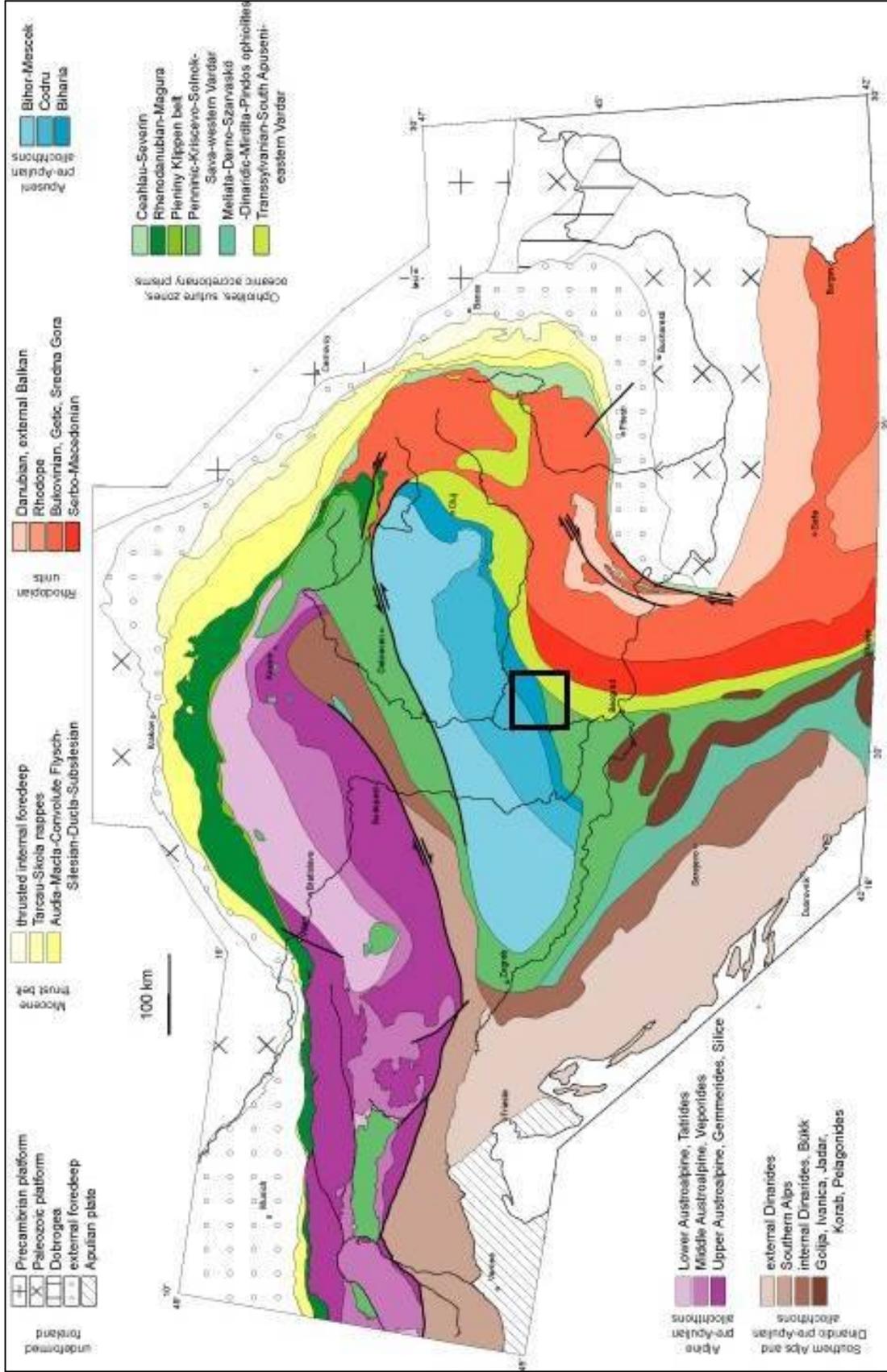


Рисунок 2.2 - Основные тектонические единицы массива Карпато-Балканид [112]

По общепринятым представлениям Южные Карпаты образуются по окривной системой, состоящей из Дунайского автохтона (Данубикум) и двух крупных покровов — Гетского и Супрагетского (Гетикум и Супрагетикум). В мезозое между Дунайской (юго-восточнее) и Гетской областями располагался прогиб Северин с преимущественно флишевыми отложениями, которые сейчас находятся в параавтохтонном залегании между Данубикумом и Гетикумом (А.А. Белов [3]).

В 1953 г. Ю.М. Пуцаровский в своей работе [66], посвященной изучению краевых прогибов, относит Паннонскую впадину к позднегеосинклинальным структурам и к числу впадин, развившихся на жестких массивах, впадины этого типа отличаются наиболее крупными размерами.

В разработанной Б.А. Соколовым [70] эволюционно-тектонической классификации нефтегазоносных бассейнов наиболее близкий тип, соответствующий характеристикам изучаемого Паннонского бассейна, это геосинклинально-складчатый. В доработанной позднее (1977 г.) классификации осадочных бассейнов (построенной на основе положений концепции тектоники плит) Паннонский бассейн отнесен к классу Паннонского типа (в дуговых субдукционных зонах), к группе надподошвенных бассейнов, связанных со сжатием.

Фундамент на рассматриваемых территориях состоит из пород различного состава и возраста, а осадочный чехол состоит из серий отложений неогена, мощность которых местами достигает 5-7 км (наибольшие мощности встречаются на территории современной Венгрии) [107].

Итак, изучаемый Паннонский бассейн расположен между горными массивами Динарид, Альп и Карпат и имеет сложную геометрию тектонических единиц. Тектонические районы, рассматриваемые в работе, относятся преимущественно к Вардарской зоне - центральной части массива Карпато-Балканид. Дотретичный фундамент Паннонской бассейновой системы состоит из комплекса магматических, метаморфических и осадочных пород докембрия, палеозоя и мезозоя, которые были интенсивно деформированы - сложены, разломаны и собраны у подножия Внутреннего Карпатского складчатого пояса (Csontos и другие, 1992; Брезнянски и Хаас, 1989). Эти породы встречаются в пределах двух террейнов, блоков Пелсо (или Северного Паннона) и Тисы и включают в себя различные континентальные породы, а также юрскую и меловую океаническую кору [86].

По мнению советского геолога А.А. Белова, который в 1980-е годы прошлого столетия занимался изучением вопроса тектонического развития Альпийской складчатости в регионе Южных Карпат и Балкан, если основываться на значениях абсолютного возраста кристаллических пород, учитывая при этом и данные по смежным районам (Апусени, Южные Карпаты), можно прийти к выводу о присутствии в фундаменте Паннонской впадины разных по

возрасту древних метаморфических образований: добайкальских, раннебайкальских и позднебайкальских. Позднебайкальская складчатость объединила древние блоки, образовав массив ранней консолидации. Основные направления простирания древних структур пока неясны (В. Данк и Э. Белла утверждают, что простирание доварисских структур северо-северо-восточное, а по Г. Вейну простирание ассинтских структур западно-северо-западное) [5].

Большинство эволюционных реконструкций этой зоны (например, Берчфилд, 1980; Буртман, 1986; Ройден и Берчфилд, 1989; Фодор и др., 1998) предполагают постепенную миграцию Карпатской дуги наружу за счет зоны низкой плавучести европейской части суши через картину деформации. Во внутренней части этой дуги возникла транснапряженная тектоническая обстановка, что связывают с образованием Паннонского бассейна.

Во время олигоцена-раннего миоцена основные зоны сдвига позволили смещению клиньев земной коры с востока на северо-восток в северной части Паннонской области, в то время как во время среднего-верхнего миоцена миграция клиньев земной коры на восток в основном происходила в южном Паннонском регионе (например, Ройден и Берчфилд, 1989; Фодор и др. 1998).

Существует один из вариантов предварительной реконструкция эволюции целого региона Средиземноморья [106] с конца миоцена, отличающейся глубокой реорганизацией центральных и восточных регионов, которая соответственно привела к образованию Тирренского и Эгейского бассейнов, показанной на рисунке 2.3.

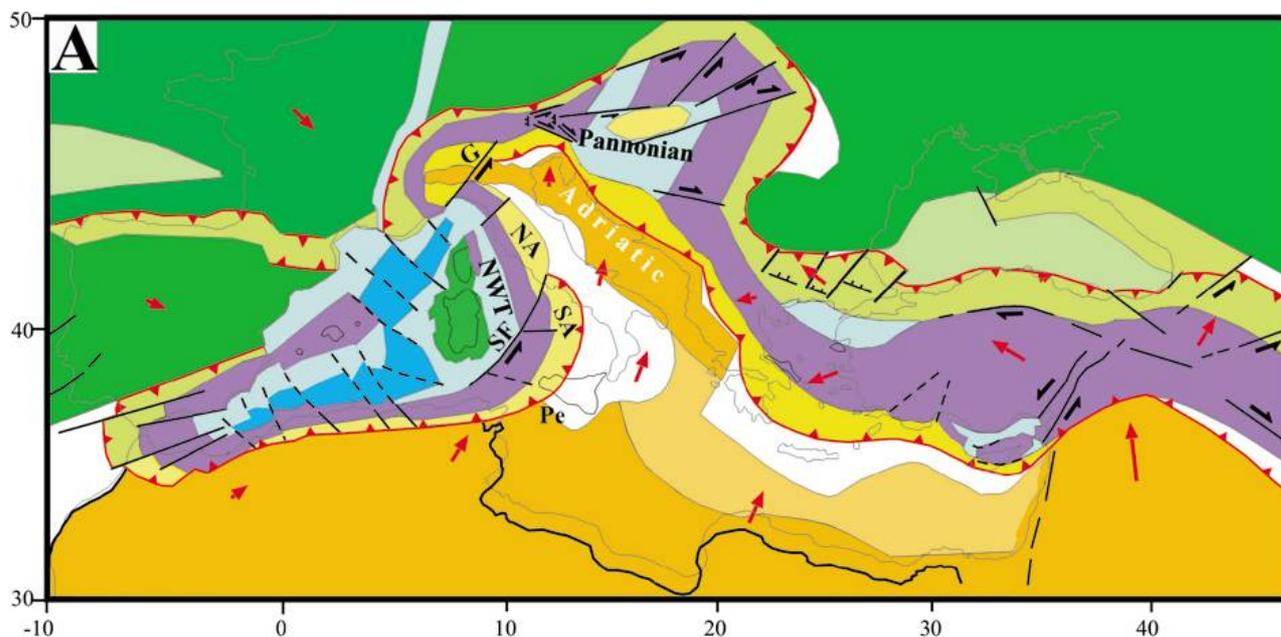


Рисунок 2.3 - Реконструкция эволюции Средиземноморья с конца миоцена [106]

Под влиянием активных геодинамических процессов на породы фундамента на протяжении долгого периода времени сформировано сложное блоковое строение. Разломы глубокого заложения периодически активизируются и усложняют структуры вышележащих пород от базального слоя до пород мезозойской эпохи. Пласты осадочного чехла характеризуются наличием дизъюнктивных нарушений, деформации проявлены как в вертикальном направлении, так и в горизонтальном по всему изучаемому разрезу (зачастую до эпохи плиоцена).

2.3. Стратиграфия и основные этапы развития территории Паннонского бассейна

В результате интенсивных тектонических событий синхронные мезозойские серии в подошве триаса на сегодня залегают на различной глубине на изучаемой территории автономного края Воеводина. Разница в некоторых случаях достигает 2800м [85]. На рисунке 2.4 представлены литостратиграфические шкалы различных участков изучаемого региона.

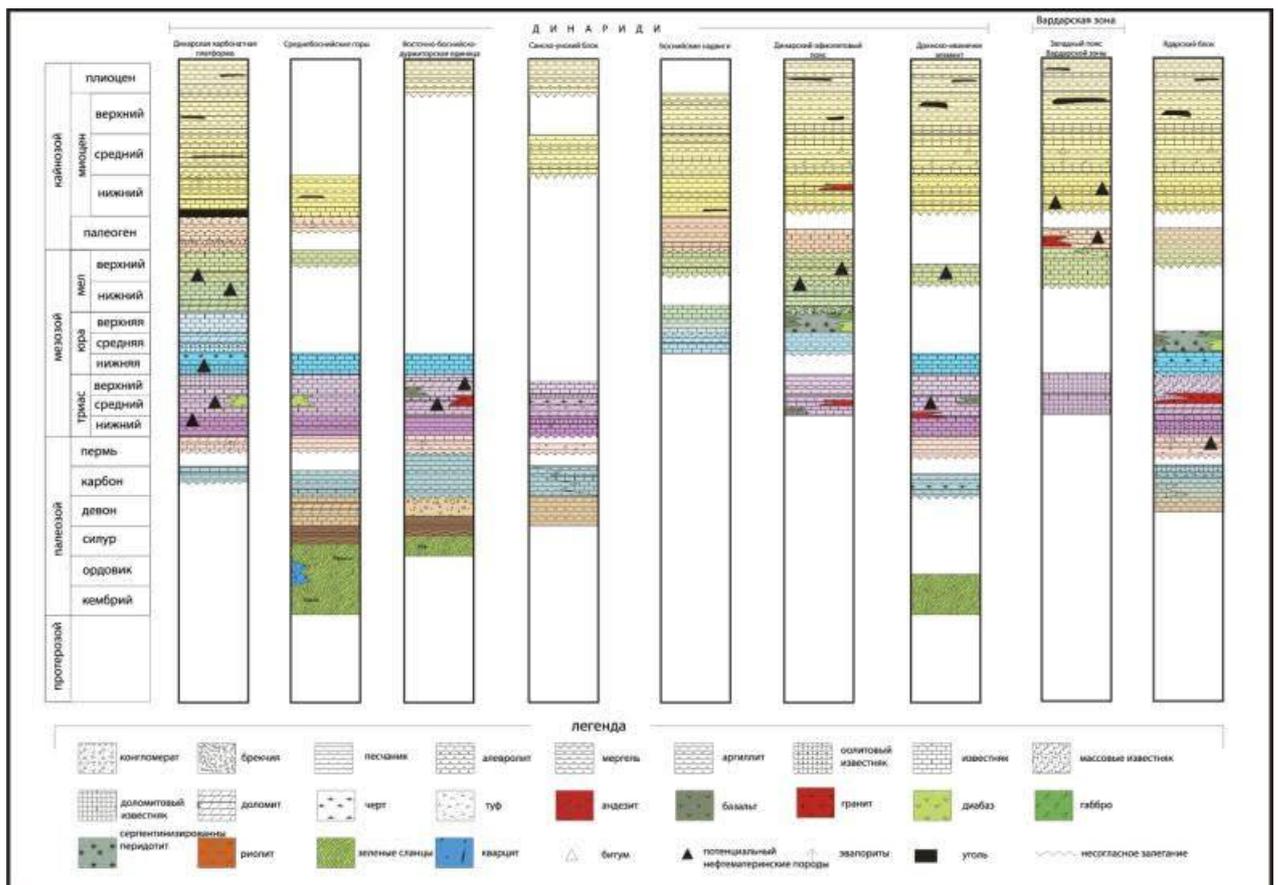


Рисунок 2.4 - Литостратиграфическая шкала [28]

Сравнивая литостратиграфические шкалы по регионам, можно заметить, что практически все колонки имеют пропуски - перерывы в осадконакоплении, то есть эти участки были подвержены эрозионным процессам. Предпоследняя литологическая колонка относится к Вардарской зоне и обобщенно отражает особенности осадконакопления объектов Северного Баната, рассматриваемых в настоящей работе - неогеновая система (миоцен) часто характеризуется перерывом в осадконакоплении или эрозионными процессами в следствие геодинамических процессов (реактивации разломов, тектонических движений отдельных блоков). Наибольшие глубины, на которых вскрыты мезозойские отложения в изучаемом районе Северного Баната, превышают 3300 м.

В исследовательской работе рассматриваются залежи, приуроченные к терригенным отложениям и метаморфическим породам фундамента. Рассматриваемые в работе терригенные системы отнесены к неогеновой системе, миоценового отдела (средний миоцен - баден). Хроностратиграфическая шкала (палеогеновая и неогеновая системы), используемая в регионе приведена на рисунке 2.5.

По общей стратиграфической шкале Российской Федерации от 2013 г. баденским отложениям соответствует тортонский ярус. В работе также рассматриваются и изучаются метоморфизированные отложения, отнесенные к палеозойской эратеме. Последние отложения подвергались влиянию процессов метаморфизации, поэтому точно установить эпоху и отдел невозможно, и они условно отнесены к палеозойским. Установление точного датирования возраста пород фундамента затруднено по причине высокой степени преобразования процессами метаморфизации. В общем граница между терригенными породами и породами фундамента отнесена к условной границе донеогенового основания. В частных случаях отдельных глубокозалегающих залежей УВ, связанных с породами фундамента (и при наличии достаточного кернового материала), возраст пород фундамента отнесен к протерозой-палеозойскому возрасту.

В геологическом развитии территории Паннонского бассейна можно выделить три этапа (В. Г. Николаев, 1986) [55]:

1. докембрий - палеоген;
2. миоцен - паннон;
3. паннон - настоящее время.

| | | | | | | | | | | | | |
|------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------|----|
| 0.01 | KUARTAR (QUATERNARY) | HOLOCEN (HOLOCENE) | Q ₂ | Q | | | | | | | | |
| 1.8 | | | PLEISTOCEN (PLEISTOCENE) | | Q ₁ | | | | | | | |
| 3.6 | TERCIJAR (TERTIARY) | NEOGEN (NEOGENE) | PLIOCEN (PLIOCENE) | GORNJI (UPPER) | ROMANSKI (ROMANIAN) | PI | | | | | | |
| 5.3 | | | | DONJI (LOWER) | | | DAKIJSKI (DACIAN) | | | | | |
| 8.2 | | | MIOCEN (MIOCENE) | M ₃ | PONTSKI (PONTIAN) | PORTAFERSKI (PORTAFERIAN) | 2M ₃ ² | Pt ₂ | | | | |
| 11.6 | | | | | GORNJI (UPPER) | NOVOROSIJSKI (NOVOROSSIAN) | 1M ₃ ² | Pt ₁ | | | | |
| 13.5 | | | | M ₃ | SARMATSKI (SARMATIAN) | M ₃ ¹ | PANONSKI (PANNONIAN) | Pn | | | | |
| 16.5 | | | | | | | | | SREDNJI (MIDDLE) | M ₂ ² | SARMATSKI (SARMATIAN) | Sm |
| 21.9 | | | | | | | | | | | | |
| 23.0 | | | | GORNJI (UPPER) | 3M ₂ ¹ | Bd ₃ | | | | | | |
| 28.4 | | | | SREDNJI (MIDDLE) | 2M ₂ ¹ | Bd ₂ | | | | | | |
| 33.9 | | | | DONJI (LOWER) | 1M ₂ ¹ | Bd ₁ | | | | | | |
| 37.2 | M ₁ | KARPATSKI (KARPATIAN) | M ₁ ⁴ | KARPATSKI (KARPATIAN) | M ₁ | | | | | | | |
| 40.4 | | | | | | DONJI (LOWER) | M ₁ ³ | OTNANŠKI (OTTNANGIAN) | | | | |
| 48.6 | | | | | | | | | M ₁ ² | EGENBURŠKI (EGENBURGIAN) | | |
| 55.8 | | | | | | M ₁ ¹ | EGERSKI (EGERIAN) | M ₁ ¹ | | | OI-M | |
| 58.7 | PALEOGEN (PALEOGENE) | OLIGOCEN (OLIGOCENE) | OI | GORNJI (UPPER) | OI ₂ | OI | | | | | | |
| 61.7 | | | | DONJI (LOWER) | OI ₁ | | | | | | | |
| 65.5 | | EOCEN (EOCENE) | E | GORNJI (UPPER) | E ₃ | E | | | | | | |
| | | | | SREDNJI (MIDDLE) | E ₂ | | | | | | | |
| | | | | DONJI (LOWER) | E ₁ | | | | | | | |
| | PALEOCEN (PALEOCENE) | Pc | GORNJI (UPPER) | Pc ₃ | Pc | | | | | | | |
| | | | SREDNJI (MIDDLE) | Pc ₂ | | | | | | | | |
| | | | DONJI (LOWER) | Pc ₁ | | | | | | | | |

Рисунок 2.5 - Хроностратиграфическая шкала, неогеновая и палеогеновая системы сербской части Паннонского бассейна

Донеогеновый этап. В течение донеогенового времени территория Паннонского бассейна и окружающих районов испытала длительную и сложную историю развития. Наиболее обширно и доступно она рассмотрена в работах А.А. Белова [3-5] и др. [1976], М.А. Беэра [1980], М.А. Беэра, Ю.К. Щукина [1977], А.Л. Книппера [1975], В.Е. Хаина и др. [1977], Д. Вейна [Wein, 1969,1978] и др.

В конце палеозоя - начале мезозоя территория современной Альпийской складчатой области находилась в пределах материка Пангея с континентальной земной корой [А.А. Белов и др., 1976; А.Л. Книппер, 1975]. В середине триаса произошли расколы жесткого палеозойского цоколя в которых образовались пространства с океанической или чаще всего субокеанической корой, внутри которых сохранялись отдельные блоки с континентальной корой. Здесь накапливались глубоководные осадочные формации, в которые внедрялись породы основного состава. По окраинам бассейна существовали миогеосинклинальные зоны, постепенно переходящие к платформенным структурам жесткого обрамления. В середине юры в результате сближения жестких литосферных плит глубоководный бассейн закрылся и образовались узкие зоны «скупивания».

В конце средней юры начался новый этап раскрытия территории, при этом основные зоны «раздвига» были расположены несогласно по отношению к таким же зонам триаса - ранней юры. Последний глубоководный бассейн с океаническим или субокеаническим типом земной коры для этого региона предполагается в позднеюрское время на месте Вардарской и Сербско-Субпелагонийской зон Динарид.

В течение раннемелового времени произошло окончательное закрытие океанических и субокеанических пространств северного замыкания Мезотетиса, сопровождавшееся крупными фазами складчатости и покровообразования.

В дальнейшем на территории Паннонского бассейна и Карпат образовывались только флишевые прогибы, осадки которых сменялись в области окружающих более стабильных областей мелководными, относительно маломощными образованиями осадочного чехла. Появление в раннем мелу флишевых комплексов, средних и кислых вулканитов свидетельствует, по мнению советского академика А.В. Пейве и др. (1976), о становлении гранитно-метаморфического слоя.

К началу позднего мела большая часть рассматриваемой территории окончательно стабилизировалась, и на ней начали накапливаться мелководные отложения чехла, широко развитые в пределах Венгерского Среднегорья, западного Баната и особенно Трансильванской впадины.

В позднем эоцене и олигоцене выделяются два этапа интенсивного скупивания (пиренейская и савская фазы складчатости), наиболее сильно проявившиеся в областях

флишевых прогибов, где были сформированы альпинотипные складки. Одновременно в результате движения литосферных плит образовались крупные покровы Карпат и Динарид, а также более мелкие покровы мел-палеогенового чехла в юго-восточной части Паннонского бассейна. Направление движения покровов шло в сторону от территории Паннонского бассейна: на север - в Западных Карпатах, на восток - в Восточных Карпатах, на юго-запад - в Динаридах и т.д. [Белостоцкий, 1977; и др.]. Основное формирование покровов происходило на рубеже палеогена и неогена [Хаин и др., 1977; и др.].

Долгоживущими активными тектоническими дислокациями являются разломы Дарно, Трансданубский и др. Таким образом, к началу миоцена территория Паннонского бассейна превратилась в стабильную область, в пределах которой была окончательно сформирована континентальная кора, т.е. область вступила в континентальную стадию развития, используя терминологию, применяемую академиком А.В. Пейве с соавторами [59].

В конце среднего бадена вся территория Паннонского бассейна была охвачена горизонтальными движениями, в результате которых образовались малоамплитудные надвиги и покровы, известные в западной и других частях бассейна. По этим разрывам породы с возрастом от докембрия до мезозоя и палеогена надвинуты на среднебаденские толщи. Возможно, эти структуры возникли как опережающие по отношению к глубинным срывам, фронтальная часть которых наблюдается в окружающих складчатых сооружениях. Теоретически такая возможность обоснована рядом сотрудников Геологического института АН СССР [Тектоническая..., 1980]. Вероятно, в это время существовал повышенный тепловой поток, определенный по отражательной способности витринита в баденских углях Венгерского Среднегорья [Dudko, 1978].

В конце сармата произошло общее дифференцированное воздымание территории Паннонского бассейна, которое привело к слабому изгибу слоев накопившихся осадков. Эти вертикальные движения соответствовали позднештирийской фазе складчатости, проявившейся очень локально. Недеформированными остались отложения, выполняющие локальные мульды (Мако и др.), расположенные в Большой и Малой Венгерских впадинах. Срезанию подверглись преимущественно миоценовые осадки в районах выступов донеогенового основания и вблизи ограничивающих бассейн складчатых сооружений. Размыв не затронул центральные части отрицательных структур. К концу сармата на рассматриваемой территории сформировался слаборасчлененный рельеф с отдельными достаточно глубокими котловинами. Окружающие складчатые сооружения представляли собой высокие горы.

Таким образом, в миоценовый (допаннонский) период развития на территории Паннонского бассейна создавались в основном линейные конседиментационные структурные формы осадочного чехла. Вместе с тем существовали локальные структуры, в которых

горизонтально лежащие слои прислонялись к подстилающему субстрату, т.е. осадки заполняли ранее созданные тектонические котловины. Одновременно формировались протяженные зоны вулканитов. Миоценовые вулканиты представлены липарито-дацитов и андезито-липарито-дацитов формациями. Структурные особенности, вещественный состав осадочных и вулканических образований нижнего - верхнего (допаннонского) миоцена позволяют считать миоценовый этап развития территории Паннонского бассейна орогенным.

На рубеже раннего и позднего паннона произошли слабые восходящие вертикальные дифференцированные движения, охватившие локальные участки современных выступов донеогенового основания. Они соответствовали аттической фазе (в конце миоцена - начале плиоцена) складчатости соседних горных сооружений.

2.4. Особенности формирования Паннонского бассейна

Геологическое развитие Паннонского бассейна в первую очередь характеризуется высокой скоростью прогибания бассейна, поэтому следует уделить особое внимание процессам изменения земной коры. Изучаемый бассейн характеризуется наличием в основании бассейнового комплекса орогенных образований и относится ко II типу. Собственно, бассейн создан за счет быстрых опусканий.

В раннем миоцене подъем диапира привел к вздыманию и растрескиванию донеогеновой консолидированной коры этой области. Основная линия разрыва проходила примерно по центру наиболее приподнятого участка территории с юго-запада на северо-восток. К ней приурочены вулканические излияния, в результате которых накопились преимущественно кислые по составу породы. Магматические камеры находились внутри гранитно-метаморфического слоя, который был прогрет достаточно для выплавления кислых магм. По периферии территории Паннонского бассейна на участках более холодной литосферы образовывались интенсивно погружающиеся линейные грабенообразные структуры, заполнявшиеся материалом, сносимым преимущественно с поднятых участков.

В среднем-позднем миоцене, когда в результате дальнейшего поднятия мантийного диапира температура в земной коре еще повысилась, центральная часть территории бассейна сохранила «высокое стояние». Вулканизм сместился к окраинным участкам. Основные очаги располагались уже ниже, чем на предыдущем этапе (вероятно, на границе «базальтового» и «гранитного» слоев) и основным материалом для излияний служили андезитовая и, частично, липаритовая магмы. Именно здесь, по-видимому, происходил максимальный прогрев коры. Одновременно в нижней части консолидированной коры начались фазовые переходы [Артюшков, 1979; Артюшков и др., 1979, 1980], которые в поверхностных условиях реализовывались резкими опусканиями, приведшими к созданию небольших по размерам

*лабигенных** структур (от латинских слов *labes* - провал + *genus* - происхождение). Этот термин отражает главную особенность образования структур - они проходят стадию резкого кратковременного обрушения или быстрого опускания.

В конце миоцена условия в коре в результате дальнейшего поднятия мантийного диапира достигли оптимальных параметров для фазовых переходов нижней части консолидированной коры. По предположению В.Г. Николаева [55] поверхность Мохоровичича здесь является границей различного физического состояния вещества, а не разделом пород разного химического состава. За счет фазовых переходов в низах коры в верхней ее части происходило интенсивное, компенсированное осадками, опускание и формирование Паннонского бассейна.

В конце плиоцена - начале плейстоцена в результате общего прогрева была расплавлена нижняя часть земной коры и произошли излияния базальтовых магм, очаги которых были, скорее всего, расположены в самых низах «базальтового» слоя и в верхней мантии. Излияния были невелики по объему, поскольку кора оставалась достаточно мощной (до 15-20 км). Кроме того, возможно, не было подхода новых горячих масс, и температура плавления базальтов в низах коры сохранялась очень короткое время.

Рассмотренная схема формирования Паннонского бассейна с позиций изменения земной коры позволяет утверждать, что своим происхождением лабигенные структуры обязаны, прежде всего, вертикальным движениям земной коры.

2.5. Разломы Паннонского бассейна

Большинство структурных единиц донеогеновых комплексов Паннонского бассейна отделяются друг от друга глубинными разломами. К категории глубинных разломов относятся тектонические зоны, описанные А.В. Пейве [1956], В.Е. Хаиным [1973] и обладающие тремя главными свойствами: 1) большой протяженностью, 2) значительной глубиной заложения, 3) длительностью и многофазностью развития, нередко с переменной знака перемещения по разрыву. Возможно, они являются отражением срывов, происходящих по различным плоскостям в земной коре [Тектоническая..., 1980].

Наиболее крупным разломом является Загреб-Кульч, протягивающийся в северо-восточном направлении и отделяющий кристаллический Мечекский блок от геосинклинальной зоны Игал-Бюкк. Он прослежен на расстоянии около 600 км и, возможно, продолжается к северо-востоку под складчатыми сооружениями Карпат и в фундаменте Восточно-Европейской платформы [Чекунов, 1970]. Его ширина составляет первые километры. Падение плоскости разлома 75-90°. Разлом Загреб-Кульч на всем своем протяжении разделяет разновозрастные и разнофациальные образования. В единичных случаях к нему приурочены

основные магматические тела. По геофизическим данным его плоскость прослежена до глубины примерно 30 км и отражается в строении поверхности Мохоровичича. По своим параметрам он относится к категории глубинных разломов. Вторым крупным разломом является Балатон-Дарно (линия Балатон). Он проходит примерно параллельно разлому Загреб-Кульч и заканчивается на востоке, торцово упираясь в разлом Хернад. На западе, возможно, его продолжением является Периадриатический (Инсубрийский) разлом Альп. В западной части Венгрии к разлому Балатон— Дарно приурочен гранитный каменноугольный пояс Балатон-Веленце. Вдоль его плоскости контактируют разнофациальные отложения палеозоя и мезозоя [55]. На рисунке 2.6 показана региональная карта и в центре красным прямоугольником выделена область исследования.

Трансданубский разлом пересекает весь Паннонский бассейн по его южной окраине от предгорий Восточных Альп до Советского Закарпатья. Его протяженность составляет примерно 650-700 км. В своей восточной части Трансданубский разлом отделяет докембрийско-нижнепалеозойский Виллань-Бихорский блок от мезозойской Мурешской геосинклинальной зоны. В средней части вдоль него проходит граница между мезозойской Вардарской геосинклинальной зоной и древними блоками.

Далее к западу он отделяет Славонско-Сремский блок от структурных зон Динарид, примыкающих к нему с торца. Трансданубский разлом относится к правосторонним сдвигам. По его плоскости юрские отложения на северном крыле сдвинуты к северо-востоку. Он хорошо прослеживается в неогеновых отложениях.

Таким образом, в рассматриваемом регионе существует сеть крупных разрывных нарушений различного простирания. Три из них можно отнести к категории глубинных разломов: Балатон-Дарно, Загреб-Кульч и Трансданубский. Вероятно, глубинными разломами можно считать Вардарский, который прослеживается далеко на юг, и Периадриатический, имеющий широтное простирание.

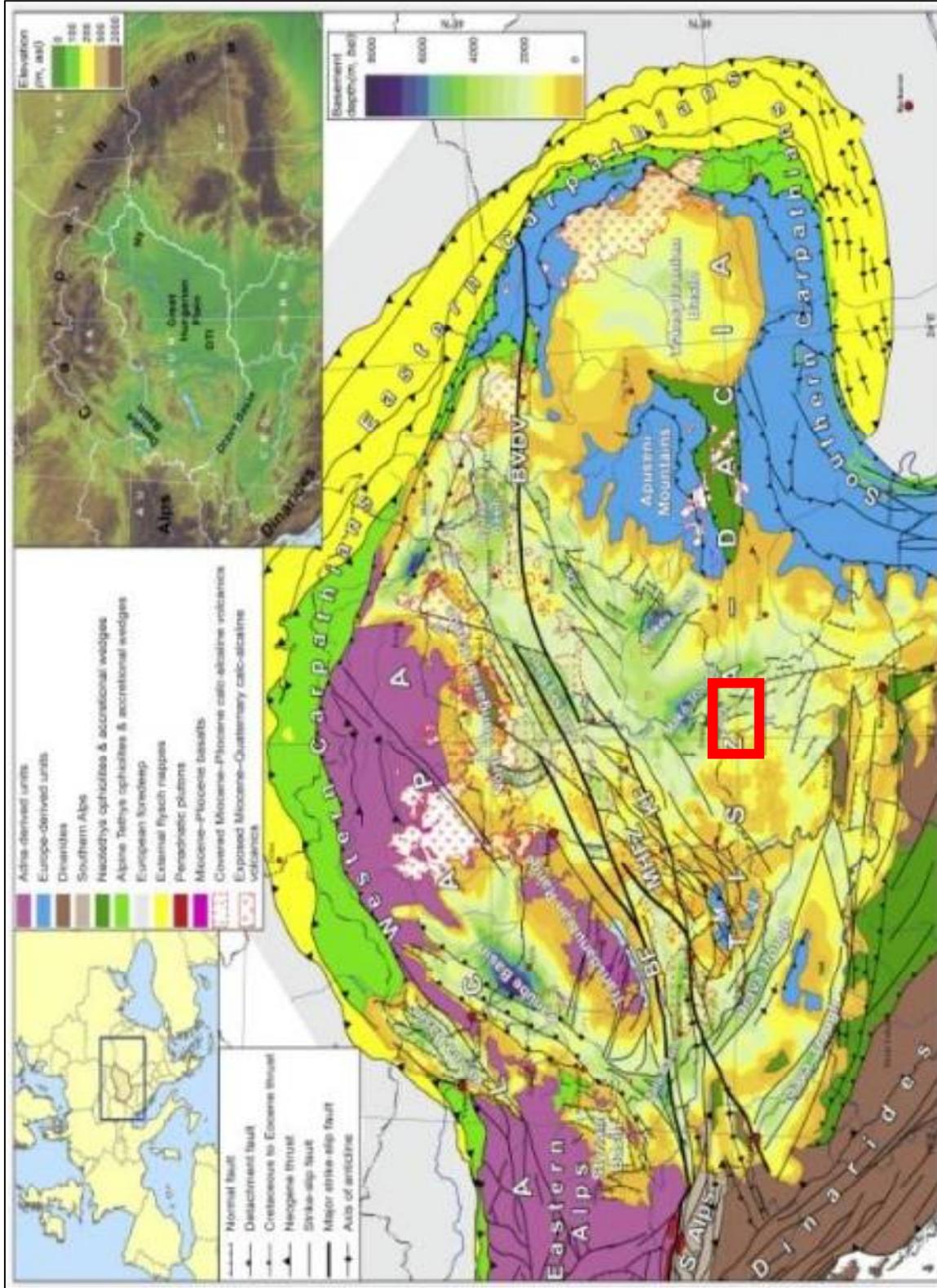


Рисунок 2.6 - Региональная карта кровли фундамента с нанесением положения главных тектонических нарушений и основных тектонических единиц [83]

2.6. Нефтегазоносность

Месторождение Майдан Дубоко находится на севере территории Республики Сербии на границе с Венгрией и Румынией. В региональном отношении данный район относится к Сегединской впадине и является наиболее погруженной частью Паннонского бассейна в пределах территории Республики Сербии. Глубина погружения границы осадочного чехла и фундамента здесь достигает до 3,5 км.



Рисунок 2.7 - Схема местоположения изучаемых участков [103]

Месторождение было открыто разведочным бурением в 1989 г. Рассматриваемые залежи нефти и газоконденсата связаны с метаморфизированными породами фундамента протерозой-палеозойского возраста. Покрывающими залежь породы являются мергели возраста среднего миоцена.

Притоки пластовых флюидов, полученные в процессе испытаний, достигают следующих величин: нефти – от 2 до 22 т/сут, газоконденсата – до 5,5 тыс. м³/сут. Тип коллектора трещинный, каверно-трещинный, трещинно-поровый. Значения открытой пористости в пределах 4 %, при проницаемости – 5-8 мД. Тип выявленных залежей - тектонически экранированные.

Ранее используемая геологическая модель не отражала гетерогенного строения залежей по вертикали и блокового строения по латерали, граница между метаморфизированными породами фундамента и осадочным чехлом не была обоснована. Накопление противоречий при доразведке и эксплуатации месторождения побудило автора детально изучить механизмы формирования данных объектов.

Месторождение Иджош Север расположено на севере Республики Сербии, открыто в 2016 г. разведочной скважиной № Is-X-4. Залежь нефти приурочена к терригенным отложениям возраста средний миоцен. Породы-коллекторы основной залежи нефти, вскрытые скважинами, образованы в режиме гравитационного перемещения масс и отнесены к пролювиальным конусам выноса по данным седиментологического анализа керна разведочных скважин. Коллектор характеризуется гетерогенными ФЕС.

Геологическое строение выявленной залежи осложнено многочисленными тектоническими нарушениями. Ее морфология контролируется поверхностью кровли фундамента, так, на выступах фундамента сосредоточены минимальные общие, следственно и нефтенасыщенные толщины, к гипсометрически пониженным областям происходит увеличение общих и эффективных мощностей.

Притоки пластовых флюидов (нефти), полученные в процессе испытаний, достигают до 17-20 т/сут. Тип коллектора поровый. Средние значения открытой пористости в пределах 16-18 %, в отдельных блоках до 20 %, при проницаемости – 50-60 мД.

Построение геологической модели месторождения Иджош Север начато автором сразу после получения первых результатов бурения разведочной скважины в 2016г.

2.7. Особенности строения продуктивных пластов

Месторождение Майдан Дубоко. Данные залежи относятся к малоразмерным и сложнопостроенным и обладают рядом характерных геологических особенностей. Первой отличительной чертой рассматриваемого месторождения является то, что залежи УВ

приурочены к метаморфизированным породам фундамента и являются тектонически экранированными. На исследуемой территории имеется сеть разрывных нарушений в интервале пород фундамента северо-западного простирания, что позволяет определить блоковое строение месторождения.

Следующая особенность относится к свойствам коллектора, который представлен метомарфизированными породами гранитометаморфического комплекса протерозойско(?) - палеозойского возраста (ввиду температурных преобразований, которые претерпевали горные породы в процессе зеленосланцевого метаморфизма точно установить возраст пород не представляется возможным). Породы-коллекторы представляют собой милонитизированные и катаклазированные гранитоиды и метаморфиты.

Месторождение Иджош Север. Основным перспективным объектом, с доказанной нефтеносностью на исследуемой территории, является пласт Баден 2, приуроченный к терригенным отложениям (возраст, установленный по результатам палеонтологического анализа - средний миоцен). Объект имеет ряд особенностей геологического строения, которые в значительной степени контролируют распределение УВ по объему коллектора в пласте. Подошва пласта соответствует границе стратиграфического несогласия - брекчированным переотложенным метаморфизированным породам фундамента, которые залегают непосредственно на палеозойском фундаменте. В двух разведочных скважинах обнаружено присутствие пирита в целевом пласте Баден 2, что связывается с эпигинетическими процессами [13], а также мельчайшие вкрапления данного сульфида могли остаться в результате процессов переотложения пород, характерных для данного объекта.

Вторая характерная черта отложений отражена в геометрии песчаных тел, подтвержденная результатом анализа сейсмических материалов. Геологические тела в плане представляют собой конусовидную форму с расширением в погруженную часть фундамента, которую обеспечивают склоны поверхности кровли метаморфизированных пород фундамента. Автор придерживается идеи, что причиной для образования таких отложений служат геодинамические явления.

В строении кристаллического фундамента отмечаются такие особенности как наличие разломов, наличие субвертикальных зон деструкций (СЗД), выраженная мозаичность в морфологии поверхности кровли фундамента. Разломы в интервале фундамента играют не только структурообразующую роль, но и инициируют гравитационные процессы. Терригенный пласт Баден 2 характеризуется невыдержанной толщиной в следствие гравитационного характера седиментации отложений, что является третьей особенностью.

Четвертая особенность геологического строения залежи нефти Иджош Север заключается в ее блоковом строении. На основе проинтерпретированных дизъюнктивных

нарушений по данным 3Д сейсморазведки выделено 5 основных тектонических блоков, коллектор в которых характеризуется различными свойствами ФЕС. Часть разломов являются флюидоупорами, что в свою очередь, приводит к наличию различных гипсометрических уровней флюидальных контактов между блоками. Описанные выше особенности послужили причинами перехода на блоковую модель строения залежи и разработки специальных подходов для работы с подобными залежами сложного геологического строения.

По результатам петролого-седиментационного анализа в Паннонском бассейне подтверждена нефтеносность и других седиментационных комплексах среднего миоцена осадочного происхождения, основанных на исследовании скважин, пробуренных на территории Северного Баната. На месторождениях нефти и газа Банатско Милошево, Чока (отложения баденского возраста) и Мокрин, Кикинда Варош (отложения сарматского возраста). В таблице 2.1. приведены средние значения нефтенасыщенных толщин, коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности, характеризующие перечисленные залежи УВ.

Таблица 2.1. Емкостные характеристики терригенных коллекторов месторождений нефти, газа и газоконденсата на территории Северного Баната [85, 91]

| №п/п | месторождение | возраст отложений | Н _{нн} , м | К _п , д.ед. | К _{во} , д.ед. | характер насыщения |
|------|-------------------|-------------------|---------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| 1 | Банатско Милошево | баден | 6.9 | 0.20 | 0.70 | газ, нефть, газоконсат |
| 2 | Иджош Север | баден | 12.6 | 0.137-0.39 | 0.32 | нефть |
| 3 | Чока | баден | 7.5 | 0.124 | 0.28 | нефть |
| 4 | Мокрин | сармат | 15 | 0.112-0.182 | 0,35 | нефть |
| 5 | Кикинда Варош | сармат | 9 | 0.178 | 0.27 | нефть |

Сопоставление приведенных в таблице характеристик по месторождениям показал, что залежь нефти на месторождении Иджош Север является наиболее привлекательной с точки зрения коллекторских свойств. Данное наблюдение послужило для автора одним из стимулов к внимательному изучению геологического строения сложнопостроенной залежи нефти Иджош Север.

2.8. Выводы по главе

Описанные во второй главе характерные геологические особенности рассматриваемых залежей УВ указывают на неоднородное строение и неоднородное распределение фильтрационно-емкостных свойств коллектора по вертикали и по латерали. Принимая во внимание особенности строения кристаллического фундамента рассматриваемой территории, присутствия лабигенных структур, наличие правосторонних горизонтальных сдвигов

предполагается, что для контроля залежей УВ Паннонского бассейна структурный и тектонический фактор являются решающими при оценке их коллекторских свойств и восстановления истории формирования и трансформации залежей.

Для надежного прогноза распространения коллекторов в пространстве и выявлении перспективных участков для доразведки необходимо привлечение геофизических методов - сейсморазведки и седиментационных методов - литологический и седиментологический анализ керн. Поэтому основной целью настоящего исследования является создание и апробация алгоритма построения геологической основы для прогнозирования объема УВС в сложнопостроенных малоразмерных залежах для принятия решений при эксплуатации залежей, их разведке и доразведке.

3. ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ПОДХОДА ПРИ АНАЛИЗЕ ЗАЛЕЖЕЙ СО СЛОЖНЫМ ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ

В данном разделе описывается комплексный геологический анализ сложнопостроенных залежей Паннонского бассейна, который был заложен в основу разработки «тектоно-седиментационного» подхода как специального системного анализа геологического строения сложнопостроенных объектов и его внедрения в производственный процесс. Исследование приводится на основании фактических данных из рабочих проектов, выполненных в процессе трудовой деятельности автора в компании ООО «НТЦ НИС-Нафгаас». Рассматриваемые работы выполнены автором с коллегами из ООО «НТЦ НИС-Нафгаас» и ООО «ГПН НТЦ» в период с 2013 по 2021 гг. на материалах месторождений компании ООО «НИС а.д. Нови Сад». Объекты исследований - малоразмерные сложнопостроенные залежи нефти и газоконденсата в метаморфических породах фундамента, локальные залежи нефти в базальных слоях на контакте пород осадочного чехла и кристаллического фундамента.

3.1. Геологический анализ строения залежи на контакте кристаллического фундамента и осадочного чехла

Целью исследования был поиск геологического обоснования причин получения различных флюидов (нефти, газоконденсата и воды) из скважин, испытанных на одном уровне глубин, определение основных подсчетных параметров и оценка объема УВ, содержащихся в метаморфизированных породах кристаллического фундамента.

Предметом исследования выбран механизм формирования тектонических блоков, образование разных типов брекчий, сдвиговые деформации, взаимосвязь тектонических блоков и структурные особенности брекчированных пород фундамента.

Объектом исследования являются метаморфические породы фундамента слагающие тектонические блоки залежей нефти и газоконденсата месторождения Майдан Дубоко.

Для уточнения геологического строения залежи и изучения механизма ее формирования автором были поставлены следующие задачи:

1. Литологическое описание керна;
2. Выделение групп пород метаморфизованного фундамента;
3. Детализация скважинной корреляции и определение объектов разработки;
4. Анализ сейсмической интерпретации, выделение тектонических блоков;
5. Восстановление палеотектонической истории трансформации отложений.

В основу исследования положен принцип структурирования и систематизации данных об объекте, полученных на основании первичного исследования скважинных данных.

Важность анализа тектонических блоков в структуре месторождений подтверждается многочисленными отечественными и зарубежными исследованиями [24, 38, 44, 54]. Впервые д.г.м.-н. А.Ю. Киссин показал в своих работах складчатость «не в виде синусоидальных изгибов, а в виде блоков подвергнутых изгибной тектонике, в которых протекают сложные, неравномерные деформации» [35]. Опыт анализа геологического строения месторождения Майдан Дубоко показывает применимость принципа блоковой складчатости согласно исследованиям А.Ю. Киссина и отражает особенности определения блокового строения на изученной территории.

3.1.1. Общая геологическая характеристика объекта

Геологический разрез изучаемой территории представлен протерозой-палеозойскими, мезозойскими и кайнозойскими образованиями. Возраст метаморфических пород, на которых залегает мезозой-кайнозойский осадочный чехол, достоверно не определен. При сопоставлении с аналогичными отложениями других прилегающих территорий (в границах таких государств, как Венгрия, Румыния, Хорватия), а также с учетом современного понимания геодинамических процессов Паннонского бассейна, предполагается, что они образованы в палеозое, а позднее изменены под воздействием термодинамических процессов (далее по тексту для упрощения будет упоминаться именно палеозойский возраст). В пределах рассматриваемого участка месторождения Майдан Дубоко по данным керна и сейсморазведки породы мезозойского возраста отсутствуют. Это согласуется с региональной обстановкой, как обсуждалось в предыдущей главе, в конце *сармата* произошло общее дифференцированное воздымание территории бассейна, которое привело к слабому изгибу слоев накопившихся осадков. Вследствие этого регионального поднятия были эродированы отложения осадочного чехла, местами вплоть до пород палеозойского фундамента (в зависимости от амплитуды поднятия блоков фундамента). На примере материалов нефтегазоконденсатного месторождения Майдан Дубоко можно наблюдать наличие стратиграфического несогласия, которое характерно для Паннонского бассейна, - на измененных метаморфических отложениях палеозоя залегают отложения кайнозойского осадочного чехла, представленные отложениями неогеновой и четвертичной систем, отсутствует часть отложений мезозойского периода - триасовые и юрские.

На месторождении открыто две залежи снизу-вверх по разрезу - нефтяная (без газовой шапки) и газоконденсатная (залежь газа исключена по причине наличия жидкой фазы в продукции всех скважин). Ввиду того, что из нижнего пласта получены притоки жидкости с

низки газовым фактором и без CO_2 , залежь пласта отнесена к нефтяному типу. Абсолютные отметки залегания залежей 3430-3530 м. Коллектор представлен палеозойскими метаморфизованными породами, породой-покрышкой служат мергели возраста среднего миоцена. Именно интервал палеозойских пород с перекрывающими их мергелями являются перспективными с точки зрения поиска УВ.

Следует описать ряд особенностей залежи, из-за которых применение стандартных подходов в геолого-физическом отношении на данном месторождении невозможно. Во-первых, большая глубина залегания пластов накладывает ограничения на геофизические методы, поскольку на глубинах более 3000 м возникают технологические сложности при бурении и исследовании скважин, в скважинах ограничено (или невозможно) использование специальных методов ГИС, а порой невозможна запись даже стандартных методов. Во-вторых, на точность оценки ФЕС негативно влияют и экстремальные условия в стволе скважины: высокая плотность бурового раствора ($1,87 \text{ г/см}^3$), высокая пластовая температура (порядка $179,5^\circ\text{C}$), высокое пластовое давление (до 607,5 бар). Перечисленные установленные особенности залегания отложений приводят к ограничению использования фактических данных для геологического анализа, а принятие решения о бурении в силу высокой стоимости оборудования должно быть основано на выверенных данных с исключением противоречий. Эти факторы послужили стимулом для разработки адресной методики геологического анализа от скважинной корреляции и специального анализа керна до оценки объема УВ.

3.1.2. Особенности подхода геологического анализа сложнопостроенной залежи в условиях ограниченных данных

В процессе стандартного анализа для разреза рассматриваемых метаморфизованных пород фундамента по данным ГИС в десяти пробуренных скважинах не удалось выявить устойчивых реперов и отчетливых характерных форм каротажа, ассоциируемых с кровлей объектов. Поэтому автором совместно с д.г.-м.н. М.А. Тугаровой разрабатывался, тестировался и был применен следующий алгоритм типизации (определение макротипов пород) и корреляции пород:

1. Определение скважин «первого порядка». К ним отнесены скважины, из которых отобран керн и выполнено полное литологическое описание пород. Выделены характерные литологические особенности пород, относящиеся к коллекторским свойствам, обозначены характерные признаки контактов разных типов пород.

2. Разработка подхода к типизации пород на основании комплексирования геофизических параметров и вещественно-структурных особенностей пород.

3. Выполнение корреляции по методам ГИС для скважин «второго порядка» без керновой информации по аналогии с ближайшими скважинами первого порядка.

4. Выделение границ в скважинах «третьего порядка», где имеются только кривые ограниченного комплекса ГИС. По аналогии с ближайшими скважинами первого порядка без детализации.

Далее при описании и интерпретации керна возникли вопросы правильности фиксирования литологических характеристик пород, поскольку каждый интерпретатор выделяет определенные ключевые особенности, которые для него представляются наиболее весомыми. Поэтому для соблюдения объективности и передачи адекватных результатов интерпретации заказчику в последующее пользование были учтены следующие требования к выделяемым макротипам пород:

1. Надежное визуальное распознавание по вещественным признакам и возможность установить «генетический смысл»;
2. Корреляция выделяемых макротипов с геофизическими параметрами;
3. Оптимальное содержание описания и достаточная представительность материала, на котором можно обосновать тектоно-структурную модель.

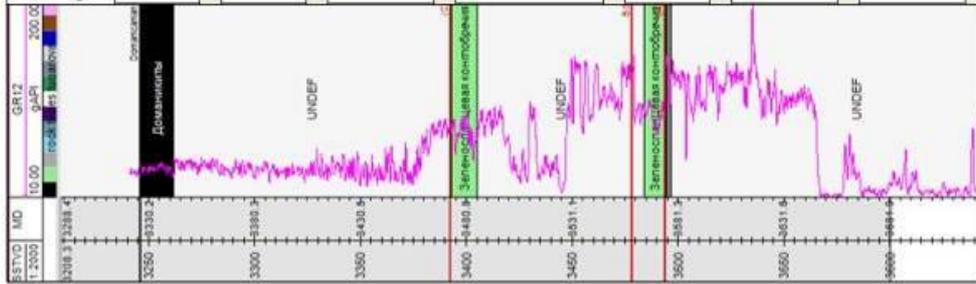
3.1.3. Результаты определения макротипов пород фундамента

По данным литологического анализа керна в скважинах «первого порядка» было выделено четыре основных макротипа, условно обозначенные как доманикит, конгломераты и брекчии, кора выветривания и кристаллический сланец. Для упрощения описания (и его лучшего восприятия) сформирована матрица типизации керна, которая включала в себя такие параметры как название породы, основные вещественные, структурные и текстурные признаки, характеристику пустотного пространства (тип пористости и трещиноватости), характер нефтенасыщения.

На основании описанных экспертом ООО «ГПН НТЦ» д.г.м-н. М.А. Тугаровой вещественно-структурных особенностей пород наиболее близкие по свойствам пород были определены в группы - макротипы пород. По каждой группе составлено подробное описание видимого на кернах пустотного пространства, параметры трещиноватости, характер проявления нефтенасыщенности, определены типы пород и оценено качество керна. Их характеристики приводятся в матрице типизации керна в таблице 3.1, структура которой была предложена д.г.-м.н. М.А. Тугаровой.

Таблица 3.1. Матрица типизации кернa [52]

| ГСТУО | MD | № долбл | № слоя | Толщина слоя, м | Название породы. Вещественно-структурные особенности | Макротип породы | Границы слоя | Пустотное пространство тип, доля в об.%, распределение | Трещиноватость морфологические характеристики, заполнение, густота | Нефтенасыщенность/битуминозность Характер, интенсивность, закономерность | Тип коллектора | Целостность керна |
|-------|---------|---------|--------|-----------------|--|-------------------------------|------------------------------|--|--|--|---------------------|--------------------|
| | | | | | | | | | | | | |
| 3300 | 14332.2 | 2 | 2--1 | 9,00 | Черные битуминозные глинисто-карбонатные породы, взривается содержание глинистой и песчаной фракций (доманикиты) | Доманикиты | Перерыв в отборе керна | визуально не фиксируется | Открытые: 1. По напластованию - 8/ 1 м 2. Вертикальные 0,25/ 1 м | Запах УВ при нагревании | нетрадиционный | хорошая |
| 3300 | 14380.2 | 3 | 3--1 | 9,00 | Черные битуминозные известняки. Содержание песчано фракции возрастает к середине интервала и убывает к подошве | Доманикиты | Плавно в следующий слой | визуально не фиксируется | Открытые: 1. По напластованию - 6/ 1 м 2. Вертикальная единична | Запах УВ при нагревании | нетрадиционный | хорошая |
| 3350 | 14430.9 | 4 | 4--1 | 5,00 | Черный битуминозный глинистый известняк с отдельными тонкими прослоями слюдистого песчаника (толщиной до 2 см) | Доманикиты | Перерыв в отборе керна | визуально не фиксируется | Открытые: 1. По напластованию - 5/1 м 2. Вертикальные - 0,2/1 м, 3. Мелкие диагональные Вес керн с тонкой сетью трещин | Запах УВ при нагревании | нетрадиционный | хорошая |
| 3400 | 14480.2 | 5 | 5--1 | 9,00 | Конглобрекчия: сербристо (серцицит) - зеленого (хлорит или афирибол) - бежевый (кальцит) кристаллический матрикс с включениями измененных обломков, размером от 1 до 8 см. Поверхности трещин - вербристые (серцицитовые). | Конглобрекчия | Плавно в следующий слой | каверны по трещинам | Открытые: 1. По напластованию - 8-9/1 м | Коричневые битумы в матриксе трещинный (?) | каверново-трещинный | хорошая |
| 3500 | 14581.2 | 6 | 6--1 | 2,00 | Аналогичны 5--1. "Выщелачивание" по сетке трещин вокруг обломков | Конглобрекчия | Конец интервала отбора керна | каверны по трещинам | Трещины по направлению - единичные, сеть трещин вокруг обломков | Коричневые битумы в матриксе трещинный (?) | каверново-трещинный | хорошая |
| 3600 | 14631.6 | 7 | 7--1 | 9,00 | Аналогичны 5--1, 6--1. НО! Похоже, что обломки не перемещены!!! К подошве интервала количество "обломков" уменьшается, практически исчезают - тоже признак коры выветривания. | Кора выветривания ??? | Перерыв в отборе керна | | 1. Трещины по направлению с вертикали скольжения (серцицитизация) 2. Сетка трещин, формирующая неокатанные обломки | Коричневые битумы по стенкам трещин ??? | трещинный | хорошая |
| 3600 | 14681.6 | 8 | 8--1 | 4,00 | Кристаллические зелено-черные породы. Серцицит-мусковит по напластованию, линзы кварца. Породы похожи на сланцы в Тус 114 | Черный кристаллический сланец | Конец интервала отбора керна | | 1. Диагональные открытые 2. Субгоризонтальные 3. Трещины вокруг кварца 4. Псевдокаверны на пересечении трещин | визуально не фиксируются | трещинный | фрагментарный керн |



На основании материалов, полученных по результатам описания керна шести скважин месторождения Майдан Дубоко, составлена интегрированная характеристика каждого макротипа пород. Доманикиты: черные битуминозные глинисто-карбонатные породы, в которых варьируется содержание глинистой и песчаной фракций. Конгломераты и брекчия: серебристо (серицит)-зеленовато (хлорит или амфибол)-бежевый (кальцит) кристаллический матрикс с включениями измененных обломков, размером от 1 до 8 см. Поверхности трещин - серебристые (серицитовые). На керновом материале определяются син-седиментационные пликвативные деформации. Для интервала характерны грубообломочные породы с сеткой трещин и микротрещин вокруг обломков. Выявлена особенность структуры обломков в конгломератах и брекчии, они рассеяны трещинами, по которым часто развивается кальцит и, как следствие, проявлена каверзность, что является благоприятным фактором для формирования улучшенных ФЕС. Размер обломков от 0,5 до 5-8 см. Обломки угловатые и в разной степени окатанные, а по составу соответствуют нижележащим породам фундамента. Кора выветривания: породы аналогичны вышележащим, но «обломки» не перемещенные. Признаком коры выветривания в данном интервале является то, что к подошве интервала количество «обломков» уменьшается, практически исчезают, в отличие от конгломератов и брекчии. Кристаллический сланец: зелено-черные очень плотные массивные кристаллические породы, встречается амфибол, пироксены, кварц. В интервале фиксируются тектонические деформации – син-седиментационные и более поздние (табл. 3.2).

Порода, классифицированная как «тектоническая брекчия», - светлая массивная порода, обломки угловатые, от 0,5 до 8 см, модальный размер - 1,5-2,0 см. Согласно исследованиям советского тектониста, д.г.-м.н. Г.Д. Ажгирея «Тектонические брекчии представляют собой образования, непосредственно связанные с деформацией горных пород под влиянием тектонических усилий или силы тяжести». Важнейший диагностический признак, позволяющий отличить тектонические брекчии от брекчий осадочного происхождения, - текущее положение брекчии по отношению к поверхности наложения осадочных пород [1].

В составе брекчий преобладает кварц, который слабо реагирует с кислотой, зафиксированы отдельные каверны выщелачивания. Анализ керна остальных скважин, пробуренных на месторождении, в начале работы приводил к выводам, что породы, вскрытые скважинами, встречаются в каждой скважине один раз и пласты представлены уникальным литологическим составом. Наличие различных типов трещин от мельчайших «волосовидных» до крупных, заполненных жилами кварца, зафиксированных на керне скважин, указывает на то, что системы трещин были сформированы при горизонтальном сдвиге. По данным В.Л. Русинова «распределение трещин по крупности носит фрактальный характер» [68].

Таблица 3.2: Вещественно-структурные особенности выделенных макротипов пород. [52]

| | Вещественно-структурные особенности | Макротип породы | Фотография пород |
|--------------|---|---------------------------|--|
| Ранон | Черные битуминозные глинисто-карбонатные породы, варьируется содержание глинистой и песчаной фракций | Доманикиты |  |
| С | Размер обломков от 0,5 до 20 см. К подошве слоя количество обломков уменьшается. | Конглобрекция |  |
| В | Серебристо-зеленоватое (хлорит или амфибол) - бежевый (кальцит) кристаллический матрикс с включениями измененных обломков, размером от 1 до 8 см. Грубообломочные породы с сеткой трещин и микроотрещин вокруг обломков | Брекчия коры выветривания |  |
| В1 | Тектонически дислоцированные черно-зеленые (амфиболовые?) кристаллические сланцы (или гнейсы) с линзами кварца. | Тектоническая брекчия |  |
| А | Слоистые кристаллические породы, серицит-мусковит по поверхности зеркал скольжения ЕСТЬ, но состав может отвечать и более глубокому метаморфизму | Кристаллические сланцы |  |

На первом этапе анализа выдвинута гипотеза, что строение залежи многоблоковое, блоки гидродинамически не связаны, а скважины пробурены в отдельные тектонические блоки, то есть в зоны с различными геологическими условиями. При повторном предметном анализе при описании пород брекчии были установлены ряд характерных отличий и сходств по всем скважинам, на основании чего в части скважин была выделена «тектоническая брекчия» (вскрытая в трех скважинах из шести).

По результатам анализа керна в целом на месторождении выделено пять макротипов пород – породы «доманикиты», три типа брекчии (тектоническая, коры выветривания и “конгломерато-брекчия” - смесь окатанных и неокатанных обломков фундамента), в зависимости от условий денудации и тектоники, кристаллические сланцы – «коренные» породы фундамента. Все перечисленные типы брекчии автор относит к базальным горизонтам, что соответствует определению, данным Е.Ю. Барабошкиным: “Базальные горизонты - это сгруженный крупнообломочный материал в основании слоев, часто такой материал может представлять собой продукты размыва и переотложения (перемыва) подстилающих толщ на месте, без существенного горизонтального переноса [2].

На основании выполненной макротипизации впервые при работе с месторождением автором выявлена и показана вертикальная неоднородность пород фундамента. Отмечается, что практически в каждом интервале присутствует признак насыщения или битуминозность. Однако тип коллектора, пустотного пространства и трещиноватость, установленные в ходе анализа керна, варьируют.

Установлено, что сложное геологическое строение залежей УВ месторождения Майдан Дубоко выражено в вертикальной неоднородности. Выявленные макронеоднородности на керновом материале позволили формализовать описание метаморфических пород с точки зрения резервуарного потенциала и, таким образом, сделать доступным анализ сложнопостроенной залежи в интервале пород фундамента.

3.1.4. Комплексирование скважинной корреляции и литологического анализа керна.

Обоснование наличия тектонических блоков

Результаты вещественно-структурного анализа перенесены в ПО PETREL компании Schlumberger в каждую скважину в виде дискретных интервалов с цветовым кодом макротипов пород, соответствующих глубине залегания, определенных по керну. На основании сгруппированного вещественно-структурного состава выделены интервалы смены пород, определено пять объектов, соответствующих макротипам. Путем применения выбранного алгоритма корреляции после выделения границ объектов по скважинам первого порядка - с

керновыми данными, выявлено характерное поведение кривых ГИС для каждого объекта и выполнена корреляция объектов в скважинах второго порядка. Скважины третьего порядка учитывались как наименее уверенные, однако они не были исключены из анализа в процессе выполнения скважинной корреляции, но им присвоена меньшая степень доверия к данным ГИС.

Строение нижнего объекта – малоизмененных пород фундамента оказалось наиболее сложным и разнообразным с точки зрения вещественно-структурного анализа. При нанесении состава пород в виде круговых диаграмм на схематический план с учетом положения скважин и тектонических нарушений, выделенных по данным сейсморазведки, для каждого объекта проявилась блоковая структура в латеральном распределении пород (рис. 3.1).

Дизъюнктивные нарушения, проинтерпретированные по данным 3Д сейсморазведки, имеют северо-западное простирание и разделяют месторождение на несколько тектонических блоков. На основании выявленной латеральной дифференциации литологического состава пород на исследуемом участке подтвердилось наличие нескольких тектонических блоков. В западных блоках преобладают кристаллические породы зелено-черного цвета, а в восточных блоках – более сложная комбинация по составу – серицитовые, амфиболовые кристаллические сланцы, черные очень плотные амфибол-мусковит-кварцевые кристаллические породы. При анализе полученной схемы состава пород, которая отражает латеральную неоднородность строения фундамента по объектам, отмечается, что северные блоки подобны по составу породам кристаллического фундамента, а юго-западная часть отличается по составу пород и более разнообразна - от серицитовых сланцев до амфибол-биотит-мусковит-кварцевых кристаллических пород.

Описанный вещественный состав пород соответствует метаморфизму пород зоны растяжения. А.Ю. Киссин отмечает, что «хрупко-пластические и пластические деформации в зоне растяжения сопровождаются повышенным выделением тепловой энергии, что вызывает разогрев пород. Снижение всестороннего давления и повышение температуры дестабилизирует систему и может привести к зеленокаменному метаморфизму пород. В подошве упругой коры метаморфизм пород может достигать эпидот-амфиболитовой фации, а, возможно, и амфиболитовой фации пониженных давлений. С учетом данных по распределению температур в земной коре [Моисеенко, Смыслов, 1986; Kukkonen et al., 1997 и др.] это представляется вполне реальным» [35].

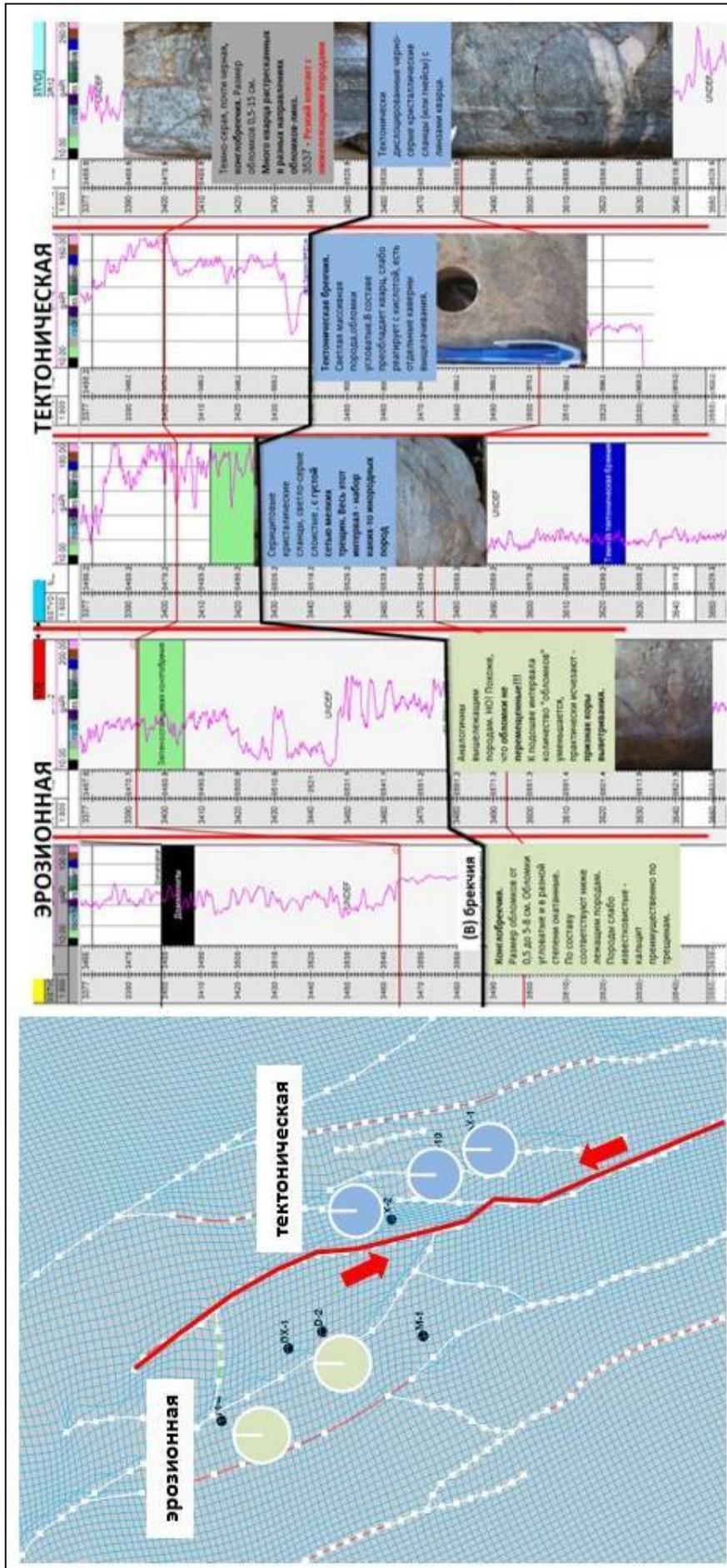


Рисунок 3.1 - Пример разделения района залежи на два блока по сдвиговому разлому (слева) и деления брекчии на два типа по латерали (справа) [52]

Если принять вышеописанные характеристики залежи за признаки наличия зоны сдвига, то согласно исследованиям В.Л. Русина специфика данных зон состоит в том, что они представляют собой серии отдельных зон расланцевания и интенсивной складчатости, разделенных блоками слабо деформированных пород. В этом случае «всю зону сдвига можно рассматривать как широкий канал с неравномерным распределением более узких проницаемых зон, в которые стягиваются флюиды» [68].

В результате выполнения второго этапа исследования был сделан вывод, что фундамент района месторождения Майдан Дубоко сложен разнородными породами, зональность строения подтверждается фактическими керновыми данными, отмечены признаки тектонической дислокации пород. Из этого закономерно можно заключить, что изучаемая территория находилась в сдвиговой зоне, а основным разлом, проходящий в районе скважины № X-2, является горизонтальным сдвигом (по классификации К. McClay 1988 - «strike-slip» [100]). При продолжении анализа по другим объектам было обнаружено, что для объекта брекчия – В, В1 данный разлом является границей деления на брекчию коры выветривания и «тектоническую брекчию» (аутигенную) (рис. 3.1).

Полученные результаты исследования согласуются с заключениями других ученых о том, что благоприятным условием для локализации брекчий являются также зоны контактов контрастных по составу и проницаемости горных пород. Петрофизические барьеры, образующиеся на границе пород с контрастными параметрами плотности и пористости – одни из наиболее распространенных в природе барьеров [Копылов, 2010].

На основании сопоставления результатов работы и материалов региональных исследований [97, 98, 103] сделан вывод, что изучаемая площадь относится к системе Сегединской впадины. Месторождение расположено в сдвиговой зоне и сопутствующих листрических разломов. Основная ориентация разломов на месторождении соответствует ориентации основных линеаментов фундамента по региональным данным и имеет северо-западное направление (рис. 3.2).

При интеграции результатов интерпретации материалов 3Д сейсморазведки и вещественно-генетического анализа керн сформулирована гипотеза формирования отложений среднего интервала пород фундамента с учетом наличия и характера распределения грубообломочных пород разного генетического происхождения: тектонической брекчией (аутигенной, не перемещенной) и гипергенной эрозионной. Восточный блок – зона проявления активных вертикальных и горизонтальных движений пород фундамента, где происходили сдвиговые деформации, которые привели к растрескиванию пород верхней части фундамента.

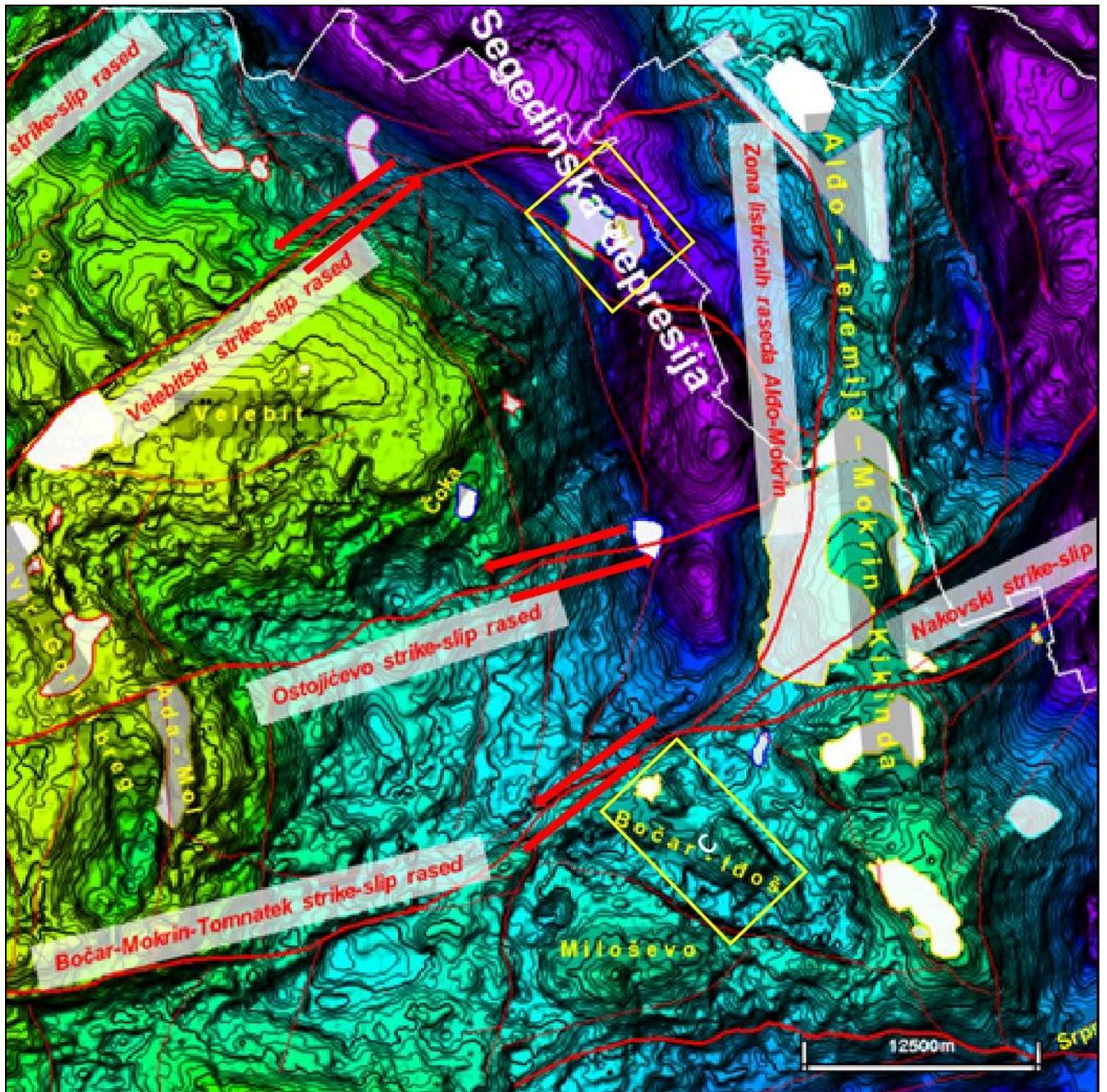


Рисунок 3.2 - Выкопировка из региональной карты кровли фундамента с указанием положения исследуемых участков и региональных разломов [103]

На основе проведенного исследования автором предложена следующая модель палеоразвития участка: западный тектонический блок был структурно приподнят относительно восточного, поэтому древние выходы пород подвергались выветриванию. Следы выветривания фиксируются в керне в виде зон гипергенной трещиноватости и физического элювия (брекчия коры выветривания) - дезинтегрированными обломками метаморфических пород, иногда присутствуют продукты близкого перемещения коры выветривания, представленные брекчиями и конгломератами.

Автор предполагает, что причиной формирования коллекторских свойств в интервале пород брекчий также может являться процесс дилатансии. По определению С.В. Гольдина [25] под дилатансией понимается как изменение объема сыпучей среды при ее сдвиговом нагружении, так и изменение объема консолидированных блоков среды вследствие массового трещинообразования или закрытия трещин при сдвиге (трещинная дилатансия). И в том и в другом случае результатом тектонических движений является изменение структуры блочной среды. Существует подобное мнение, так, при изучении нефтегазоносности фундамента различных регионов В.Л. Шустер [80] выделяет «очаги дилатансии» и основываясь на фактическом материале и на механизме образования зон разуплотненных трещиноватых пород и соседствующих с ними (в результате уплотнения пород) участков плохопроницаемых толщ, предлагает неравномерно-ячеистую модель строения резервуара гранитоидных массивов.

3.1.5. Сопоставление созданной геологической модели месторождения Майдан Дубоко с предыдущими представлениями

В результате вещественно-структурного анализа керна был сгенерирован специальный набор конкретных характеристик пород, который необходимо было увязать с имеющимся каротажем и результатами интерпретации сейсмических исследований. При применении классификации стандартное литолого-генетическое описание пород, изначально выглядевшее сложным и громоздким набором характеристик, трансформировано в классифицированные элементы, которое удобно анализировать в комплексе с данными ГИС. Породы классифицированы по вещественно-структурным особенностям и объединены в макротипы. Путем использования классификации вещественно-структурных характеристик пород и интеграции результатов классификации в геологическую модель автором впервые сформировано представление о блоковом строении залежей с дифференциацией объектов по вертикали в породах кристаллического фундамента месторождения Майдан Дубоко, основанное на гетерогенности пород, подтвержденное данными керна (рис. 3.3).

Согласно выполненным этапам анализа, изучаемое месторождение представлено двумя основными и двумя второстепенными тектоническими блоками, разделенными дизъюнктивными нарушениями по площади. Размер основного западного блока составляет 1,5х0,7 км. В западных блоках преобладают кристаллические зелено-черные породы.

Размер основного восточного блока составляет 2,5х0,9 км. Восточный блок характеризуется наличием дизъюнктивных нарушений, фиксируемых при структурной интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. Здесь отмечается более сложная комбинация по составу – серицитовые, амфиболовые кристаллические сланцы, черные очень плотные амфибол-мусковит-кварцевые кристаллические породы.

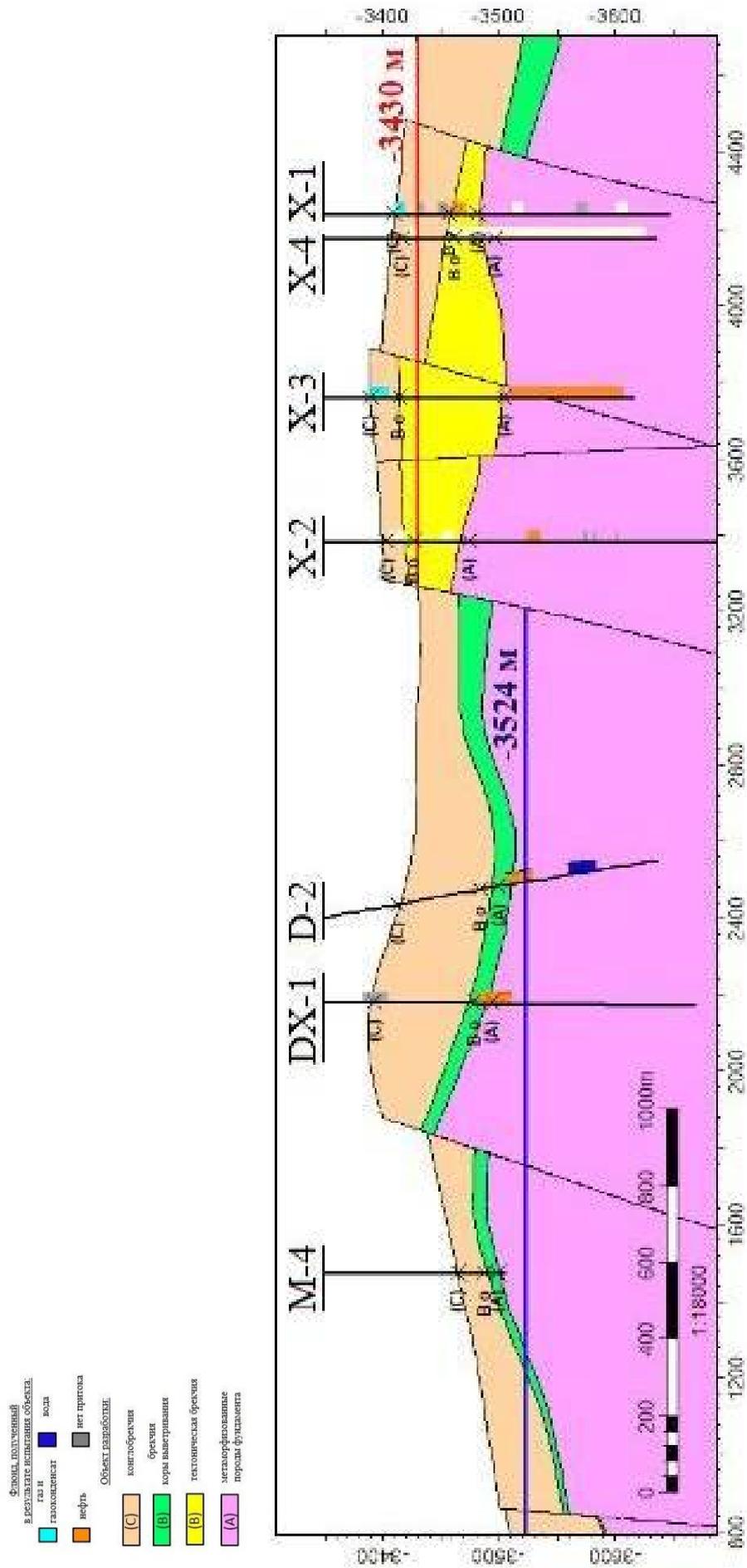


Рисунок 3.3 - Схема геологического строения месторождения Майдан Дубоко [52]

По вертикали наблюдается гетерогенное строение фундамента и осадочного чехла, отраженного в геологической модели в виде четырех объектов. Гетерогенность выражается в степени дислоцированности пород, так объект «В» представлен брекчированными породами, с проявленной трещиноватостью, отмечается уменьшение количество обломков к подошве. Объект «С» представлен конгломератами и брекчиями, проявлены признаки переотложения. На записях прибора азимутального электрического микроимиджера (FMI, компания Schlumberger), предназначенного для седиментологического анализа, зафиксированы признаки «перемятой», «брекчированной» текстуры. При сопоставлении величин распределения общей мощности по данным бурения скважин, максимальное распределение мощности отложений объекта «В» вскрыла скв. № DX-1 в западном блоке.

На основании комплексного геологического анализа геологическое строение сложнопостроенной залежи было детализировано по латерали и вертикали. При сопоставлении с предыдущими представлениями о геологической модели месторождения Майдан Дубоко [58] можно увидеть, что первоначальное представление о строении залежи УВ в породах фундамента было существенно более упрощенным (рис. 3.4).

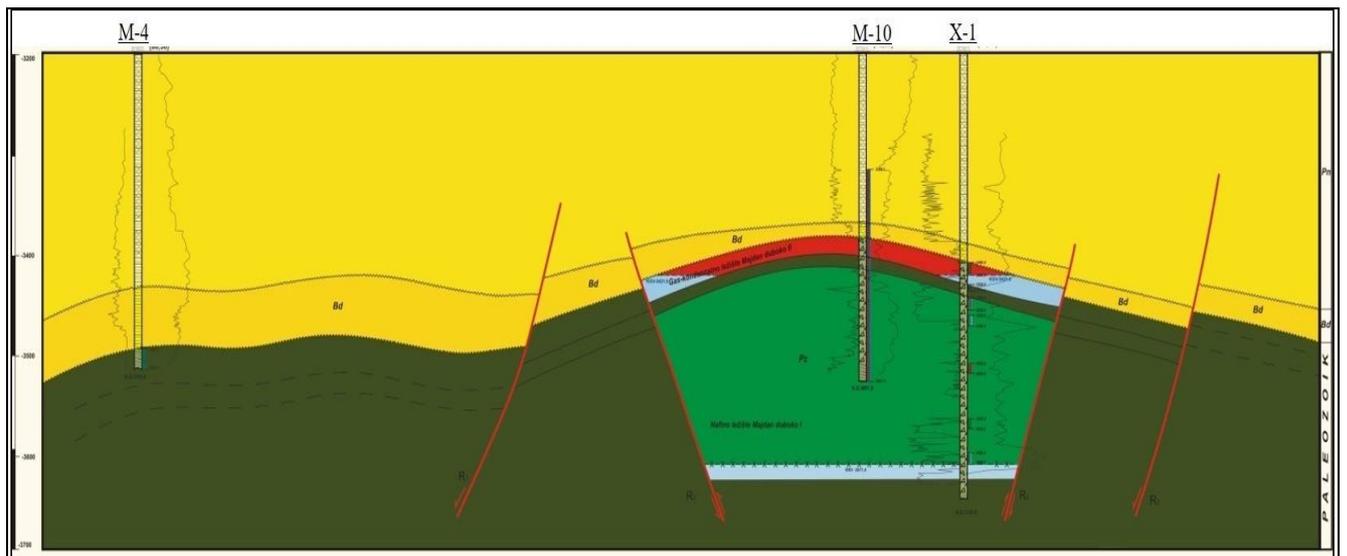


Рисунок 3.4 - Схема геологического строения месторождения Майдан Дубоко предыдущих авторов (подсчет запасов 2009 г., Деян Маркович [58])

Согласно приведенной схеме геологического строения, в структуре месторождения Майдан Дубоко ранее были выделены имеющиеся основные тектонические нарушения, площадь разделена на блоки (два основных блока, вскрытых бурением скважин и два второстепенных). Но вертикальная гетерогенность строения пород не была учтена - не выделено различий в литологическом составе пород фундамента и брекчий. Как видно из рисунка 3.4, объекты разделены по характеру насыщения - верхний объект - газоконденсатный, нижний - нефтяной.

В авторском варианте геологической модели месторождения Майдан Дубоко при учете всех выполненных исследований керна по латерали были выделены тектонические блоки с различными по составу вмещающими породами. Такое представление соответствует модели блоковой складчатости, признаками которой по мнению А.Ю. Киссина являются «линейность, ориентированная согласно общему структурному плану, близкие размеры блоков, повторяемость в пространстве, единый стиль деформаций для блоков одного знака изгиба, метаморфизм, магматизм и металлогеническая специализация» [35].

Новая структура месторождения была получена путем применения комплексного метода анализа и основана на результатах интерпретации данных 3Д сейсморазведки и фактического керна шести пробуренных скважин. Структурная модель приведена на рисунке 3.5, где показаны фрагменты структурных карт по кровле метаморфизованных пород, конгломератов и брекчий с нанесением тектонических нарушений (красные полигоны).

В новом представлении структурной модели месторождения Майдан Дубоко проявлена особенность строения блоков, характерная для изучаемого региона. Обращая внимание на морфологию участка, необходимо отметить различное азимутальное направление структур района скважин № DX-2, М-4, DX-2/1 (расположенных в западной части) и структур района скважин № X-2, X-3, X-1, X-4. При детальном анализе положения выделенных разломов отмечается различное простирание поднятий: северо-западное и строго северное направление двух отмеченных структур и 30-40 градусное отклонение в простирании группы разломов друг от друга. Такое простирание еще раз подтверждает сдвиговую природу формирования структур в интервале метаморфизованных пород фундамента.

Согласно исследованиям геомеханики нефтяных залежей профессора Марка Зобака, «разломы типа сдвиг формируют сопряженные пары блоков и имеют простирание под углом 30 градусов к направлению максимального главного горизонтального напряжения (по классификации Андерсона (Anderson E.M. 1951) для напряжений и разломов)» [31].

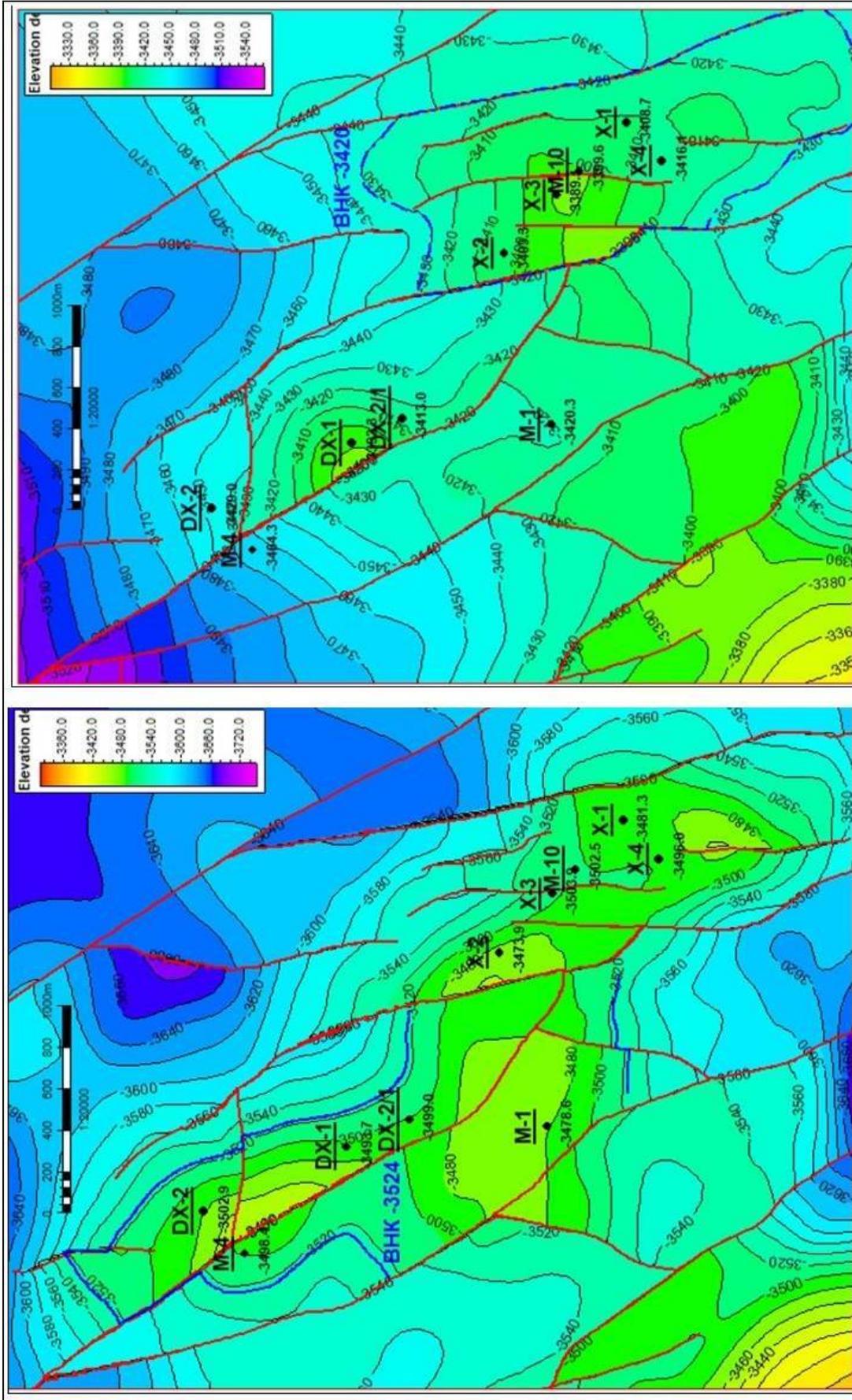


Рисунок 3.5 - Структурные карты по кровле пласта А - метаморфизованные породы фундамента (слева), по кровле пласта С - конгломераты и брекчии (справа) [52]

Выводы. Рассмотренные залежи УВ в метаморфизированных породах фундамента закономерно отнести к классу сложнопостроенных. По опыту геодинамического анализа зеленосланцевого метаморфизма, накопленного известным отечественным геологом д.г.-м.н. М.Г. Леоновым отмечается, что «картирование зон, принадлежащих к различным ступеням вещественно-деформационных преобразований показало, что распределение вторичных изменений неравномерно по разрезу и по площади» [45]. Данный факт следует учитывать при анализе геологического строения и оценке запасов УВ подобных месторождений.

Выполненная детализация геологического строения месторождения Майдан Дубоко помогла объяснить различные результаты испытаний в скважинах, определить и обосновать различные объекты разработки, на основании чего осуществить оценку геологических запасов УВ. Предыдущая модель не учитывала вертикальную гетерогенность пластов и не могла объяснить разницу в результатах опробований скважин. С учетом детального вещественно-структурного анализа керна, интеграции данных сейсморазведки и скважинных данных сформулирована гипотеза о механизме формирования отдельных блоков в режиме сжатия, осложненных ротационными процессами, построена геологическая модель, отражающая гетерогенный состав пород и, как следствие, их различные ФЕС. При выделении брекчированных пород фундамента в отдельный геологический объект, для разработки месторождения этот объект является источником дополнительной емкости коллектора. Уточненное положение границы между фундаментом и переотложенными породами позволяет точно планировать интервалы перфорации объектов.

Для пород фундамента отсутствуют модели седиментации, однако в случае переотложенных пород (так называемой «тектонической брекчии» и брекчии коры выветривания) представляется возможным локализовать зоны скопления брекчии, являющимися перспективными резервуарами УВ, восстановить направление сноса (при наличии склона) и выполнить геометризацию залежи, связанную с переотложенными породами. В целях «расчленения» разреза по вертикали на коренные породы и переотложенные требуется восстановить состояние палеорельефа, выделить главные и второстепенные объекты, определить структурно-кинематические характеристики объекта (направление сдвигов, типы и механизм формирования структур, ловушек и залежей УВ).

3.1.6. Обсуждение геодинамических процессов, приводящих к формированию залежей УВ в брекчированных породах фундамента

При анализе так называемых «нетрадиционных» коллекторов, содержащих УВ, к которым относятся метаморфизованные породы фундамента месторождения Майдан Дубоко, возникает вопрос - как при практическом отсутствии порового пространства в залежи

содержатся УВ в жидком и газообразном состоянии. Объяснение этого факта можно найти в работах советского геолога д.г.-м.н. М.Г. Леонова в материалах доклада на всероссийской конференции по глубинному генезису нефти. Характерной чертой перестройки гранитов, обеспечивающей их 3Д деформацию, является дезинтеграция (катаклаз), т.е. их грануляция. Ганс Штиле (1964) назвал это явление «Lokker tektonic» - «тектоника разрыхления». В результате происходит переход монолитных горных пород в разряд дискретных сред, поведение которых описывает механика гранулированных сред и мезомеханика [44].

Результаты анализа сложнопостроенной залежи Майдан Дубоко на практике доказывают, во-первых, важность локализации зон дезинтеграции пород на контакте между осадочным чехлом и кристаллическим фундаментом. «Объемная дезинтеграция приводит к потере связности и возникновению гранулярной структуры. Характерными чертами гранулированных сред являются: понижение эффективной вязкости породы; проявление сверхпластичности; дилатансионная переупаковка пород; способность к катакластическому объемному течению; увеличение скорости сдвига в зависимости от степени разрыхления материала» [25].

Во-вторых, породы фундамента месторождения Майдан Дубоко, по мнению автора, можно сопоставить с магматогенно-флюидогенными криптоэксплозивными брекчиями. Этот тип пород объединяет брекчии, образующиеся в результате воздействия на вмещающую среду импульсов высоких давлений, взрывов флюидизированных магм и последовательных декомпрессий. Флюидизированные магмы в значительной мере приобретают свойства флюида [Летников, 1992] и потому обладают высокой подвижностью, агрессивностью и высокой потенциальной эксплозивностью, реализуемой при благоприятной геодинамической обстановке. При движении к поверхности такие магмы обогащаются обломочным материалом и дополнительно насыщаются флюидом из боковых пород, а в местах их эксплозии и разгрузки – обломками вмещающих пород рамы. Вещественный состав таких брекчий представляет собой минеральную ассоциацию расплавленного (того или иного состава) и флюидного происхождения [81]. Автор полагает, что брекчии месторождения Майдан Дубоко также в одной из стадий могли формироваться подобно процессу формированию кимберлитовых брекчий, модель которых представлена на рисунке 3.6.

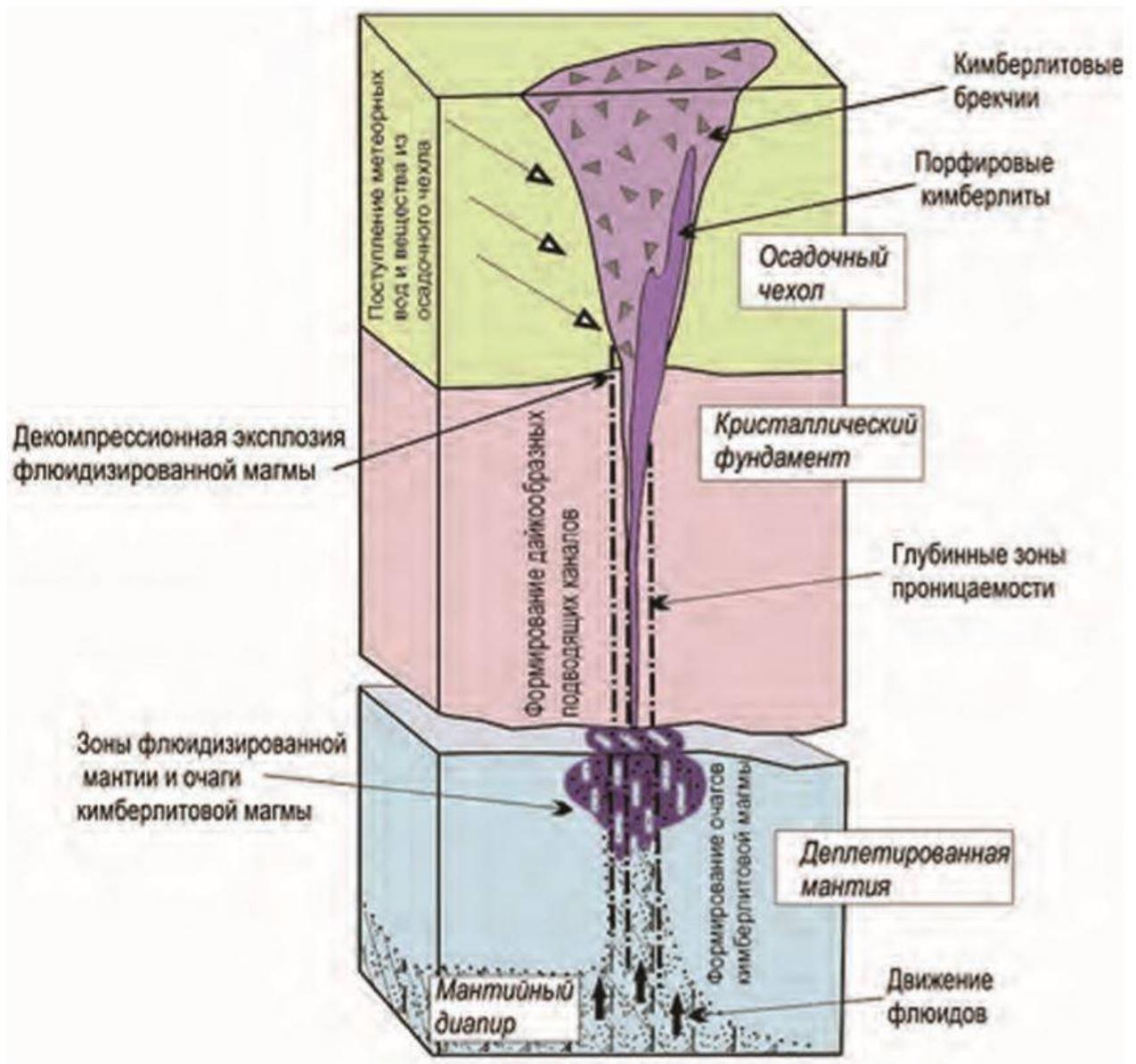


Рисунок 3.6 - Модель формирования кимберлитовых брекчии [81]

Важно подчеркнуть одну особенность, зафиксированную в исследованиях пород фундамента [79, 80], которая заключается в том, что механизм формирования брекчиевых пород сопровождается (при благоприятной геодинамической обстановке) различными явлениями. С одной стороны, декомпрессионное вскипание флюидизированных расплавов с изменением давления при их перемещении с больших глубин на малые и последующее их накопление с нарастанием давления на вмещающую среду; с другой стороны, достижение критического давления в «накопителе», приводящего к взрывообразному отделению летучих компонентов, к эксплозии флюид-расплава. В результате в системе происходит декомпрессия с формированием брекчиевых пород [Wright and Bowes, 1968; Иванкин, 1970; Туговик, 1974].

Проявление такого механизма обеспечивается присутствием на гипабиссальном или приповерхностном уровнях земной коры экранирующих структур и барьерных зон. Они способствуют концентрации значительных объемов флюидизированных магм в относительно проницаемой среде и накоплению их взрывного потенциала для дальнейшей самоорганизации системы. При этом формирование брекчий иногда осложняется явлениями перемещения и интенсивного перемешивания кластического материала [81].

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать следующий вывод - глубинные геодинамические процессы являются главным природным регулятором:

- структурообразования;
- формирования вмещающих пород на контакте кристаллического фундамента и осадочного чехла;
- процесса осадкообразования в осадочном чехле (кластические отложения);
- притока мантийного флюида и обогащения осадочных пород продуктами дегазации;
- формирования залежи УВ.

На рассмотренном примере создания геологической модели месторождения Майдан Дубоко продемонстрировано практическое применение первого защищаемого положения:

1. Механизм формирования малоразмерных залежей УВ в базальных отложениях юго-западной части Паннонского бассейна зависит от режима тектонических движений, зафиксированных на основании интерпретации материалов 3Д сейсморазведки. На локальном уровне подтвержден режим сжатия, осложненного сдвиговой и ротационной кинематикой. Установлена блоковая структура исследуемых залежей.

2. Геологические модели базальных отложений региона Северный Банат, построенные с учетом принятых механизмов формирования, позволяют выявлять зоны флюидодинамической активности, перспективные с точки зрения нефтегазонакопления. В локальных выступлениях фундамента формируются зоны дезинтеграции горных пород, которые под действием тектонических движений переносятся в гипсометрически пониженные зоны, заполняя склоны выступов продуктами переотложения.

3.2. Развитие «тектоно-седиментационного» подхода на примере анализа геологического строения залежи нефти Иджош Север

Комплексный подход, описанный во предыдущем разделе, который начался с тектоно-структурного анализа залежей УВ в породах палеозойского фундамента, был опробован на залежи со сложным геологическим строением нефтегазового месторождения Иджош Север (Республика Сербия) и перешел в «тектоно-седиментационный» подход. Особенность дополненного алгоритма заключается в том, что метаморфический комплекс пород фундамента анализируется совместно с терригенным комплексом осадочных пород и устанавливаются взаимосвязи между процессами син- и пост-рифта.

В случае восстановления процесса осадконакопления терригенных пород недостаточно учитывать только структурный фактор и фациальные особенности отложений. По убеждению автора, для более тщательной проработки и полного понимания геологических особенностей требуется проанализировать причинно-следственные связи между тектоническими процессами и седиментацией.

Целью изучения геологического строения месторождения нефти и газа Иджош Север поставлен поиск перспективных участков для бурения и добычи нефти из интервала среднемиоценовых отложений, которые, как было отмечено в части 2.8, отличаются лучшими коллекторскими свойствами по сравнению с другими месторождениями.

Предметом изучения выбран процесс седиментации пролювиальных конусов выноса и их трансформация различными тектоническими, геодинамическими явлениями.

Объектом является интервал терригенных среднемиоценовых отложений месторождения Иджош Север - залежь нефти пласта Баден² (Bd²), который был охарактеризован стабильным притоком нефти из разведочной скважины № Is-X-4 в 2016г., но достаточно неоднородным строением коллектора по данным описания отобранного керна.

Одной из главных *задач* исследования стал фациальный анализ терригенных отложений, в частности, выполнение генетического анализа отложений и присвоения им определенного генетического типа, детализация строения для прогноза ФЕС залежи с целью эффективного планирования геолого-технических мероприятий. Кроме того, был выполнен линеаментный анализ структур, определение тектонических палеообстановок для восстановления условий и особенностей осадконакопления.

3.2.1. Общая геологическая характеристика объекта

Месторождение нефти и газа Иджош Север расположено в северо-восточной части территории Республики Сербия и приурочено к району Северный Банат. Целевые

среднемиоценовые отложения, слагающие залежь нефти, залегают непосредственно на палеозойском фундаменте, представленном слабоизмененными магматическими и метаморфическими породами. Как установлено предыдущими исследователями, процессы седиментации на изучаемой территории в неогене контролировались тектоническими и эвстатическими процессами, что привело к наличию многочисленных несогласий [90].

В рассматриваемом регионе для среднего миоцена (в частности, для отложений верхнего бадена) характерна масштабная трансгрессия, которая проявилась в появлении фаций открытого моря и прибрежно-морских зон в окружении выступающих блоков фундамента. По периферии осадочных систем наблюдаются базальные отложения – конгломераты, однако в центральной части Паннонского бассейна - это преимущественно песчаники.

Процессы седиментации сопровождались погружением бассейна, в результате чего был сформирован некомпенсированный тип разреза [51]. Как обсуждалось во второй главе, в миоценовый (допаннонский) период развития на территории Паннонского бассейна создавались в основном линейные конседиментационные структурные формы осадочного чехла. Вместе с тем существовали локальные структуры, в которых горизонтально лежащие слои прислонялись к подстилающему субстрату, т.е. осадки заполняли ранее созданные тектонические котловины.

Итак, месторождение открыто скважиной № Is-X-4 и по результатам бурения был вскрыт нефтенасыщенный интервал пласта Баден 2 (Bd 2) (рис. 3.7).

В интервале пласта Баден 2 (Bd 2) были установлены признаки нефтенасыщенности по данным ГИС и по керну. Средний коэффициент пористости нефтяной залежи принят по скв. № Is-X-4 на уровне 0,167 д.ед., коэффициент водонасыщенности 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности 0,68 д.ед., соответственно. Кровля пласта Баден 2 определена на основании плотностного и нейтронного методов, изменения характера поведения кривой ГК, подтвержденными появлением конгломератов в керне на глубине 2268 м (рис. 3.8).

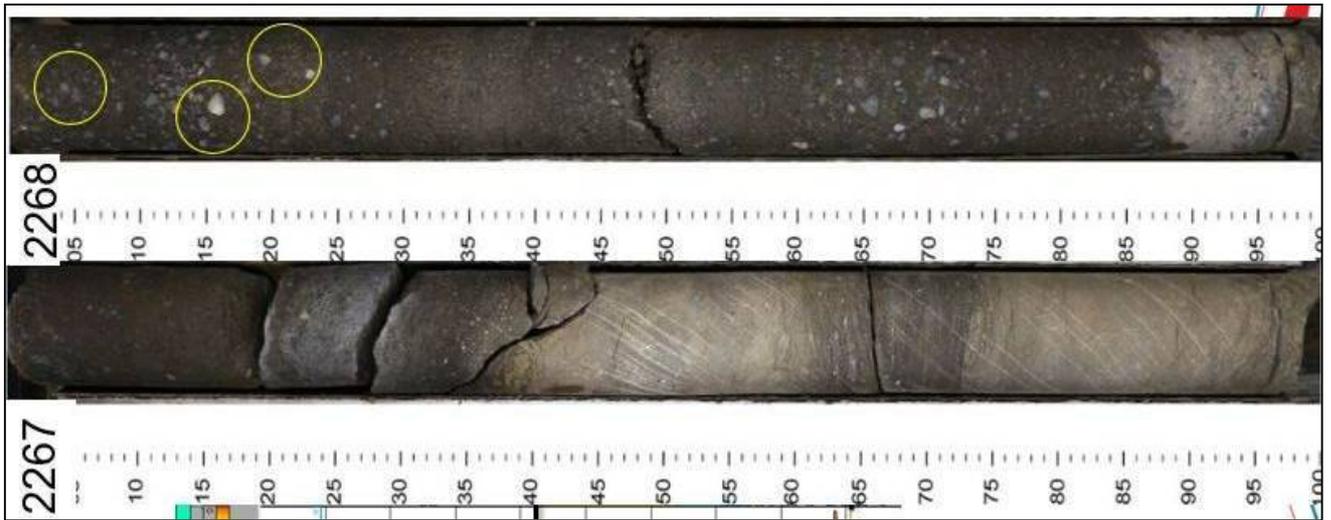


Рисунок 3.8 - Первый метр целевого пласта Баден 2 характеризуется в керне включениями гальки

В скважине был отобран полноразмерный керн и в интервале нефтенасыщенного пласта выполнено лабораторное определение плотности и пористости пласта Баден 2. Сопоставление результатов расчетов пористости по данным ГИС и по керну выявило некоторые различия значений пористости, определенных двумя методами. Обнаруженные гетерогенные свойства пласта послужили предпосылкой к детальному изучению керна, поиску причин гетерогенного состава коллектора, особенностей его формирования для дальнейшего прогноза коллекторских свойств пласта и оценки геологических запасов УВ.

3.2.2. Литолого-седиментологический анализ керна

Для определения особенностей седиментации в 2016 г. был выполнен литолого-седиментологический анализ керна скважины № Is-X-4 под руководством к.г.-м.н. Е.А. Жуковской («ГПН НТЦ»), по результатам которого установлено, что нижняя часть разреза представлена породами фундамента, которые не были изменены гипергенными процессами. Этот тип пород вверх по разрезу закономерно сменяется трещиноватыми и брекчированными измененными интрузивами среднего состава (рис. 3.9).

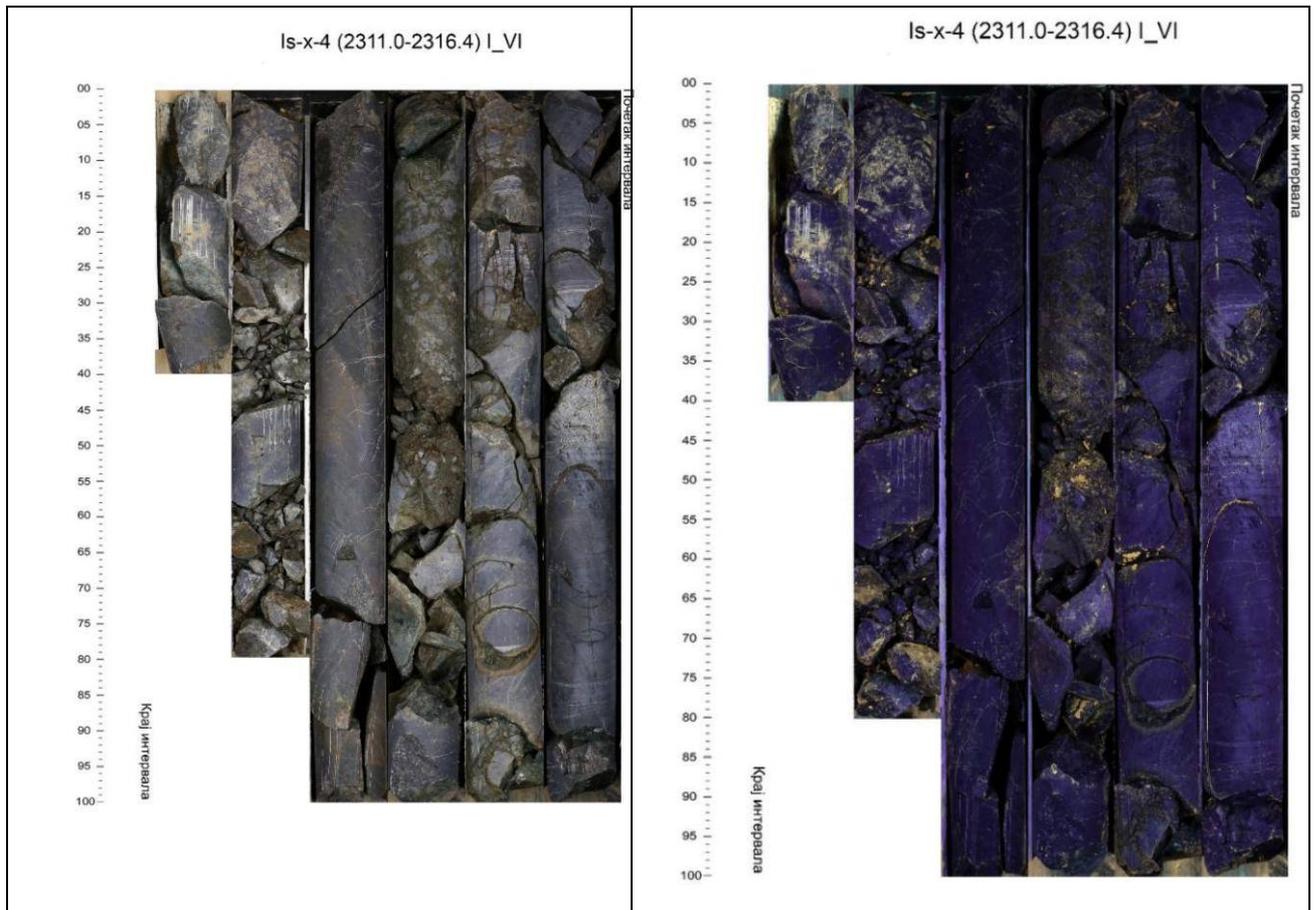


Рисунок 3.9 - Фотоснимки интервала брекчированных пород фундамента месторождения Иджош Север, слева - в дневном свете, справа - в ультрафиолетовом свете [87]

Верхняя часть фундамента представлена мономиктовой брекчией, не перенесенной. Цемент брекчий имеет терригенное происхождение - песчано-алевролитового состава. Отмечается подобие по составу пород, заполняющих пространство между крупноглыбовыми обломками метаморфизованных пород и окатанными конгломератами. Целевой интервал исследования завершают элювиальные отложения, представленные крупными (размером до 1,2 м) неокатанными и полуокатанными обломками слабоизмененных пород фундамента, классифицированными как «базальные конгломераты и брекчии». В крупных обломках магматических пород часто наблюдаются открытые трещины. По мнению эксперта-седиментолога к.г.-м.н. Е.А. Жуковской формирование таких крупноглыбовых склоновых отложений типа курума происходило в результате массового перемещения по склону обломочного материала, полученного при разрушении коренных пород в процессе преимущественно физического выветривания, поскольку привычных горизонтов коры выветривания в скважине не фиксируется [50]. Для точного понимания приведем определение, данное в 1988 году А.П. Лисицыным: «Курум (поток каменный) - движение каменных глыб или щебня (коллювия), медленно сползающих по склонам гор под влиянием изменений под действием мороза, седиментации, силы тяжести» [46]. Для изучаемого региона фактор низких

температур воздуха не так очевиден, но характер седиментации и гравитационные потоки представляются наиболее возможными.

На основании анализа керна из интервала фундамента было предположено, что скважина расположена вблизи источника сноса осадков – выступа фундамента. Размерность и строение разреза элювия в скважине позволяет предполагать развитие курума у крутого склона (угол наклона более 15°). Длина сформированного на таком склоне курума редко достигает 500 м при ширине от десятков до сотен метров. Присклоновая фация элювия сменяется срединной, при этом фиксируется проникновение между обломками более мелкозернистого материала из перекрывающих отложений, сложенных конгломератами с песчаным матриксом.

Описанные выше конгломераты составляют интервал общей мощностью 9,5 м и могут быть отнесены к проксимальной (ближней от источника сноса, привершинной) части пролювиального конуса выноса с первичным наклоном до $5-10^\circ$. Самые грубообломочные отложения, вероятно, относящиеся к потоковой фации, составляют привершинную зону конуса. Исследователем Р.К. Яфязовой [82] установлено, что максимальные размеры влекаемых частиц, полученные при изучении механизма формирования аллювиальных конусов выноса, могут достигать 0,3 м. На рисунке 3.10 представлена фотография керна из интервала глубин 2293-2310 м скважины № Is-X-4.

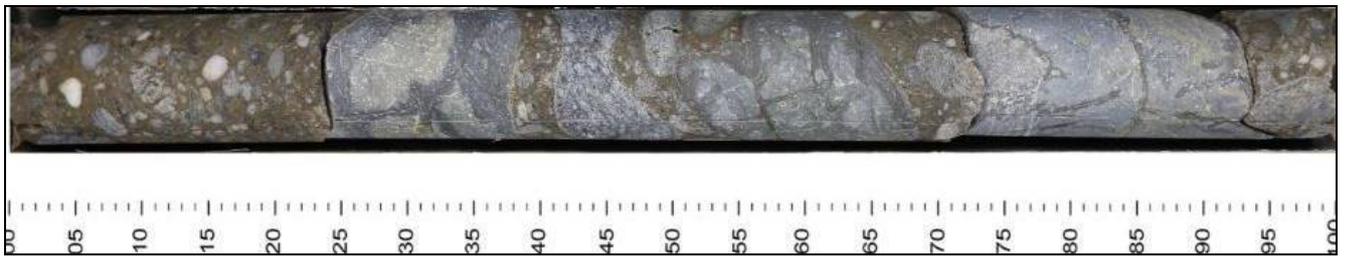


Рисунок 3.10 - Размерность метаконгломератов на глубине 2302-2303 м

Данный интервал керна отражает несколько циклов заполнения пространства между обломками фундамента содержанием потоковой фации, так как пространство между крупными «метаконгломератами» с видимым размером 0,25-0,3 м заполнено окатанным галечником размером 3-5 см.

Вышележащие (названные «перекрывающими») конгломераты представляют собой в основном гравелитовую толщу мощностью 23,75 м, которая имеет ритмичное строение и существенное уменьшение размеров обломков вверх по разрезу. Отмечается сокращение мощности прослоев конгломератов с сохранением объема ритма, что может говорить о том, что эти отложения сформированы при выносе грубообломочного материала временными водотоками. Отсутствие эрозионных врезов и пойменных фаций, связанное с периодичностью накоплений (ритмичностью) пролювия соответствует теории временных водотоков. Такие

характеристики, обнаруженные в интервале отбора керн, как грубая слоистость, характерная мощность ритмов в пределах 0,5-1,3 м, закономерное уменьшение в каждом слое размера обломков снизу-вверх, сортировка обломочного материала от средней до плохой соответствует обстановке осадконакопления - пролювиальный конус выноса [30]. Согласно общей классификации генетических типов отложений по В.Т. Фролову этот объект отнесен к механогенному классу, группе потоково-водной (флювиальной) [76].

Описанные выше признаки позволяют выдвинуть гипотезу о накоплении осадков в среднем миоцене (баденское время) на площади месторождения Иджош Север в проксимальной и средней медиальной части пролювиальных конусов выноса. По определению, данному в атласе типовых фаций, пролювиальный конус выноса (или сухая дельта) - это аккумулятивное тело, имеющее вид слабовыпуклого полуконуса. Он образуется из рыхлого обломочного материала (пролювия) в устьевой части временных водных потоков и небольших рек или при выходе из гор на предгорные равнины или из ущелий в более широкую долину. Имеет концентрически зональное строение. Эти конусы часто сливаются между собой и образуют на предгорных равнинах мощные шлейфы [74].

Проксимальные (ближние) зоны конусов слагаются самыми грубообломочными отложениями, относящимися к потоковой фации. Тенденция уменьшения максимального размера и увеличения степени окатанности обломков при удалении от фундамента вверх по разрезу может быть связана с постепенным затуханием стока временных потоков. Необходимое условие для возникновения конуса выноса, обильное поступление осадочного материала, может быть спровоцировано тектонической активизацией или перестройкой климатического режима.

Тектонический аспект представляется наиболее реальным для исследуемой территории на основании изучения региональных данных, описанных во второй главе. Геодинамическая активность Паннонского бассейна сохраняется по сегодняшний день и регистрируется землетрясениями от 3 до 6 баллов (последнее землетрясение зафиксировано 27 декабря 2020 г.). Характер новейших тектонических движений определяется глубиной залегания границы Мохоровичича и плотностными неоднородностями в фундаменте [57].

Верхняя часть терригенного разреза по данным скважины № Is-X-4 характеризуется появлением в нем известковых гравелитов с литотамниями, фораминиферами и следами волновой переработки в виде ряби волнения. Установленный факт служит основанием отнести эти осадки к другой фации – мелководно–морским отложениям небольших бухт или заливов открытого мелководья. Глубина осадконакопления может быть оценена максимально в 8-15 м. Это позволяет провести по керну границу начала трансгрессии на отметке 2269,2 м.

Во время накопления этих отложений происходила некоторая стабилизация тектонического режима. Выше «литотамниевых гравелитов» залегают покровные слои

известняков морского мелководья, которые служат покрывкой залежи. Известняки серые органогенно-обломочные и органогенные, участками песчанистые. Возраст этого интервала пород установлен по результатам проведения палеонтологического анализа экспертом ООО «НТЦ НИС-Нафтагас» Предрагом Цвиичем как *верхний баден* на основании присутствия микрофауны – высокое содержание фораминифер отряда *Amphistegnia* sp и фораминифер из группы *miliolide* (милиоида). В интервале органогенных известняков определено несколько типов водорослей *Lithotamnion* sp. [88].

Возвращаясь к анализу целевых отложений, которые слагают залежь нефти в пласте Баден 2 месторождения Иджош Север, морфоструктурные особенности и архитектуру грубообломочной толщи предварительно возможно оценить по результатам фациального анализа. Морфология конуса выноса определяется уклоном, глубиной движущей массы и ее пластическими свойствами [50]. Геоморфологические параметры палеорельефа как площади аккумуляции обломочных осадков также предопределяют геометрию тел.

Генетические признаки обломочных отложений, мощности единичных сходов, отсутствие четкой дифференциации осадка и реликтов палеопочв на поверхности единичных сходов свидетельствуют о незначительных масштабах конуса выноса - протяженностью до несколько сотен или десятков метров. Стабилизация территории (в районе исследуемой разведочной скважины № Is-X-4) в период формирования пролювиального конуса не наблюдается до начала резкой трансгрессии, диагностируемой по появлению литотамний и прочих признаков в гравелитах.

3.2.3. Тектоно-структурный анализ залежи нефти месторождения Иджош Север

Согласно разработанному тектоно-седиментационному подходу, после того, как на основании седиментационного анализа кернового материала сформулирована гипотеза об образовании изучаемых отложений, требуется проверить соответствует ли идея, построенная на одномерных исходных данных, пространственным характеристикам прилегающих областей.

Для дальнейшего моделирования описанного процесса формирования конусов выноса с целью прогноза ФЕС пласта Баден 2 было необходимо подобрать тренды для прогноза расчетных параметров - коэффициента песчаности и пористости. Однако критерии подобия для данного типа залежи отсутствуют, а четкая теория формирования аналогичных конусов выноса не может быть воспроизведена точно ввиду ряда тектонических особенностей региона, обсуждаемых во второй главе диссертации.

При распознавании данного генетического типа - древний пролювий – может помочь сравнение с гомологами. По мнению В.Т. Фролова для пролювия всех литотипов таковыми являются турбидиты и более грубые спазматические накопления под водой [76].

Исходя из анализа мощностей выделенных пролювиальных фаций предполагается, что отдельные конусы выноса могли сливаться в один геологический объект, протягивающийся вдоль склона на несколько сотен метров – первые километры. Ориентацию склона можно предположить по сейсмическим данным – северное, северо-западное направление.

В результате выполненной геометризации, размеры выявленной залежи нефти в осадочном чехле по данным 3Д сейсморазведки составляют 1,0x0,8 км. На основании выполненной структурной интерпретации сейсмических данных и проведенном анализе палеорельефа автором сделан вывод о том, что изучаемая область расположена в непосредственной близости от регионального тектонического нарушения и локального поднятия фундамента.

Для определения направления сноса осадков в плане за основу было принято положение локальных выступов фундамента, полученное на основании интерпретации временных сейсмических разрезов, карт атрибутов. Из приведенных ниже материалов можно видеть, что скважина № Is-X-4 пробурена в склоновой части структуры, а на разрезе амплитудного куба зафиксирован выступ фундамента вблизи скважины (рис. 3.11).

Описанный выступ кристаллического фундамента имеет локальный характер и сопровождается дизъюнктивными нарушениями с двух сторон в области его локализации. Его положение на проведенном выше временном разрезе по амплитудному кубу указывает на вертикальное положение тектонических нарушений.

Увеличение мощности временного интервала между кровлей фундамента и кровлей целевого пласта интерпретировано как развитие конусов выноса, возможно, сформированных в разное время и позже трансформированных за счет геодинамических факторов (сдвиги, взбросы и прочие события).

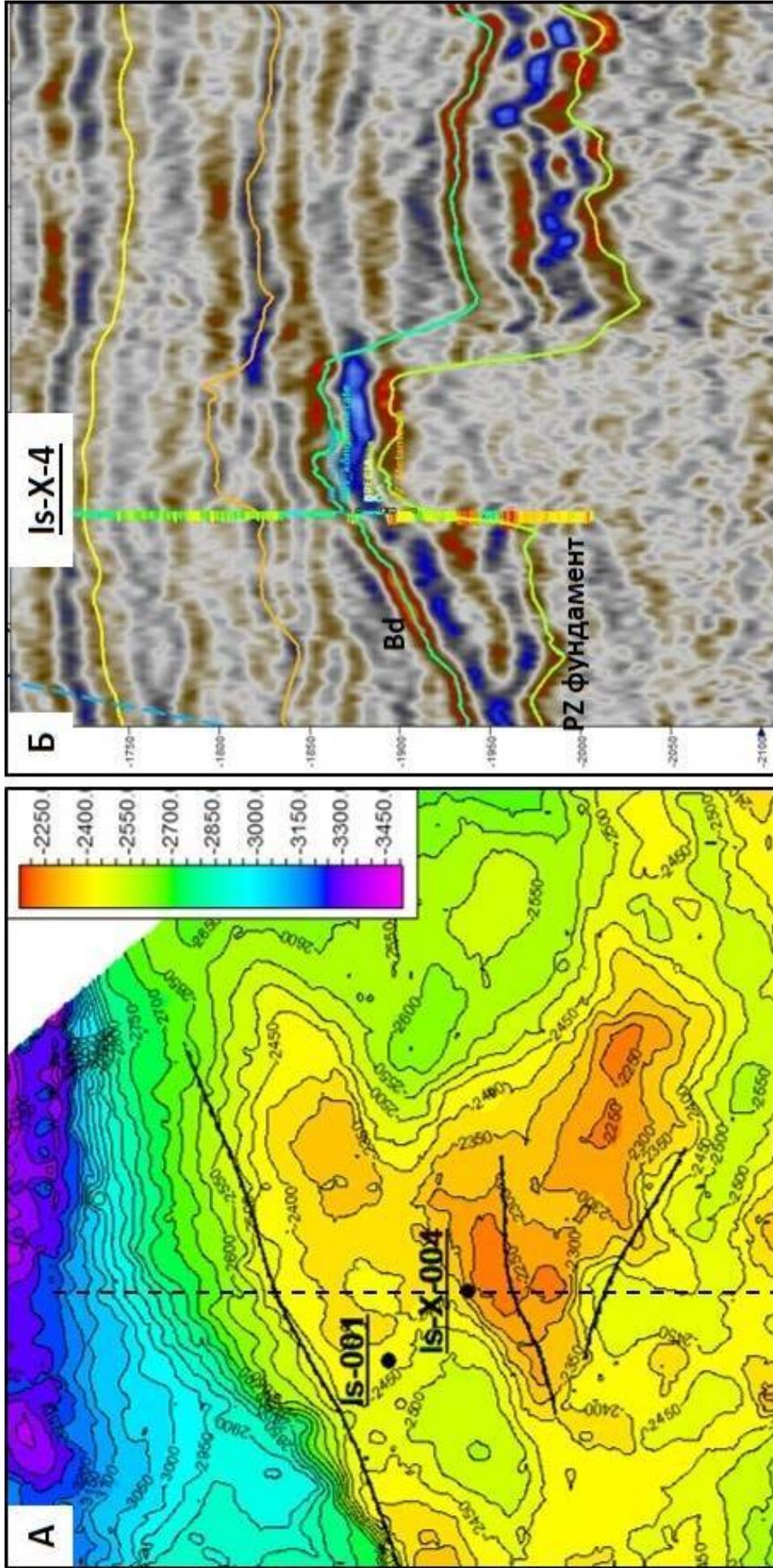


Рисунок 3.11 - Сопоставление фрагментов структурной карты по кровле целевого пласта (А) и разрез по амплитудному кубу (Б) (по данным Милей Е.С., Буторин А.В., 2018)

3.2.4. Прогноз коллекторских свойств целевого пласта Баден 2

С целью прогноза латеральной неоднородности пласта автором совместно с коллегами (А.В. Буторин – «ГПН НТЦ», Растко Пешаль – «НТЦ НИС-Нафtagас») выполнялся поиск зависимостей между сейсмическими атрибутами и значениями коэффициентов «песчанности» и пористости в точках скважин. Строго говоря, при стандартных подходах для описания макронеоднородности разреза требуется совместное использование коэффициентов расчлененности и песчанности. Поскольку седиментологический анализ показал, что отложения представлены конгломератами, галечником и гравелитами, а пустоты между крупными элементами частично заполнены крупно- и мелкозернистым песчаником (рис. 3.10), то есть отложения являются гетерогенными по размеру зерен, то более корректным представляется оценка коэффициента «песчанности» и пористости.

Наиболее устойчивую зависимость с эффективными толщинами по целевому пласту показал параметр акустического импеданса, поэтому было решено провести эксперимент по прогнозу латерального распространения коэффициента «песчанности». На графике (рис. 3.12) представлены зависимости между параметром акустического импеданса и частоты встречаемости по классам пород - коллектор (красная кривая), неколлектор (голубая кривая).

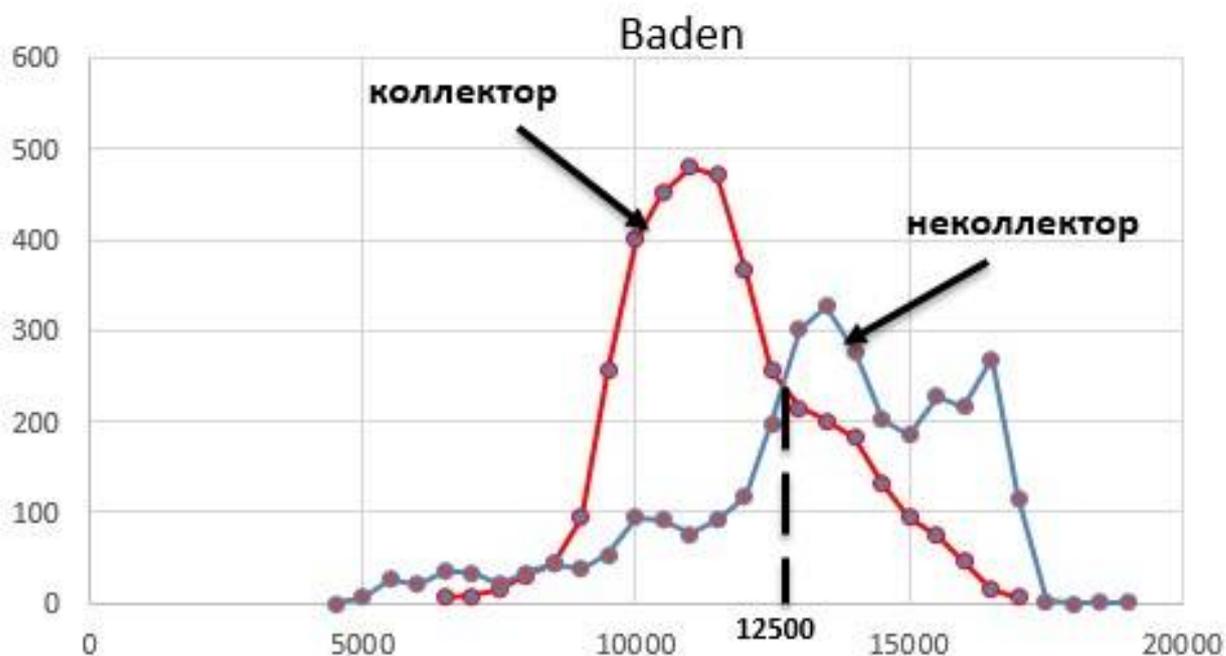


Рисунок 3.12 - Гистограммы распределения акустических свойств пород по классам коллектор/неколлектор по пласту Bd2

Приведенные графики построены на основании результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) в интервале целевого пласта Bd2 (Баден 2) по

двум пробуренным разведочным скважинам и карты атрибутов, построенной на основании данных 3Д сейсморазведки. Для расчета карты тренда коэффициента «песчанности» граничное значение акустического импеданса, определяющего латеральную границу между коллектором и неколлектором, принято по точке пересечения двух кривых, которое равно 12 500 ед. Параметр, превышающий граничное значение, отнесен к неколлектору. При наложении карт тренда «песчанности» со структурным фактором выяснилось, что зоны больших мощностей расположены в пониженных областях рельефа, а сокращение эффективных толщин совпадает с локальными выступами фундамента (рис. 3.13).

Результаты картопостроений и анализа данных 3Д сейсморазведки сопоставимы с выдвинутой на предыдущем этапе гипотезой формирования гравитационных отложений - пролювиальных конусов выноса. Таким образом, проверку первоначальной гипотезы можно считать успешно выполненной. Из приведенных карт видно, что гипсометрически приподнятые области рельефа совпадают с низкими значениями прогнозной карты коэффициента песчанности. По данным В.И. Елисеева, исследования которого посвящены закономерностям образования пролювия, «уменьшение толщин может быть связано с эпейрогеническими морфоструктурами, проявленных сводовыми поднятиями денудационных поверхностей» [29]. Далее автором лично производились структурные построения, синтез результатов интерпретации сейсморазведки, ГИС и керновых исследований и построение 3Д геологической модели.

На первых этапах анализа при получении карты тренда с возможным ухудшением коллекторских свойств пласта на выступе фундамента предполагалось, что по принципу гравитационного механизма в наиболее приподнятой (гипсометрически) части структуры отложения не накапливались. Области, в которых присутствовали выступы фундамента, связанные с отсутствием терригенного комплекса пород, были оконтурены на основании результатов структурного и атрибутивного анализа данных 3Д сейсморазведки в целях прогноза запасов УВ и выбора наиболее удачного местоположения второй разведочной скважины.

Гипотеза о формировании отложений в режиме пролювиального шельфа, основанная на результатах литолого-фациального анализа керна, подтверждается результатами интерпретации материалов сейсморазведки. Наиболее вероятное положение границы конусов выноса (красная пунктирная линия на рис. 3.13) было установлено на основании трассирования перехода от низких значений акустического импеданса к высоким. Области выступа пород фундамента, локализованные в ходе структурных построений, граничат с прогнозными контурами распространения конусов выноса.

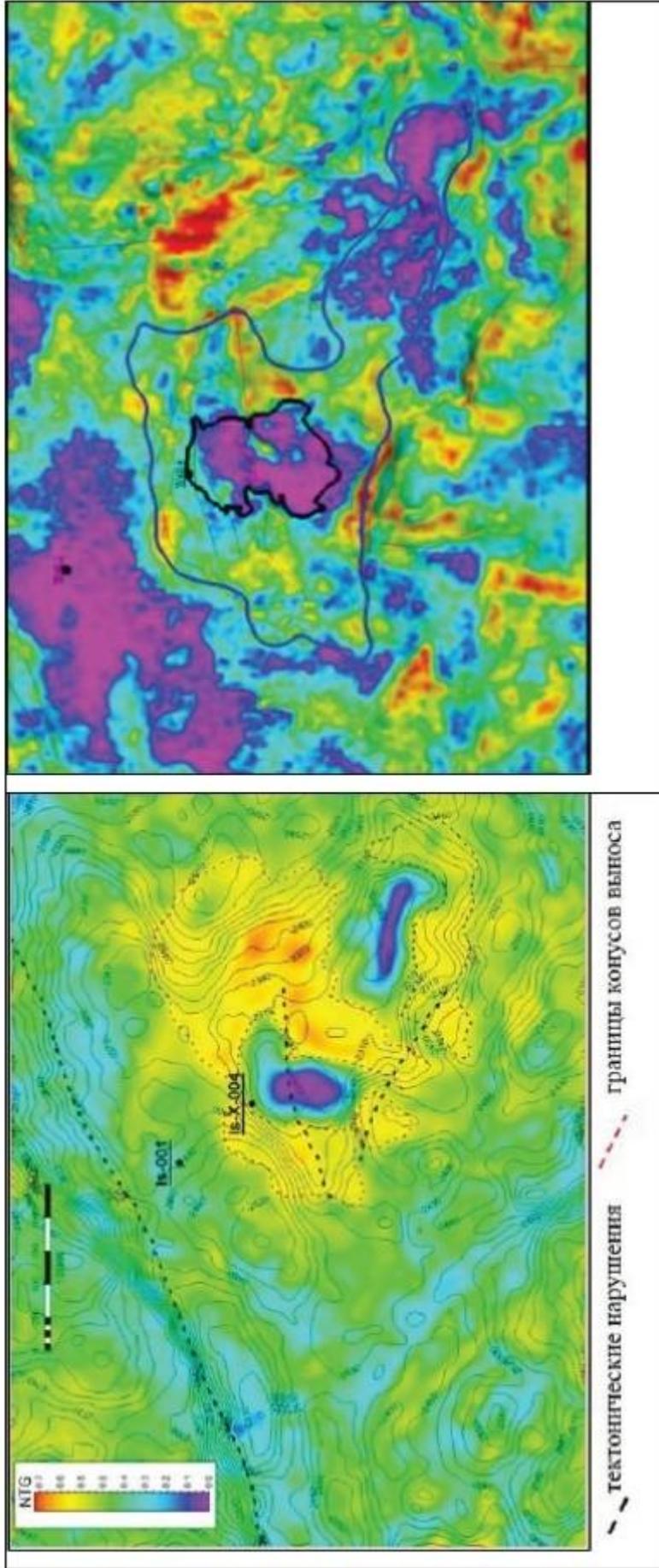


Рисунок 3.13 - Сопоставление структурной карты подошвы пласта Bvd2 (с наложением тренда коэффициента «песчанности») и предполагаемых границ конусов выноса (слева) и прогнозной карты коэффициента «песчанности» с совмещением контура ВНК и границы выступа фундамента (справа)

Такая схема отражает механизм формирования залежи, предложенный на этапе анализа керна, накопление конгломератов и гравия в понижениях палеорельефа и преобладание коры выветривания на выступах фундамента, при практическом отсутствии конгломератов. Полученные результаты также согласуются с общепринятыми представлениями о том, что одной из установленных особенностей пространственного размещения месторождений нефти и газа является их частая приуроченность к погребенным выступам и приподнятым блокам кристаллического основания [34]. Учитывая приведенные исследования и фактические данные месторождения Иджош Север, при создании финальной геологической модели распространения коллектора пласта Баден 2 автором данной работы была заложена идея о формировании временных конусов выноса.

Карта акустического импеданса, учтенная в трехмерной геологической модели в качестве латерального тренда, указывает на области, где предполагается наибольшая концентрация объема терригенного материала (рис. 3.14).

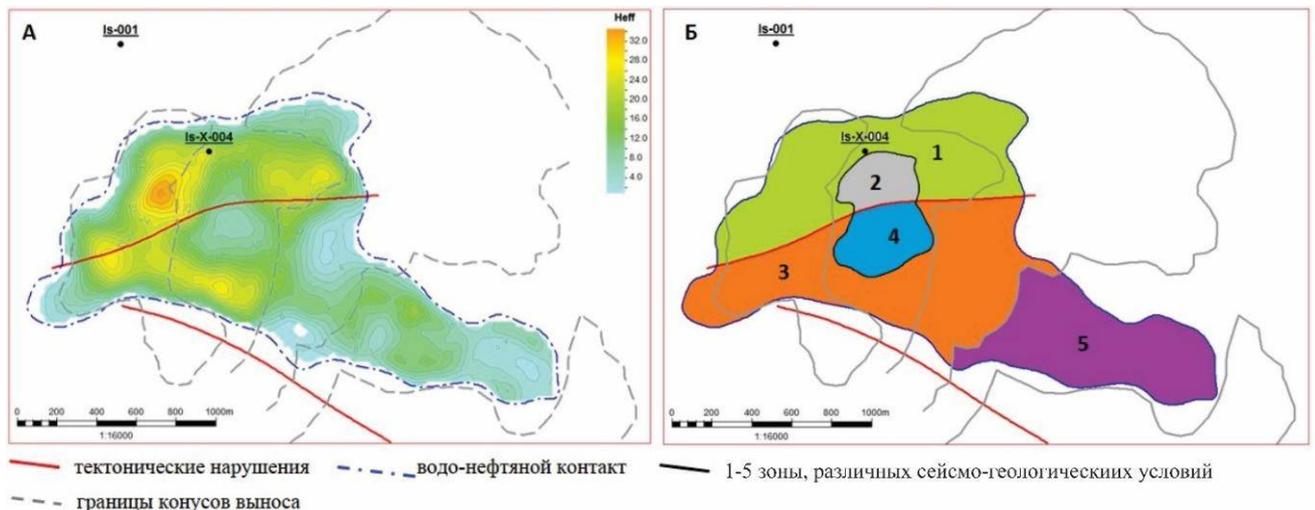


Рисунок 3.14 - Сопоставление карты нефтенасыщенных толщин пласта Баден 2 (А) и схемы ранжирования зон наличия коллектора (Б)

По результатам моделирования совместно с инженером-разработчиком М.А. Пилипенко (ООО «НТЦ НИС-Нафtagас») было предложено ранжирование зон геологических рисков для выбора местоположения второй разведочной скважины на участке (рис. 3.14 Б). Позиционирование зон на карте продиктовано структурным фактором и выдвинутой гипотезой о распространении коллектора в пониженные области палеорельефа. Зона «1» околнурена полигоном водонефтяного контакта (ВНК) и разломом, определена как наиболее перспективная и уверенная для бурения ввиду положительного прогноза наличия коллектора, предполагаемый уровень ВНК - аналогичный району, вскрытому скважиной № Is-X-4. Зона «2» характеризуется уменьшением общих, следовательно, и эффективных нефтенасыщенных толщин. Зона «3» соответствует второму тектоническому блоку в залежи и обозначает, прежде всего, риски по

положению ВНК, так как находится за разломом. Зона «5» является наиболее удаленной от пробуренной скважины и наименее уверенной в отношении перспектив, связанных с продуктивностью резервуара, границы зоны приняты по уровню ВНК в первой скважине и структурному перегибу между структурными куполами и границей конуса выноса (рис. 3.14 Б).

Основная геологическая нагрузка для второй разведочной скважины - вскрытие зоны «3», является определяющей для дальнейшей стратегии изучения строения залежи нефти пласта Bd2 месторождения Иджош Север. По результатам определения характера насыщения второго тектонического блока планируется переоценка запасов УВ, оценка геологических неопределенностей и перспектив и принимается решение по следующим этапам разработки залежи.

Итак, согласно тектоно-седиментационному подходу при интеграции результатов анализа керна и предметного пересмотра 3Д сейсмического куба разработана геологическая концепция формирования пролювиальных конусов выноса, объясняющая основные литологические особенности пород и характер сейсмического отражения целевых горизонтов (кровля фундамента, брекчии, конгломераты).

3.2.5. Предварительные заключения по результатам анализа

На основании созданной геологической модели, учитывающей результаты комплексного анализа материалов сейсморазведки, данных ГИС и керна, спрогнозировано расположение зон геологических рисков, связанных с выступами фундамента и, соответственно, сокращением мощности целевого пласта Баден 2, либо ухудшением ФЕС.

Литолого-фациальный анализ керна с учетом региональной специфики бассейна седиментации позволил выделить основные фации и реконструировать историю формирования отложений среднего миоцена. Коллектор приурочен к фации пролювиального конуса выноса, покрывкой служат мелководно-морские отложения открытого мелководья.

На основании проведенного исследования автор полагает, что в процессе планирования бурения разведочных скважин на основании набора поисковых признаков, описанных в статье [62], при выявлении сложного строения залежи по результатам бурения первой скважины следует придерживаться «тектоно-седиментационного» алгоритма до выработки четкого понимания механизма формирования залежи и только после этого продолжить разведочное и/или эксплуатационное бурение.

По результатам выполненного анализа коллективом ООО «НТЦ НИС-Нафtagас» была предложена вторая разведочная скважина на месторождении во второй тектонический блок (зона 3 на рис. 3.14). Результаты бурения и процесс анализа обсуждаются в следующей части работы.

3.2.6. Вторая итерация комплексного анализа территории по результатам бурения новой разведочной скважины. Литолого-седиментологический анализ керна

Новые данные, полученные по результатам бурения второй разведочной скважины № Is-X-5 месторождения Иджош Север дали эволюционное развитие представлений о геологическом строении залежи. Скважина № Is-X-5, пробуренная в описанную выше «зону 3», подтвердила наличие разлома и смещение по нему вниз второго тектонического блока, т.к. по керновым данным реперный пласт литотамниевых известняков встречен на 50 м ниже, чем в первой скважине № Is-X-4. По результатам описания керна, выполненного экспертом по седиментологии к.г.-м.н. Е.А. Жуковской (ООО «ГПН НТЦ»), скважиной вскрыт разрез, имеющий принципиальные отличия - брекчия не вскрыта. Самые нижние толщи представлены «мусорными» алевролитами, вероятно, вследствие заполнения локальной депрессии селевыми отложениями (рис. 3.15). Красной линией на рисунке отмечена граница прекращения накопления «мусорных алевролитов», приуроченных к нижнему миоцену и началом седиментации трансгрессивных отложений среднего бадена. Конгломераты подстилают маломощные песчаные отложения с прерывистой волнистой слоистости («рябь волнения»), осложненной горизонтальной биотурбацией, в также с намывами углефицированного растительного детрита (УРД).



Рисунок 3.15 - Граница между селевыми и трансгрессивными отложениями, вскрытые скважиной № Is-X-5

Эти осадки, имеющие мелководный генезис, фиксируют трансгрессивный этап палеоразвития территории. Вверх по разрезу залегают конгломераты неявно ритмично-слоистые, в подошве которых послойно расположены мелко-гравийные обломки полуокатанной и угловой формы. Обломки ориентированы послойно, часто встречаются под углом 70° к оси керна и вертикально. Сортировка обломков от средней до плохой, матрикс - мелко-среднезернистый нефтенасыщенный песчаник, изредка с содержанием карбонатов до 10-15 % (в верхней части слоя). Конгломераты перекрываются песчаниками, которые сменяются литотамниевыми известняками, как и в первой разведочной скважине № Is-X-4.

Целевой пласт Баден 2 представлен в скважине № Is-X-5 буровато-серым конгломератом, характеризующийся неявной ритмичностью и неявной слоистостью (рис. 3.16).

На фотоснимке керна из скважины № Is-X-5 показана граница кровли пласта Банен 2 - резкий переход между известняками и конгломератами. Зафиксированы ритмы конгломератов мощностью от 0,5 до 1,5 м, в основании ритма более грубообломочные отложения, границы ритмов четкие. В центральной части слоя наблюдается увеличение размера обломков. Обломки пород фундамента преимущественно окатанные и полуокатанные, ориентированы послойно, часто встречаются под углом 70° к оси керна и вертикально.

На данных микроимиджера сопротивления (FMI) (рис. 3.16) легко видеть гетерогенность строения по скважине. Показаны интервалы, отличающиеся по характеристикам - интервалы темного цвета - низкоомные вкрапления, предположительно глинистые, которые по глубине соответствуют породам нижнего миоцена («мусорные алевролиты»), фотографии которых приведены выше на предыдущем рисунке 3.15.

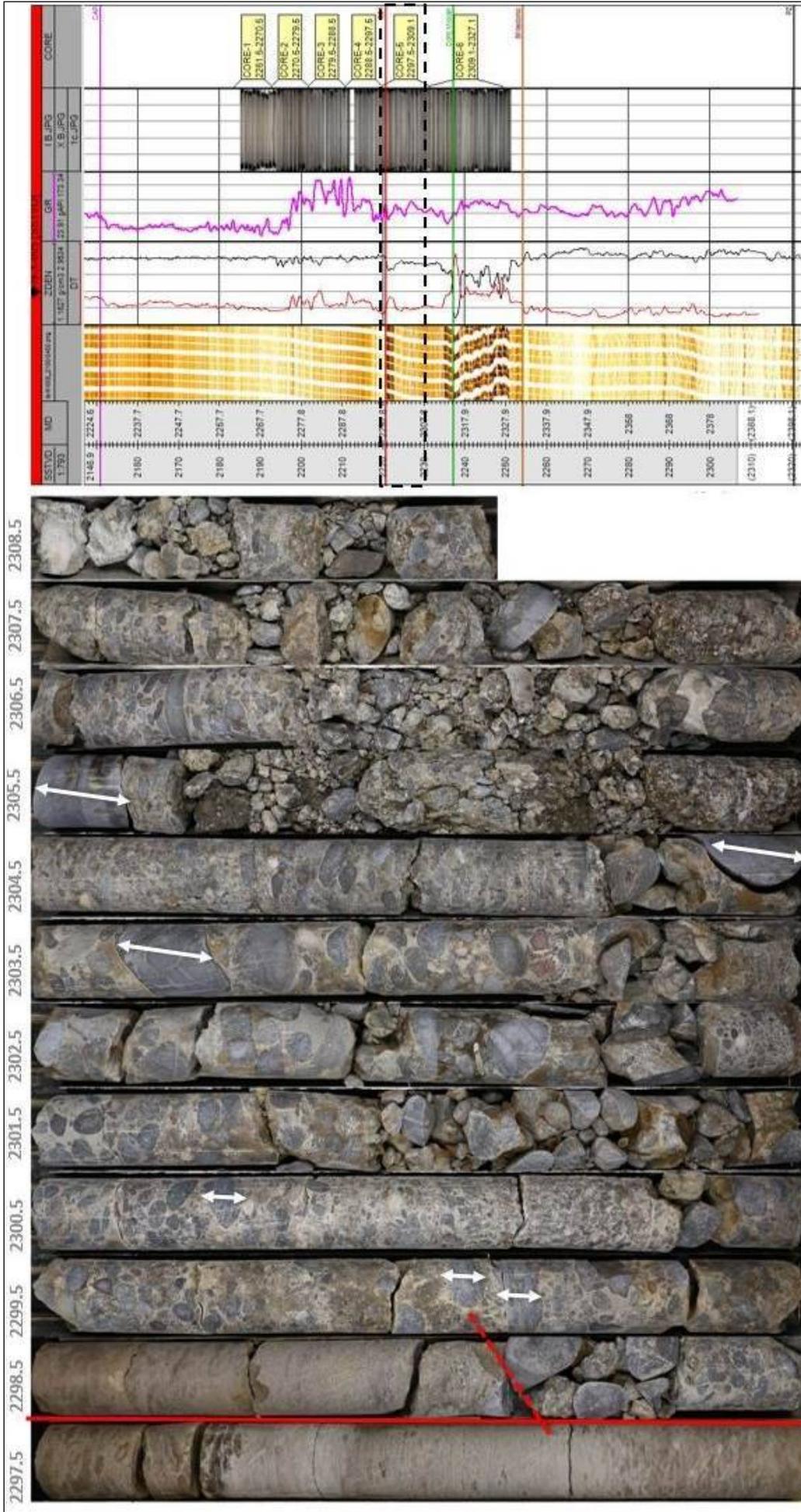


Рисунок 3.16 - Пример образцов керна из интервала глубин 2297,5-2308,5 м (слева) и планшет по скважине с данными микроимиджера сопротивлений, ГИС, керна (справа)

В процессе скважинной корреляции проявилась проблема определения и обоснования границы отложениями брекчии и нижним миоценом. Интервал отбора керна заканчивается на глубине 2327 м, а кровля брекчии по данным ГИС установлена ниже - на глубине 2332 м. Ввиду отсутствия керна в интервале кровля отложений брекчии предположена (и подкреплена) на основании анализа данных микроимиджера сопротивлений (рис. 3.17).

Породы нижнего миоцена, вскрытые скважиной, по данным микроимиджера сопротивлений характеризуются упорядоченной слоистостью с небольшим (до 10°) углом залегания. Породы представлены чередованием низкоомных прослоев. Присутствуют низкоомные «вставки» в интервалах с присутствием конгломератов (высокоомные). Трещиноватость в интервале пород нижнего миоцена, как естественная, так и вызванная не наблюдается.

Под интервалом нижнего миоцена залегают высокоомные породы, границу между ними легко видеть по светло-желтому цвету на микроимиджере сопротивлений. Этот интервал отнесен к брекчиям (дезинтегрированным породам фундамента) и характеризуется высокоомными породами с высокой плотностью естественных и техногенных трещин. Трещины пересекают траекторию скважины под большими углами и носят хаотичный характер. Часть трещин является проницаемой, часть залечена. Породы характеризуются высокой хрупкостью, поверхность покрыта сетью трещин, наблюдается сланцеватость отложений, возрастающая к подошве интервала.

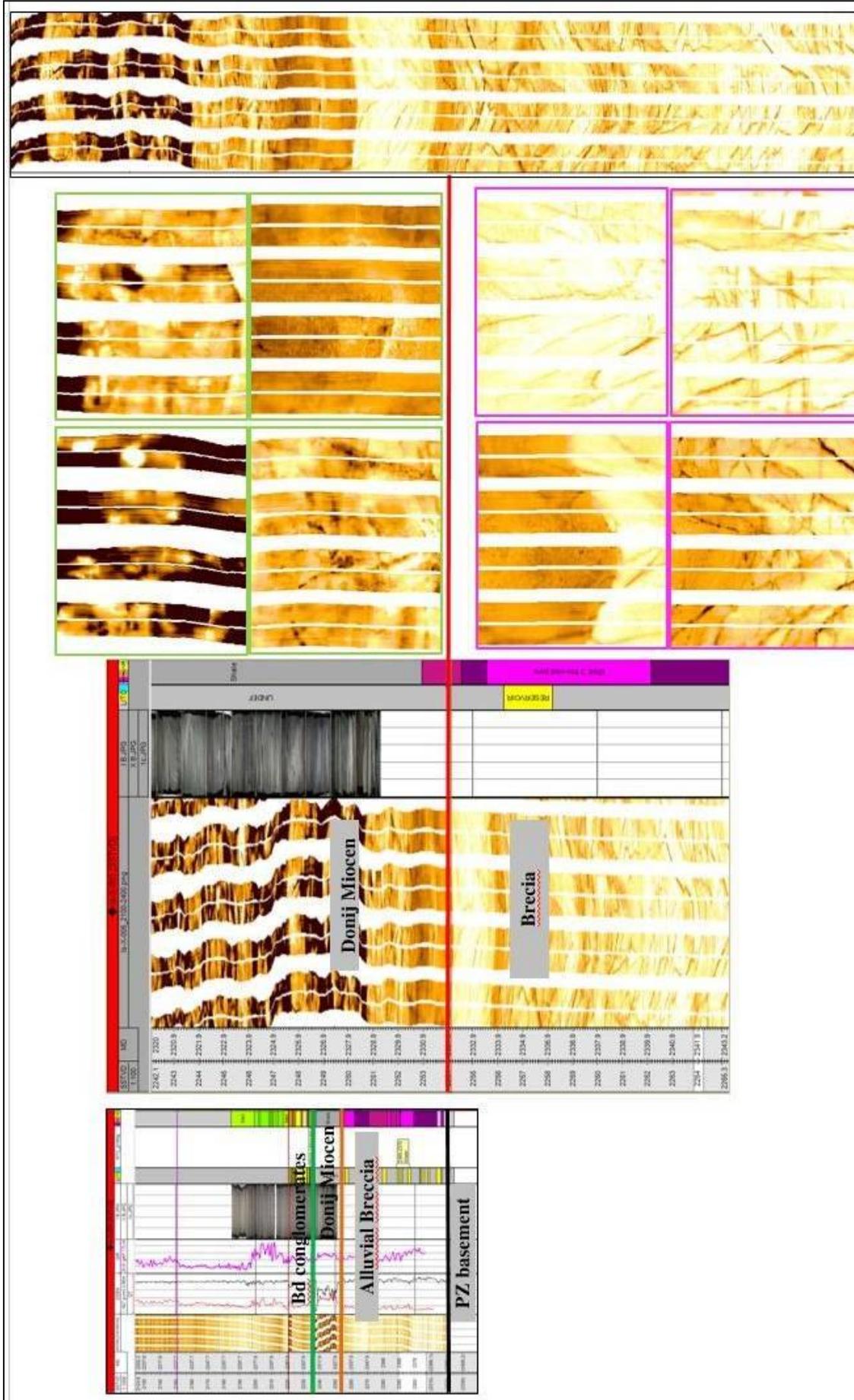


Рисунок 3.17 - Обоснование кровли объекта брекчи по данным микроимиджера сопротивлений скважины № Is-X-5

3.2.7. Сравнительный анализ керна разведочных скважин.

Тектоно-седиментационная схема формирования отложений

Сопоставление пород в целевом интервале терригенного пласта Баден 2 по керну, выполненного автором, показало, что конгломераты, вскрытые первой разведочной скважиной № Is-X-4, характеризуются большей степенью окатанности, также фрагментарно выделяется горизонтальная слоистость. Границы прослоев как четкие, так и постепенные. Особенно четко выделяются следы деформаций под углом 30-35° к оси керна, текстуры деформации сбросового типа с амплитудой сброса до 1 см в керне. В интервале керна, соответствующего продуктивному пласту второй разведочной скважины, фиксируются обломки преимущественно окатанные и полуокатанные, которые ориентированы послойно, часто встречаются под углом 70° к оси керна и вертикально (рис. 3.18). Отмечается степень сортировки обломков от средней до плохой.



Рисунок 3.18 - Фотографии керна из первой (слева) и второй (права) разведочных скважин

Описанные факты, установленные на основании анализа кернового материала, говорят о наличии разлома между рассматриваемыми скважинами, при чем близости к разлому второй скважины. Во второй разведочной скважине № Is-X-5 отмечается присутствие трещин внутри конгломератов, из которых состоят «метабрекчии». Это может быть косвенным признаком того, что их образование предшествовало образованию брекчий. Число событий до образования брекчий достоверно определить по данным скважины не удастся, так как осадочные породы интенсивно деформированы серией геодинамических событий. В метабрекчии на фотоснимках керна фиксируется характерная пятнистость. В соответствии с исследованиями, проведенными Ю.П. Бурзуновой, можно отметить, что «текстуры пятнистости в метаконгломератах являются подтверждением, что породы претерпевали выветривание в процессе воздымания фундамента» [16].

На основании выполненного сравнительного анализа керна разведочных скважин № Is-X-4, Is-X-5 и интеграции в структурный анализ автором была предложена блоковая модель формирования гравитационных отложений, контролируемая особенностями строения подстилающих пород фундамента.

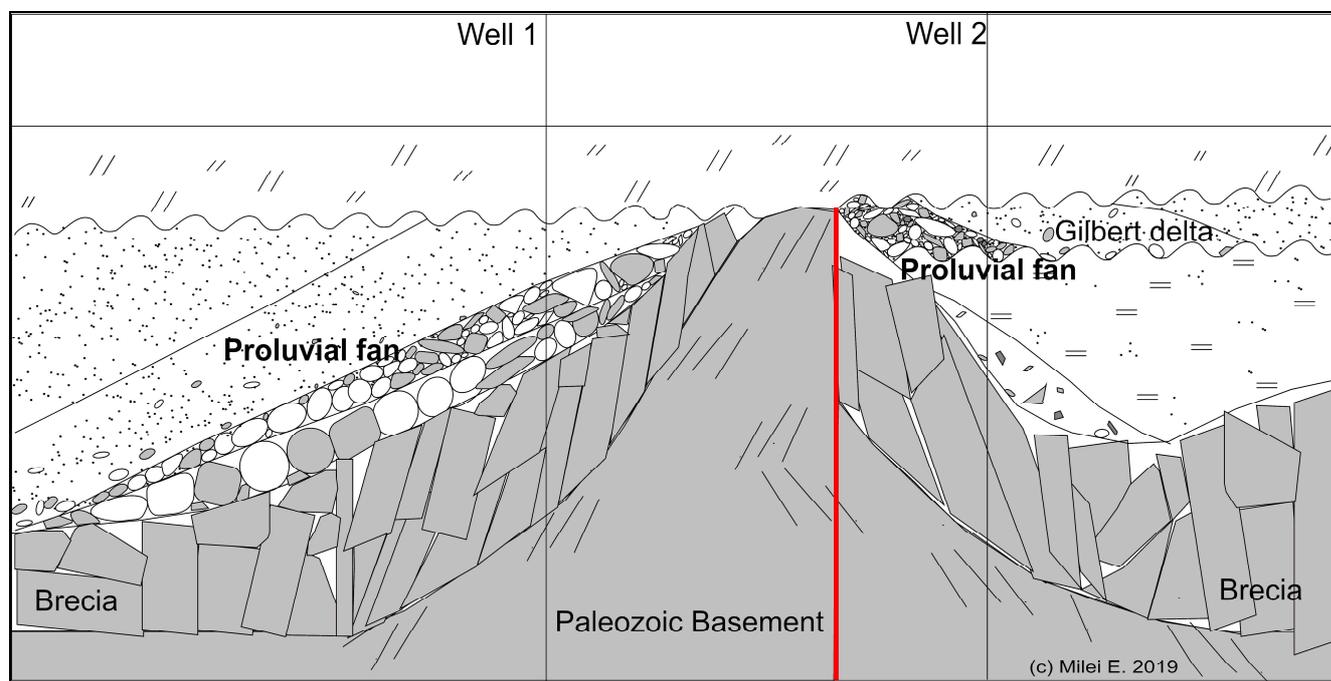


Рисунок 3.19 - Тектоно-седиментационная схема формирования отложений района залежи нефти пласта Bd2 месторождения Иджош Север [48]

Расстояние между скважинами 520 м. Тектоно-седиментационная схема, представленная на рис. 3.19, отражает блоковое строение – положение дизъюнктивного нарушения в породах фундамента между скважинами прогнозировалось по данным интерпретации 3Д сейморазведки и подтверждено бурением и определением уровня ВНК второй разведочной скважины.

На схеме слои брекчии и конгломератов пролювиальных конусов выноса разделены условной границей (разделение этапов осадконакопления) для простоты понимания стадийного процесса осадконакопления. Вероятно, что на момент формирования пролювиальных отложений было несколько этапов реактивации геодинамической активности территории, поскольку в кернах зафиксирована цикличность в отложениях интервала конгломератов и брекчий.

Вертикальное положение разлома соответствует результатам интерпретации материалов 3Д сейморазведки на изучаемой площади и подкреплено результатами сеймотектонических исследований глубинных сдвиговых структур и наблюдениями М.В. Родкина [67] о том, что «с глубиной происходит выполаживание зон разломов».

В целевом интервале конгломератов и брекчий по данным керна из второй разведочной скважины № Is-X-5 при сопоставлении с данными микроимиджера сопротивлений выделено три литотипа, которые являются коллекторами - крупнозернистые конгломераты, мелкозернистые конгломераты и песчаники.

На основании скорректированных корреляций подобран атрибут среднеквадратичных амплитуд (RMS Amplitude) в интервале отражающего горизонта Вd, приуроченного к кровле отложений пролювиального конуса выноса, показавший корреляцию с распространением коллектора в пласте Баден 2. Распространение литотипов в породах-коллекторах пласта Баден 2 выполнено с использованием латерального тренда по данным сейсморазведки.

В результате получена трехмерная модель распространения коллектора, в которой мелкие конгломераты конуса выноса присутствуют в пласте в максимальном объеме, на втором месте - крупнозернистые конгломераты, минимальный объем занимает песчаник. Модельные данные соответствуют фактическим результатам интерпретации данных ГИС в скважинах. Вероятно, меньшие фракции осадочного материала вынесены за пределы ВНК, поэтому по пробуренным скважинам не наблюдается высокого содержания мелкозернистого осадочного материала. На основании данных бурения геологическая модель актуализирована и использована как инструмент при выборе интервалов испытания, так выполнено освоение двух интервалов скважины № Is-X-5 (рис. 3.20).

По результатам испытания скважины № Is-X-5 получены следующие данные:

1. Из интервала перфорации а.о. -2288,0-2279,0 м, соответствующего интервалу брекчий, получен приток воды.
2. Из интервала перфорации а.о. -2233,0-2236,0 м, соответствующего целевому пласту Баден 2 (терригенный коллектор), получен фонтанный приток нефти.

Согласно результатам освоения скважин, в выделенных тектонических блоках установлены собственные отметки ВНК с абсолютной разницей в 13 м, подтверждающие описанную гипотезу существования отдельных структурных блоков.

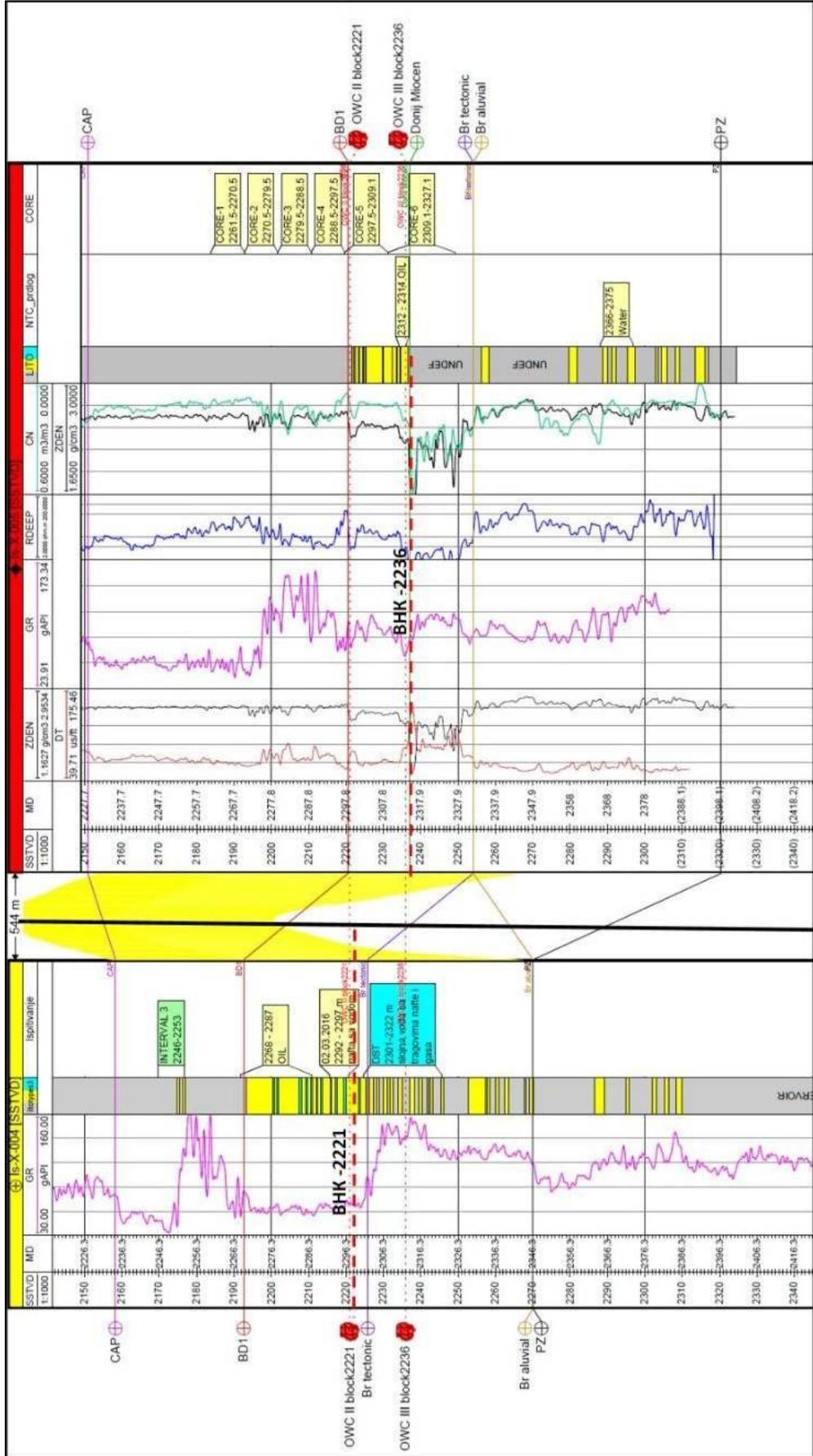


Рисунок 3.20 - Авторская скважинная корреляция целевых отложений и интервалы перфорации разведочных скважин № Is-X-4 (слева) и № Is-X-5 (справа) залежи нефти в пласте Bv2 месторождения Иджош Север

3.2.8. Обсуждение результатов комплексного анализа керна.

Тектоно-структурные реконструкции

Приведенные скважинные данные и результаты их обработки согласуются с предположением, высказанным в работах д.г.-м.н. С.Р. Бембеля, о влиянии геодинамической активности на распределение осадочного материала в период осадконакопления. «Вероятнее всего, что крупнозернистые осадки формируются непосредственно в активных геодинамических очагах, а более мелкие фракции выносятся на периферийные области» [12]. Взаимосвязь тектонических процессов и особенностей седиментации отражается в разрезе скважин месторождения Иджош Север, где «многостадийность» геодинамической активности проявляется в многократном повторении циклов изменения обломочного материала от крупных конгломератов до грубозернистого песчаника. На рисунке 3.21 приведены фотоснимки керна первой разведочной скважины из интервала глубин 2293-2310 м. Первые четыре метра (2310-2306 м) представлены неокатанными обломками пород фундамента размером от 30 см до 1 м с трещинами, скорее всего, заполненными продуктами «переотложения». При переходе к более мелким обломкам пород фундамента – смешанным брекчиям и реже конгломератам размером от 40 см и меньше, автором установлена граница первого цикла тектонических движений (красная линия на рисунке 3.21).



Рисунок 3.21 - Фотография пород базальных отложений, вскрытых скважиной № Is-X-4 на глубине 2293-2310 м

Вторая граница установлена по переходу к «метаконгломератам» и смешанным конгломератам и брекчиям размером от 15 см и появлению признака «окатанности» обломков. Окатанные конгломераты говорят о транспортировке материала на протяжении нескольких метров по склону, а значит, осадочный материал, накопленный в этом цикле, отличается от предыдущего по своему генезису. Во втором цикле отмечается появление более мелкой фракции, что показывает на удаление осадочного материала от «источника сноса». В последующих циклах осадконакопления, границы которых условно нанесены красными линиями на фотографии керна, проявлена сортировка осадочного материала от гравийного размера до песчаников. По резкому переходу с более мелкой фракции на более крупную установлены границы пролювиальных конусов выноса.

Автор предполагает, что на рассматриваемой территории ввиду высокой геодинамической активности было несколько этапов локального восходящего движения блоков фундамента в различных областях территории. Вероятно, это не было последовательной чередой геологических событий, поэтому «источников сноса» могло быть множество, в зависимости от интенсивности процесса поднятия фундамента, образования субвертикальной зоны деструкции (СЗД) и инициации процесса сноса осадочного материала. Согласно исследованиям С.Р. Бембея [9, 10, 11, 12] очаги субвертикальных зон деструкции работают в импульсном режиме длительное время. В момент осадконакопления очаг сначала создает «благоприятные» коллекторы, а затем на этом месте при повторной активизации очага СЗД начинается активная нефтегазогенерация.

Углубляясь в тектоническую составляющую процесса седиментации, отметим, что Эрнст Вернер при описании геохимического анализа фаций одну из главных ролей отдает тектоническим процессам. От характера тектонического воздействия зависит, какие породы обнажаются в зоне выветривания, а также интенсивность тектонических движений контролирует перемещение продуктов выветривания [18].

С целью выявления областей, подверженных геодинамической активности выполнено моделирование сдвиговых деформаций фундамента и осадочного чехла. Анализ восстановления сдвиговых деформаций на участке проводился автором линеаментным методом. Термин «линеамент» (от лат. *lineamentum* - линия, черта, контур) был введен в литературу американским геологом У. Хоббсом в 1911 г. для обозначения вытянутых в одном направлении линейных элементов рельефа и геологической структуры. Геоморфологические признаки линеаментов – это следы дизъюнктивных дислокаций земной коры на ее поверхности, представленные пространственно упорядоченными линейно ориентированными формами рельефа [34].

В процессе интерпретации тектонических нарушений по площади месторождения Иджош Север проявлялись структурные парагенезисы (веерообразное расхождение разломов типа «конский хвост» [Копп, 1997]). На основании этого выдвинуто предположение, что объекты осложнены сдвиговыми тектоническими явлениями, а тектонические процессы являются определяющим фактором при формировании данной залежи, что подтверждает каменный материал по скважинам. При сопоставлении регионального направления сдвига, ориентации близлежащих структур и разломов в районе залежи автором восстановлена схема сдвиговых нарушений в районе залежи. На рисунке 3.22 на структурном плане по подошве донеогенового основания - условной кровле фундамента в региональном масштабе показано местоположение основной структуры, ассоциируемой с залежью нефти, а справа в увеличенном масштабе нанесены предполагаемые направления движения блоков, инициированные горизонтальным сдвигом.

Отдельного внимания заслуживает вопрос механизма образования структуры, находящейся на юго-востоке от основной изученной залежи. От восстановления палеотектонических условий этого района зависит одна из перспектив поиска УВ. Осевая линия структуры ориентирована вкост основного (регионального) направления горизонтального сдвига и отделена от основной залежи локальным прогибом. Обращаясь к ранее изученным подобным структурам, отметим, что механизм формирования поперечной складчатости предметно рассмотрен на примере Южно-Каспийского региона в работе М.Л. Коппа о структуре «латерального выжимания масс» [71].

Обращаясь к опыту исследования отечественной тектоники, рассмотрим особенности развития структур в режиме сдвига. А.И. Суворов в статье [72], описывая механизм горизонтального сдвига, объясняет механизм разворота систем трещин в зонах, ближайших к району сдвига. При конседиментационном развитии присдвиговые складки, а также участки прогибания или поднятий мигрируют в направлении движения и нередко дугообразно изгибаются, а системы трещин с их магматическим выполнением поворачиваются по часовой или против часовой стрелки.

По мнению автора, возможны следующие механизмы образования данной локальной структуры на месторождении Иджош Север. Согласно сдвигово-ротационной концепции структурной эволюции Земли А.И. Полетаева [61] базовый фактор тектонического вращения отдельных блоков влияет на развитие разномасштабных сдвигово-ротационных и ротационно-сдвиговых структур.

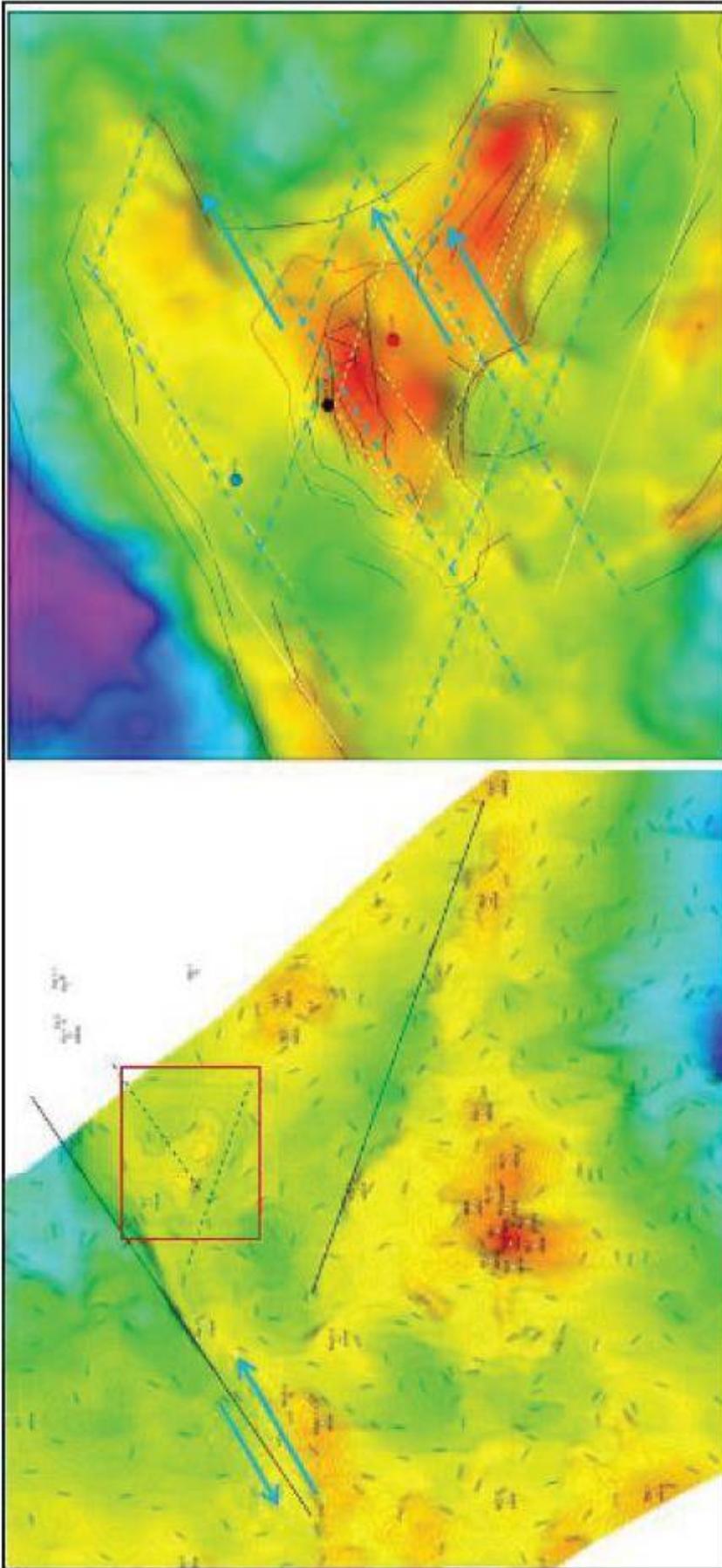


Рисунок 3.22 - Схема направлений главных тектонических деформаций территории [46]

Так называемые «закрученные» структуры на геологических и тектонических картах разного масштаба часто проявляются в виде разновозрастных систем сдвиговых деформаций, которые наблюдаются и вдоль границ структур, и в пределах их внутренних областей в виде спиралевидных (кольцевых или дуговых) и вихревых (в том числе радиальных) структурно-кинематических и тектоно-динамических рисунков. Повсеместно наблюдающиеся на геологических и тектонических картах чередования разномасштабных структур растяжения или сжатия можно рассматривать как региональные, мегарегиональные и планетарные зоны сдвиговых деформаций. Объяснить наблюдаемую картину деформаций можно, например, с помощью гипотезы об общепланетарном правозакрученном полярном вихре, которую продолжает развивать А.В. Викулин [19, 73].

Предполагается, что в случае локальной структуры Иджош Север, рост юго-восточной структуры происходил позднее основной и определялся как конседиментационный. По определению Н.И. Корчугановой рост частного поднятия в областях прогибания и аккумуляции определяется как конседиментационный и сопровождается уменьшением мощностей и укрупнением механического состава осадков на участке поднятия. Кон-аккумулятивное развитие отражает динамическое равновесие между процессами формирования частного прогиба и заполнения его осадками [37].

Резюмируя вышесказанное, в результате комплексирования данных 3Д сейсморазведки, кернового материала, особенностей характера кривых ГИС, результатов интерпретации данных ГИС, тектоно-структурных построений был сделан вывод, что структура образована в геодинамически активной среде с преобладанием горизонтально-сдвиговых движений фундамента. Выделенные линеаменты, согласно классификации А.А. Борисова, отнесены к эндогенным (их образование обусловлено тектоническими процессами).

3.2.9. Выводы о результатах применения «тектоно-седиментационного» подхода на месторождении Иджош Север

Приведенные результаты исследований по анализу геологического строения месторождения Иджош Север подтверждают второе защищаемое положение:

2. Геологические модели базальных отложений региона Северный Банат, построенные с учетом принятых механизмов формирования, позволяют выявлять зоны флюидодинамической активности, перспективные с точки зрения нефтегазонакопления. В локальных выступлениях фундамента формируются зоны дезинтеграции горных пород, которые под действием тектонических движений переносятся в гипсометрически пониженные зоны, заполняя склоны выступов продуктами переотложения.

Кроме того, эти результаты свидетельствуют о правомерности третьего защищаемого положения: генетическая связь между тектоно-структурными и седиментационными особенностями строения залежи УВ. Наличие данной связи, установленной по результатам изучения залежей в пределах сербской части Паннонского бассейна, является предпосылкой для выполнения прогноза нефтегазоносности на основании комплексных тектоно-седиментационных моделей. Наибольшие перспективы связаны с локальными выступлениями фундамента, которые ограничены разломами, и близлежащими склонами, заполненными терригенными отложениями (пролювиальные конусы выноса, переотложенные породы фундамента, брекчии коры выветривания).

Создание детальной геологической модели нефтяной сложнопостроенной залежи пласта Баден 2 месторождения Иджош Север выполнено автором как основы для его разработки, ранее детальной геологической основы не существовало. Результаты анализа керн разведочных скважин месторождения Иджош Север и их интерпретация внесены в атлас типовых фаций [74] в качестве примера грубообломочных отложений пролювиального конуса выноса (с описанием характеристик элементов данной осадочной системы).

Геологическое сопровождение разработки данного месторождения выполняется автором и при получении новых данных модель обновляется согласно «спиральному» подходу [104]. Детальная геологическая модель, в трехмерном виде представленная в формате проекта Petrel, и подкрепленная презентационными материалами, концептуальными схемами и расчетами, является в компании ООО «НИС а.д. Нови Сад» основным инструментом для оценки перспектив и принятию решений о бурении и испытании скважин. Также предложенная тектоно-седиментационная модель была положена в основу составления проектной документации (подсчета запасов и проектирования интегрированной модели месторождения и проекта обустройства). Вышеизложенный результат представляет практическую значимость работы.

3.3. Выводы по главе

В третьей главе диссертационного исследования были представлены основные принципы тектоно-седиментационного подхода на примере двух классов сложнопостроенных залежей УВ: залежи в породах фундамента (месторождение Майдан Дубоко) и залежи в терригенных отложениях на границе с фундаментом (месторождение Иджош Север). Впервые приведен непосредственный процесс выполнения анализа сложнопостроенных залежей, основанный на авторском подходе.

Описанные результаты анализа залежей подтверждают, что на исследованных месторождениях в структуре залежей УВ существует блоковое строение, что является подтверждением первого защищаемого положения.

К рассмотренным структурам можно применить свойства, которыми по мнению А.Ю. Кисина обладают структуры блоковой складчатости: «Признаками блоковой складчатости являются линейность, ориентированная согласно общему структурному плану, близкие размеры блоков, повторяемость в пространстве, единый стиль деформаций для блоков одного знака изгиба, метаморфизм, магматизм и металлогеническая специализация. Источник энергии преимущественно тектонический» [35].

На основании изучения фактических данных месторождений Республики Сербия показано, что в исследуемом регионе нашли свое применение следующие научные гипотезы:

- геодинамическая активность внутренних геосфер оказывает влияние не только на тектонические явления, напрямую связанные с формированием зон деструкции, но и на характер распределения осадочного материала в период осадконакопления [21];

- о влиянии тектонических движений на процесс нефтегазонакопления, сформулированном И.Д. Гофштейном, что формирование ловушек УВ происходит в результате блоковых (локальных) поднятий фундамента, создание путей миграции нефтяных флюидов в ловушки в результате образования разрывов, улучшение коллекторских свойств пород в результате образования систем трещин; улучшение коллекторских свойств пород в пределах конседиментационных поднятий в результате укрупнения зернистости осадков [27];

- транспортировка продуктов выветривания (в частности, переотложения обломков пород фундамента) осуществляется под воздействием гравитационных сил в направлении к пониженным областям рельефа (по склонам). Увеличение длины склонов сопровождаются возрастанием площади формирования стока временных водотоков, его величины, в также эрозионной способности временных водных потоков (Швебс, 1974).

- по аналогии с критериями поиска эндогенных рудоносных образований, описанных в методических рекомендациях [81], весьма перспективны для поисков флюидоэксплозивных образований, а также залежей УВ пограничные зоны разнотипных и разновозрастных структур.

Высказанные гипотезы и их применение при анализе геолого-геофизического материала, создании представлений об особенностях геологического строения, геологических концептуальных и цифровых моделей залежей и месторождений УВ хорошо себя показали на описанных проектах и привели к успешному разведочному и эксплуатационному бурению скважин на исследуемых объектах. В дальнейшем тектоно-седиментационный подход предлагается применять к анализу строения на подобных сложнопостроенных геологических объектах.

4. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕКТОНО-СЕДИМЕНТАЦИОННОГО АЛГОРИТМА ПРИ АНАЛИЗЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ ТЕРРИТОРИИ

В предыдущих разделах был описан процесс построения геологической модели залежи среднемиоценовых отложений пласта Баден² в ходе которого разработан тектоно-седиментационный подход. Данная задача решалась в соответствии с поставленными целями по изучению особенностей строения сложнопостроенных залежей УВ. Было установлено, что залежь является малоразмерной и сложнопостроенной и характеризуется многочисленными тектоническими деформациями, зафиксированными на материалах 3Д сейсморазведки и керновых данных. Гетерогенный коллектор целевого пласта представлен отложениями пролювиальных конусов выноса, переотложенными брекчиями и породами кристаллического фундамента. Сложность строения, выражающаяся, в частности, в наличии блоков с различными уровнями ВНК, ставит перед специалистами задачу детальных исследований строения залежи и повышенного внимания к оценке геологических рисков при планировании дорогостоящего глубокого эксплуатационного бурения. Проведение дополнительных итераций анализа строения залежи по тектоно-седиментационному подходу при получении новых данных обусловлено необходимостью уточнения структуры геологических запасов нефти и геологическом обеспечении доразведки близлежащих территорий.

4.1. Результаты применения тектоно-седиментационного подхода по данным бурения новых разведочных скважин близлежащих территорий вблизи месторождения Иджош Север.

4.1.1 Анализ геофизического материала

При дальнейшем изучении месторождения Иджош Север и попытки расширения границ залежи были получены керновые данные, которые подтвердили наличие тектонически напряженной зоны (ТНЗ) на юго-восточном продолжении структуры, на участке, удаленном от основной залежи нефти. Это послужило стимулом для внимательного пересмотра сейсмических данных, системного анализа фактических объектов с целью подготовки практических рекомендаций по дальнейшему поиску, разведке и разработке подобных малоразмерных залежей на прилегающих территориях.

В результате детального анализа материалов 3Д сейсморазведочных работ района, удаленного от основного выступа фундамента к юго-востоку, выяснилось, что на месторождении выделяется несколько районов с предполагаемыми участками субвертикальных

зон деструкции (СЗД) горных пород, приуроченные к локальным выступам фундамента. Данные 3Д сейсморазведки отражают современное положение выступов фундамента в районе разведочных скважин № Is-X-5, Is-X-10 (рис. 4.1).

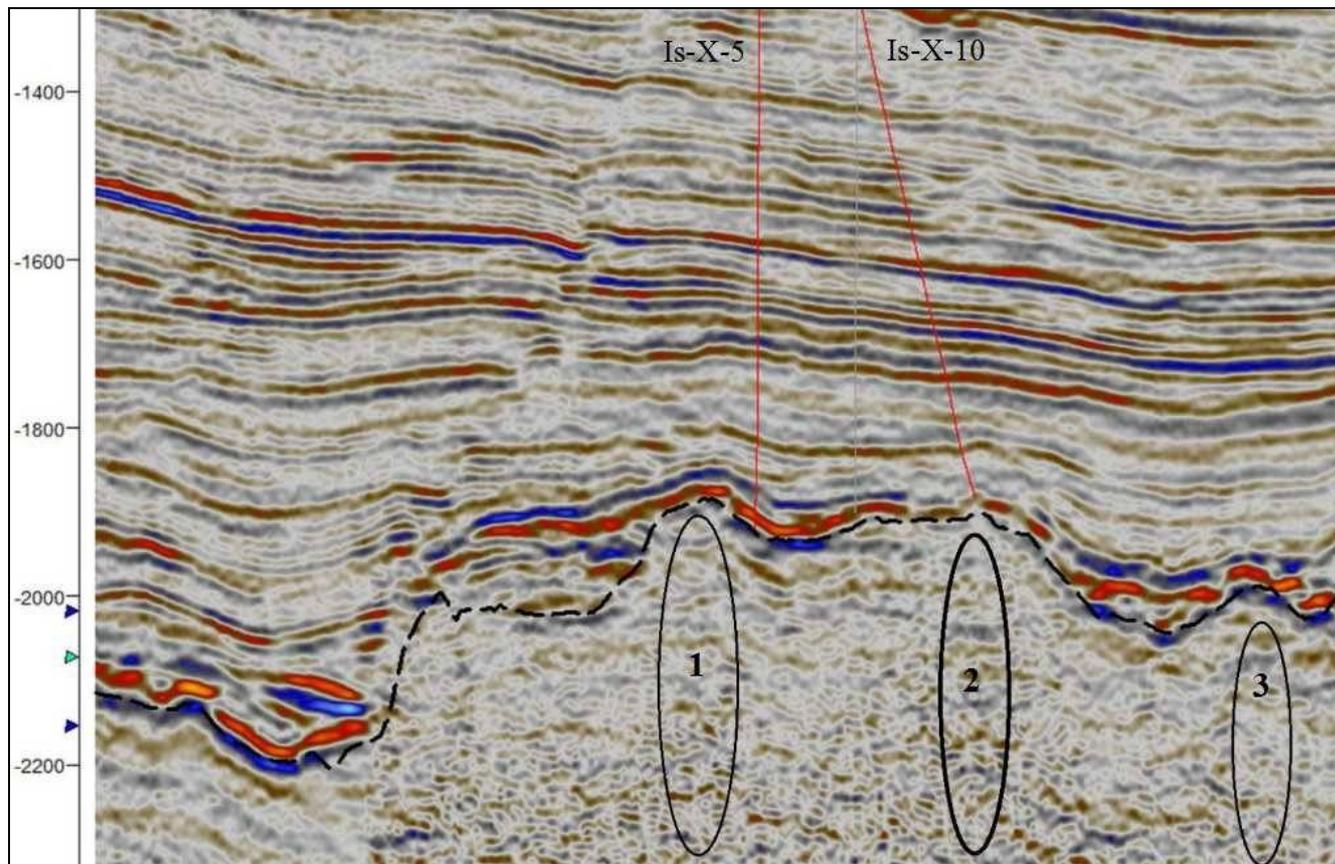


Рисунок 4.1 - Временной разрез через скважины № Is-X-5, Is-X-10 с авторской интерпретацией положения СЗД и ОГ по кровле фундамента

Черным пунктиром на рисунке показан авторский вариант интерпретации границы базальной серии отложений и условной кровли фундамента - донеогенового основания, обозначены современные выступы фундамента, где под номером 2 указано положение СЗД, связываемое с предполагаемым локальным очагом нефтегазогенерации. Расстояние между пробуренными скважинами составляет 1350 м (см. рис. 4.7 - карта по ОГ по кровле фундамента с местоположением пробуренных скважин).

Геологическое строение участка с выделенными «очагами» зон деструкции вызывает интерес с точки зрения процесса формирования залежи УВ и оценки потенциала близлежащих структур. Для развития гипотез об образовании структур и восстановления среды осадконакопления, в которой формировались отложения базальной серии, был проанализирован керн, извлеченный во время бурения скважины № Is-X-10.

4.1.2. Анализ нового кернового материала разведочной скважины № Is-X-10

При детальном седиментологическом анализе керна автором установлено, что в разведочной скважине № Is-X-10, вскрывшей юго-восточную структуру, контакт осадочного

чехла с фундаментом представлен только брекчиями, вероятно, состоящими из продукта «переотложения» пролювиального конуса выноса (по аналогии с основной залежью). Брекчии, вскрытые скважиной № Is-X-10 на глубине 2588 м, представлены окатанными и неокатанными несортированными обломками серпентизированного сланца. Вдоль границы крупных обломков фундамента в керне фиксируется заполнение остроугольными обломками размером 2-4 см, ориентированными вдоль трещины, присутствует карбонатный цемент. Вышележащие и нижележащие породы в этом метре керна - измененные метаморфизованные породы фундамента, нарушенные диагональными трещинами. В целях визуального сопоставления пород на рисунке 4.2 приведены фотографии керна из интервала брекчий последней разведочной скважины №Is-X-10 и ближайшей к ней второй скважины №Is-X-5.



Рисунок 4.2 - Фотоснимки керна из скважины № Is-X-5 на глубине 2305 м (слева), скважины № Is-X-10 - глубина 2588 м (справа)

Автором предполагается, что отложения пролювиального конуса выноса в районе скважины №Is-X-10 были разрушены в результате сложного ротационного и/или субвертикального движения блоков фундамента в районе этой скважины, так как скважиной вскрыто только 20 см отложений, подобных пласту Баден 2 в скв. №Is-X-5, но включающих более мелкую фракцию обломочного материала.

Важно отметить, что в нижнем интервале керна скв. №Is-X-10 (глубина 2587 м) дезинтегрированные породы фундамента представлены крупноглыбовыми обломками магматических и метаморфических пород, в которых по трещинам проявляются следы миграции УВ в виде пятен темной жидкости с характерным запахом УВ. Также фиксируется наличие аутигенных минеральных новообразований - развитие пиритизации в цементе между обломками пород. Предполагаемый автором механизм образования этих отложений - переотложение пород фундамента в результате действия тектонических сил (активизация разломов, мобилизация локальных выступов фундамента).

При обнаружении трещин в вышележащем карбонатном интервале (интракластов органогенных известняков) возник вопрос: являются ли проявленные трещины результатом сингенетических сдвиговых деформаций или это чистое тектоническое постседиментационное проявление тектонической активности?

На рисунке 4.3 представлены фотоснимки керна из интервала органогенного известняка рассматриваемого интервала.



Рисунок 4.3 - Фрагмент пород в интервале органогенных известняков скважины № Is-X-10 (глубина 2586 м) – слева и срез верхнего фрагмента (в увеличенном масштабе) – справа

Вдоль трещины группируются окатанные гравелиты размером до 2 см, которые внедрены в известковые отложения. По трещине развиты следы миграции нефти (?) - остатки флюида по цвету почти черные с запахом УВ. Если принять гипотезу о наличии УВ в нижних интервалах данной скважины, а по данным ГИС подошвенная часть охарактеризована как «возможный продукт», то вероятно предположить, что УВ мигрировали в близлежащие ловушки из-за плохого качества покрышки - непроницаемых пород над базальными отложениями (нарушенными в результате реактивации разломов) или размывом непроницаемых покрывающих толщ. Отсутствие изолирующих залежь пород может объясняться разрушением верхней части зоны деструкции в результате субвертикальных движений фундамента. С вершины структуры мог происходить сброс осадочного материала в ближайшие отрицательные структуры с одновременной сортировкой материала по фракциям. Подобный пример описан в работе С.Р. Бембея на Северо-Селияровском нефтяном месторождении Фроловской нефтегазоносной области Западной Сибири [12].

При поиске аналогичных геологических особенностей обнаружен еще один похожий случай - при изучении геомеханики Марк Зобак рассматривает залежь на месторождении Висунд, расположенном в морской зоне Норвегии [31]. На примере данного объекта исследуется вопрос *«почему произошла утечка газа вдоль южной части центрального разлома»*. Это явление определяется как *проблема промытых ловушек* и объясняется многостадийностью тектонической активности и реактивации разломов. «Прежде неактивный разлом, который был способен изолировать УВ, может потерять свою изолирующую способность, если он будет реактивирован в комбинации с современным увеличением сжатия и давления флюида в кровли залежи».

Возвращаясь к объекту диссертационного исследования, при анализе вышележащих «надбазальных» интервалов скважины № Is-X-10 установлено, что породы представлены аллохемными известняками, которые составляют крупные интракласты. В широком понимании это обломочный (кластический) материал, возникший при размыве и перемыве течениями, волнениями, мутьевыми потоками в седиментационном бассейне еще не до конца литифицированных осадков различного состава (карбонатных, глинистых, алевритовых). Изучение карбонатной проблематики не является задачей текущей работы, однако проявления тектонической активности обнаружены и в интервале вышележащих пород, поскольку описываемые породы отнесены к генетическому типу обломочных карбонатных пород.

Далее будут рассмотрены некоторые особенности карбонатного разреза, отражающие влияние тектонической активности территории. Породы исследуемого интервала представлены известняком, в основном водорослевым, интракластовым, отмечается почти повсеместное присутствие галечника с различной ориентацией частиц. Присутствие диагональных трещин,

характеризующимся особым углом наклона прилегающих конгломератов, проинтерпретированы автором как границы интракластов. В шестом метре наклонное положение обломка позволяет судить о размерах интракластов - 30-50 см. В пользу наличия отдельных обломков говорит присутствие разных по характеристикам вмещающих конгломератов и гальки - интракласты различаются по «энергетическому индексу».

Анализ шлифов карбонатного материала выполнялся автором оперативно с целью поиска подтверждения деформаций на микроуровне. В результате обнаружено наличие первичных трещин, обломков терригенного материала, органических и водорослевых останков на нескольких отобранных образцах (рис. 4.4).

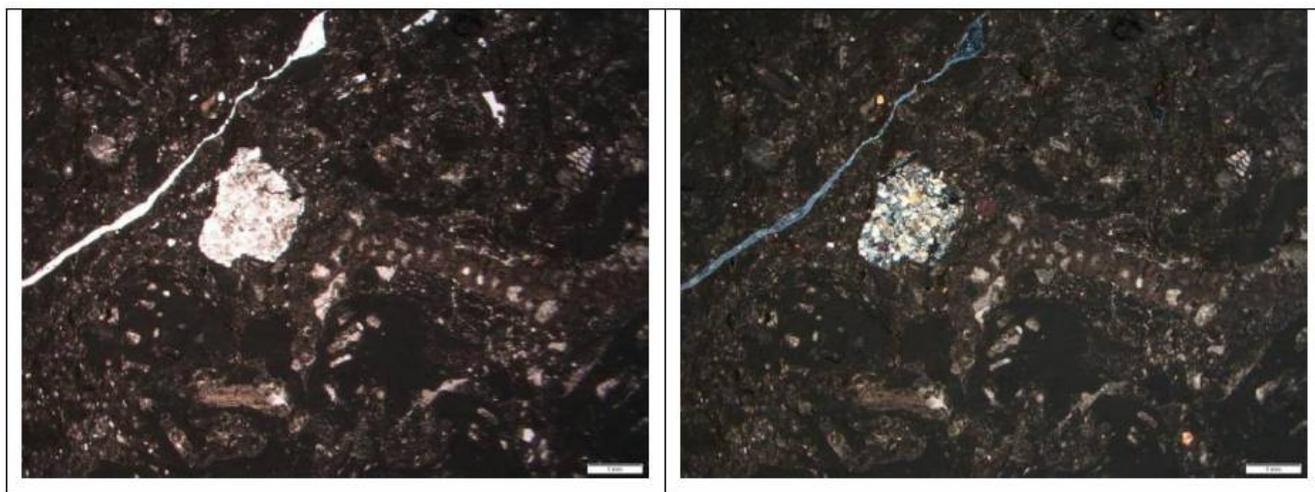


Рисунок 4.4 - Фотоснимки шлифов в микроскопе из керна скважины № Is-X-10 (глубина 2586,6 м) – слева, то же в скрещенных николях – справа

Вверх по разрезу скважины в кернах среди микритового известняка отмечается появление субгоризонтальных прослоев известкового мергеля с вертикальными следами биотурбации. По мергелям здесь и вверх по разрезу скважины отмечается присутствие пирита в большом количестве, что интерпретируется автором как переходные периоды к затоплению бассейна седиментации (заглублению) с низкоэнергетической обстановкой. Вернер Эрнст, описывая геохимический анализ фаций, отмечает, что образование пирита обусловлено распадом первоначального материала раковин и замещением его вторичными материалами (сидерит, пирит) в определенной дигенетической обстановке (бедной кислородом) [18].

В целях верификации данных по новой скважине интервал карбонатных отложений был сопоставлен с аналогичным интервалом в скважине № Is-X-5, пробуренной ранее на основной залежи. Результаты описания керна материала на глубине 2288,5-2297,5 м выше базальных отложений показали, что интервал сложен аналогичным интракластовым известняком. Однако во втором метре интервала вскрыты породы с признаками субвертикального тектонического нарушения. Выше по керну при тех же признаках «заглубления» (относительного погружения) бассейна седиментации тектонических деформаций не обнаружено.

Границей между последним глобальным затоплением и мелководными условиями осадконакопления принят по горизонту неперенесенных карбонатных пород, залегающих над целевыми отложениями конгломератов (связанный с ними ОГ обозначен на рисунке 4.5 белым пунктиром). При этом в процессе интерпретации сейсмических временных разрезов в районе исследуемой скважины в интервале вышележащих отложений (над целевым интервалом, представленным конгломератами и брекчиями) выявлены признаки неравномерного затопления площади бассейна (красный квадрат на рис. 4.5).

Автор обращает внимание на наличие локальных разрывов осей синфазности в верхней части отложений. Предполагается, что они связаны с дезинтеграцией пород вследствие конседиментационных динамических движений над зонами локальных выступов фундамента. Конфигурация рассматриваемой залежи нефти пласта Vd2, приуроченная к отложениям пролювиальных конусов выноса, зависит не только от гравитационного процесса формирования осадочного слоя, но и от характера проявления тектонического фактора - локальных выступов фундамента и сложного сдвигового и ротационного движения блоков фундамента. На рисунке 4.6 представлен авторский вариант схемы палеорекострукции кинематических движений блоков фундамента на изучаемой территории в крупном масштабе.

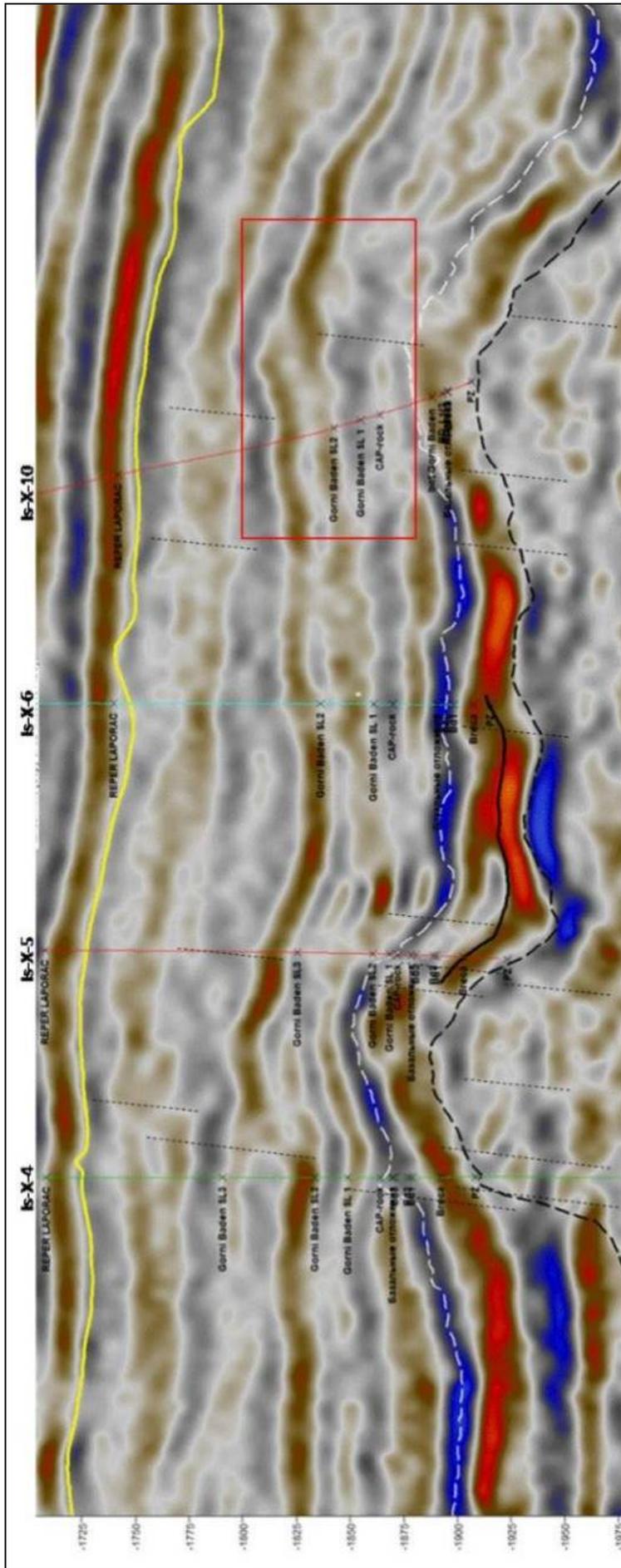


Рисунок 4.5 - Фрагмент временного разреза через разведочные скважины месторождения Иджош Север

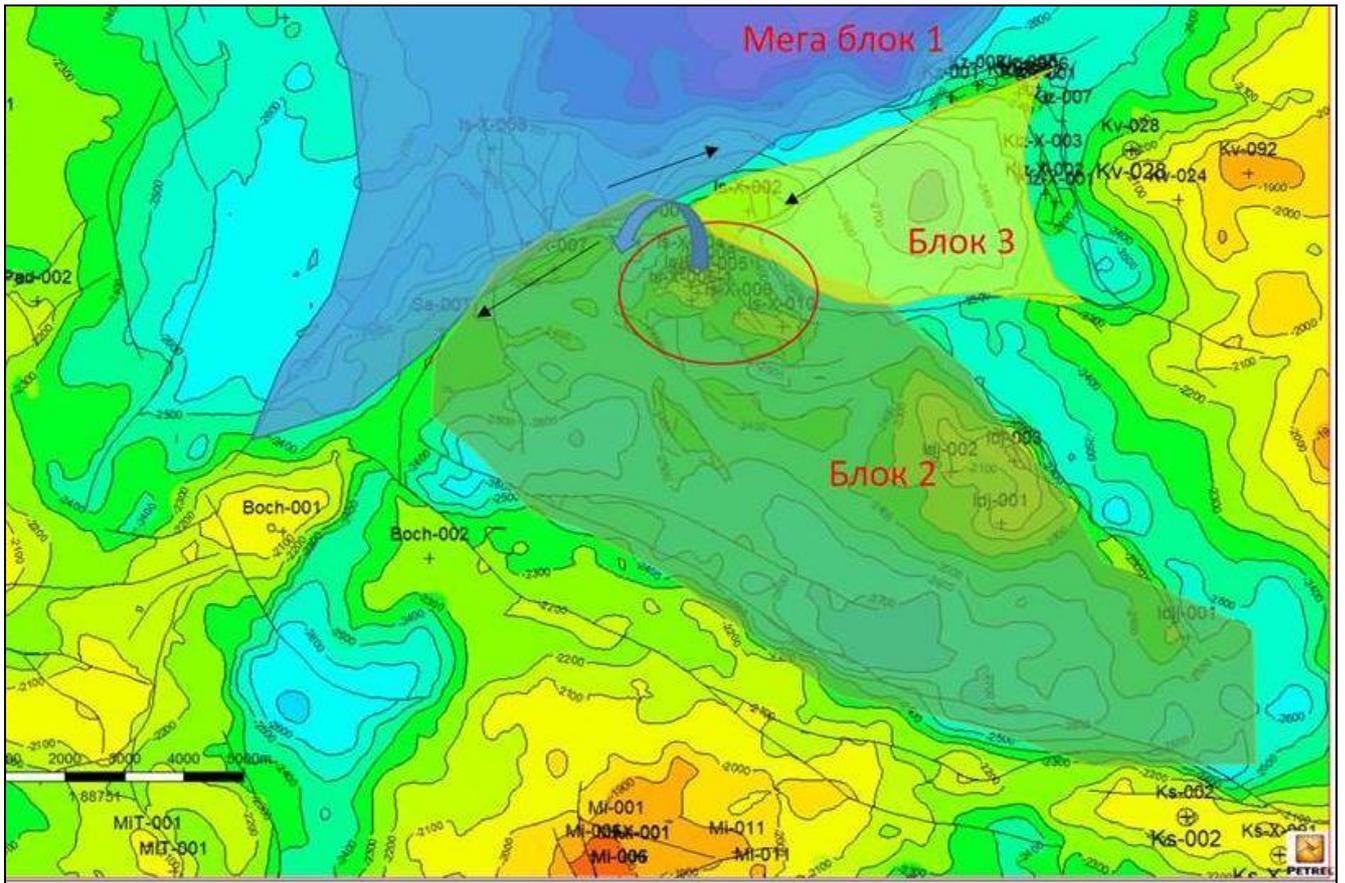


Рисунок 4.6 - Схема палеорекострукции кинематической модели развития территории на карте кровли фундамента

Предположим, что в результате регионального горизонтального сдвига происходило ротационное взаимодействие трех тектонических блоков, показанных на рисунке 4.6. При ротации в центральной точке был сформирован так называемый «дизъюнктивный узел». Блок 2, в районе которого расположена анализируемая залежь нефти пласта Баден 2 месторождения Иджош Север, в процессе сдвиговых деформаций по плоскости скольжения с мегаблоком 1 разворачивался против часовой стрелки и сталкивался с мегаблоком 3. Таким образом, северо-восточная сторона блока была дислоцирована («смята» и наиболее деформирована). В результате предположенных структурно-тектонических преобразований показано, что структура в районе скважины № Is-X-10 была частично разрушена (нарушение сплошности пород-покрышек) и залежь нефти не сохранилась.

Подобные ротационные движения встречаются довольно часто на территории Паннонского бассейна, но в ряде случаев ротационные движения в режиме регионального сжатия способствуют формированию положительных структур и ловушек УВ. Одним из положительных примеров геометризации залежи в терригенных отложениях является залежь газа на месторождении Кикинда, сформированная в режиме ротационного движения, которая описана автором в статье [49].

4.2. Рекомендации по доразведке и разработке малоразмерных сложнопостроенных залежей на территории месторождений УВ Милошево-Иджош

Успешность поиска - это доля открытых месторождений (продуктивных скважин) в общем числе находящихся в поисковом бурении площадей (продуктивных скважин) из общего числа «поискованных» (пробуренных скважин) [62]. В результате разведки и разработки залежи нефти месторождения Иджош Север и близлежащих территорий успешность бурения на данный момент составляет 70 %. Из пробуренных семи разведочных скважин пять скважин оказались продуктивными. На основной залежи нефти, первооткрывательницей которой стала описанная выше скважина № Is-X-4, пробурено две разведочных и 20 эксплуатационных скважин.

После детального изучения геологического строения месторождения Иджош Север и формализации механизма формирования целевых отложений пролювиального конуса выноса автором предложен инструмент прогноза аналогичных потенциальных залежей УВ. Предлагается разделить близлежащие территории на участки доизучения на основании структурных особенностей строения фундамента. Наиболее близкие области геодинамической активности, рядом с которыми могли формироваться базальные горизонты, предположительно содержащие УВ, выделены черным пунктиром на карте по кровле отражающего горизонта, приуроченного к кровле фундамента (временной домен) на рис. 4.7.

Указанные зоны, сопряженные с локальными выступами фундамента, теоретически могут быть связаны со скоплениями эндогенных брекчий и смеси конгломератов и брекчий, пород, образованных в результате деформационных процессов, происходящих на отдельных участках приповерхностной (гипабиссальной) зоны земной коры в связи со спорадическим воздействием на геологическую среду локальных динамических напряжений и их последующей разрядкой.

Склоновые части рельефа между выявленными выступами фундамента (участками СЗД) и отрицательными структурами являются наиболее благоприятными областями формирования залежи. Склон обеспечен осадочным материалом в результате разрушения положительной структуры при активизации геодинамически активной зоны. В результате миграции глубинного флюида наиболее вероятная зона скопления УВ – ближайшие к участкам выступов локальные склоновые зоны осадконакопления.

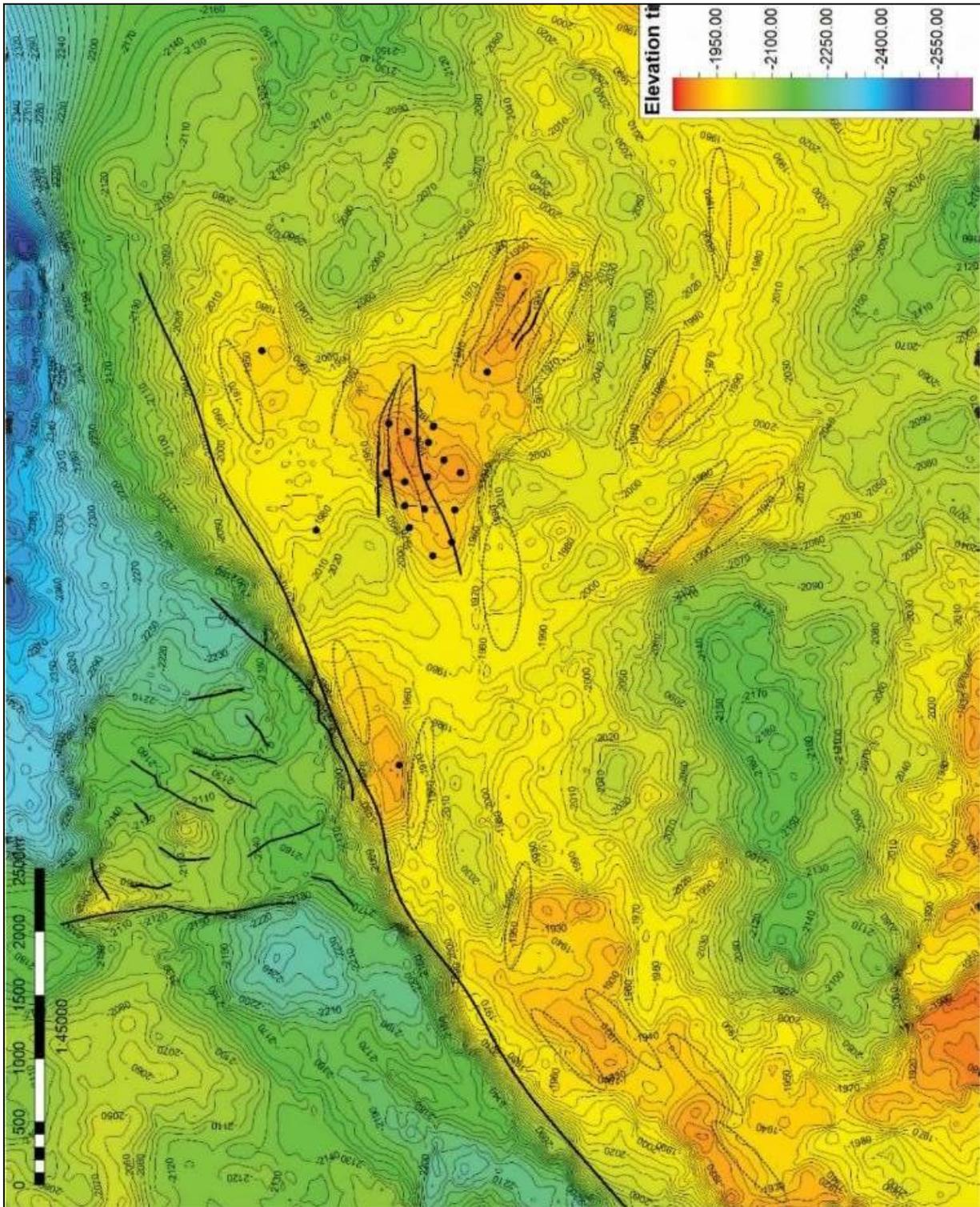


Рисунок 4.7 - Карта по кровле отражающего горизонта, приуроченного к кровле фундамента, с выделением участков, связанных с вероятным распространением базальных отложений

По результатам детального анализа территории автором была выдвинута *первая гипотеза* (с позиции седиментации) о том, что указанная перспективная область на западном крыле структуры Иджош Север может представлять перспективы вскрытия переотложенных отложений дистальной части пролювиального конуса выноса, как показано на рис. 4.8, но осложненных тектоническими нарушениями.

На основании принципов гравитационного механизма формирования отложений в областях, удаленных от очага геодинамической активности, предполагается скопление более мелкодисперсных фракций. В предложенной гипотезе существует уязвимость - сложность объяснения наличия скопления УВ гипсометрически ниже основной залежи. Для этого далее рассматривается влияние тектонических сил на формирование локальной залежи и сформулирована вторая гипотеза.

Наличие интенсивных тектонических нарушений на рассматриваемой площади подтверждается по данным 3Д сейсморазведки в виде «зон смятия», которые при сохранности покрывающих низкопроницаемых пород могут заполняться глубинным флюидом. *Вторая гипотеза* автора (с позиции тектоники) предполагает наличие тектонически экранированной ловушки, представленной переотложенными породами.

Этот вариант предполагает, что разлом является изолирующим, поэтому в предложенной к бурению структуре, расположенной гипсометрически ниже основной залежи месторождения Иджош Север, также и ВНК расположен гипсометрически ниже. Согласно М.Д. Зобаку «разлом может быть изолирующим, когда залежь примыкает к низкопроницаемым породам, но становится проводящим, когда залежь примыкает к проницаемым пескам» [31].

Проверка гипотезы стала возможна спустя некоторое время после бурения разведочной скважины в предложенную зону - предполагаемый тектонически изолированный блок по данным сейсморазведки. Обсуждение результатов бурения приведено далее по тексту в разделе 4.3.

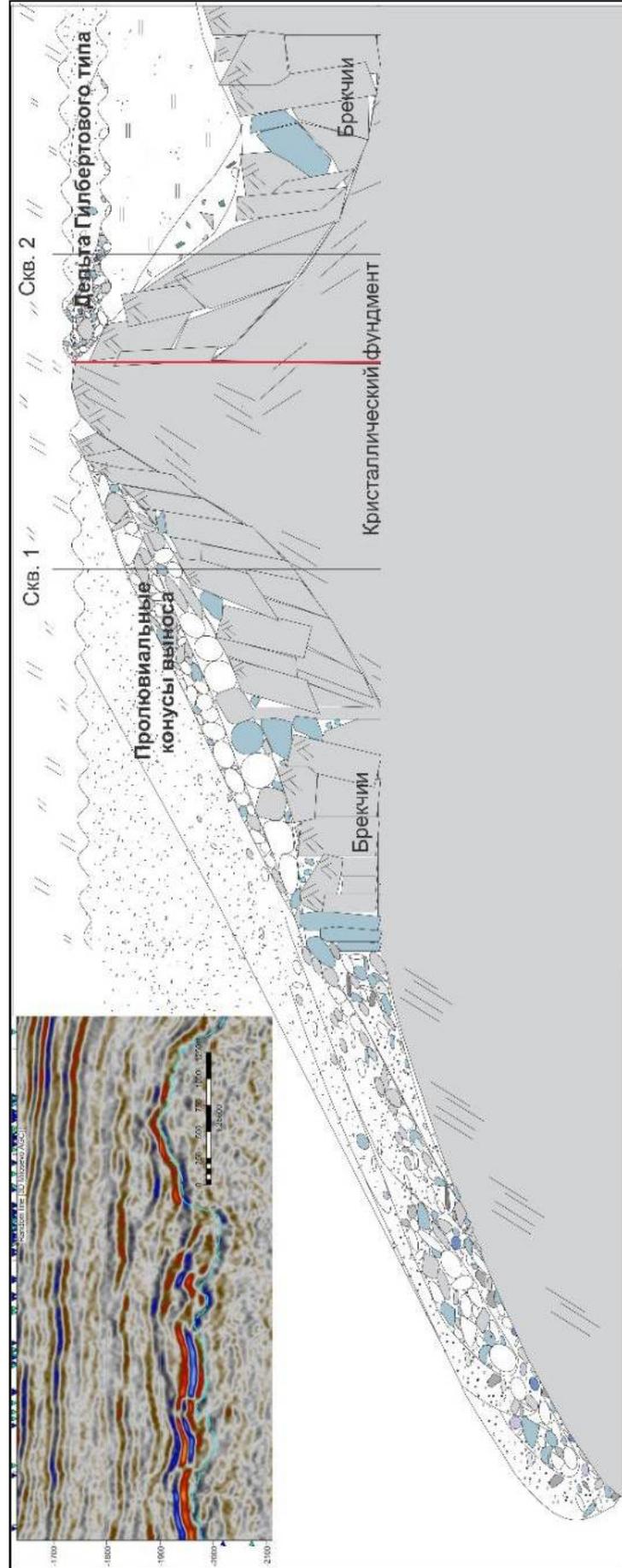


Рисунок 4.8 - Тектоно-седиментационная схема гравитационного механизма формирования базальных отложений (Милей Е.С., 2019) [48]

Что касается предложений по доразведке территории, в качестве обобщения изученного материала и подведения итогов выполненного исследования на рис. 4.9 представлена одна из возможных схем доразведки территории с целью выявления малоразмерных залежей УВ (авторская версия). Зонирование участков для доизучения или пересмотра выполнена на региональной карте кровли фундамента, построенной специалистами ООО «НТЦ НИС-Нафtagас» по данным 3Д сейсморазведки [103] с указанием положения пробуренных разведочных скважин и наличием керновых данных в интервале контакта кристаллического фундамента и осадочного чехла.

При расширении территории исследования на близлежащие к рассмотренному месторождению Иджош Север структурные выступы фундамента возможные перспективы могут быть связаны с аналогичными отложениями, расположенными на склоновых областях осадочного чехла, приуроченных к выступам фундамента.

К югу от изученной структуры до ближайшего крупного поднятия фундамента, сформировавшего структуру месторождения Банатско-Милошево прослеживается ряд разломных зон. Изучаемый интервал базальных отложений обладает рядом особенностей как по данным сейсморазведки, так и по керновым данным.

Во-первых, интервал контакта пород фундамента и осадочного чехла характеризуется ослаблением сигнала, как и на изученной структуре.

Во-вторых, временные разрезы характеризуются наличием многочисленных нарушений, проявляющихся в пропадании четких осей синфазности отражающих горизонтов (ОГ), смещении по вертикали или без смещения с ослаблением амплитуды ОГ.

Кроме того, отмечается нестабильность в мощностях сейсмического пакета анализируемого интервала – резкие изменения временных мощностей между ОГ в «прифундаментной» части временного разреза [48]. На рисунке ниже показан авторский вариант детальной интерпретации разломов в кровельной части фундамента (ОГ по кровле фундамента обозначен черным пунктиром на изученной области), по аналогии с изученной территорией выполнена локализация тектонических нарушений на сопредельных территориях по направлению к югу в сторону расположения открытого многопластового месторождения Банатско Милошево - район скважины № Мi-X-1 (рис. 4.10).

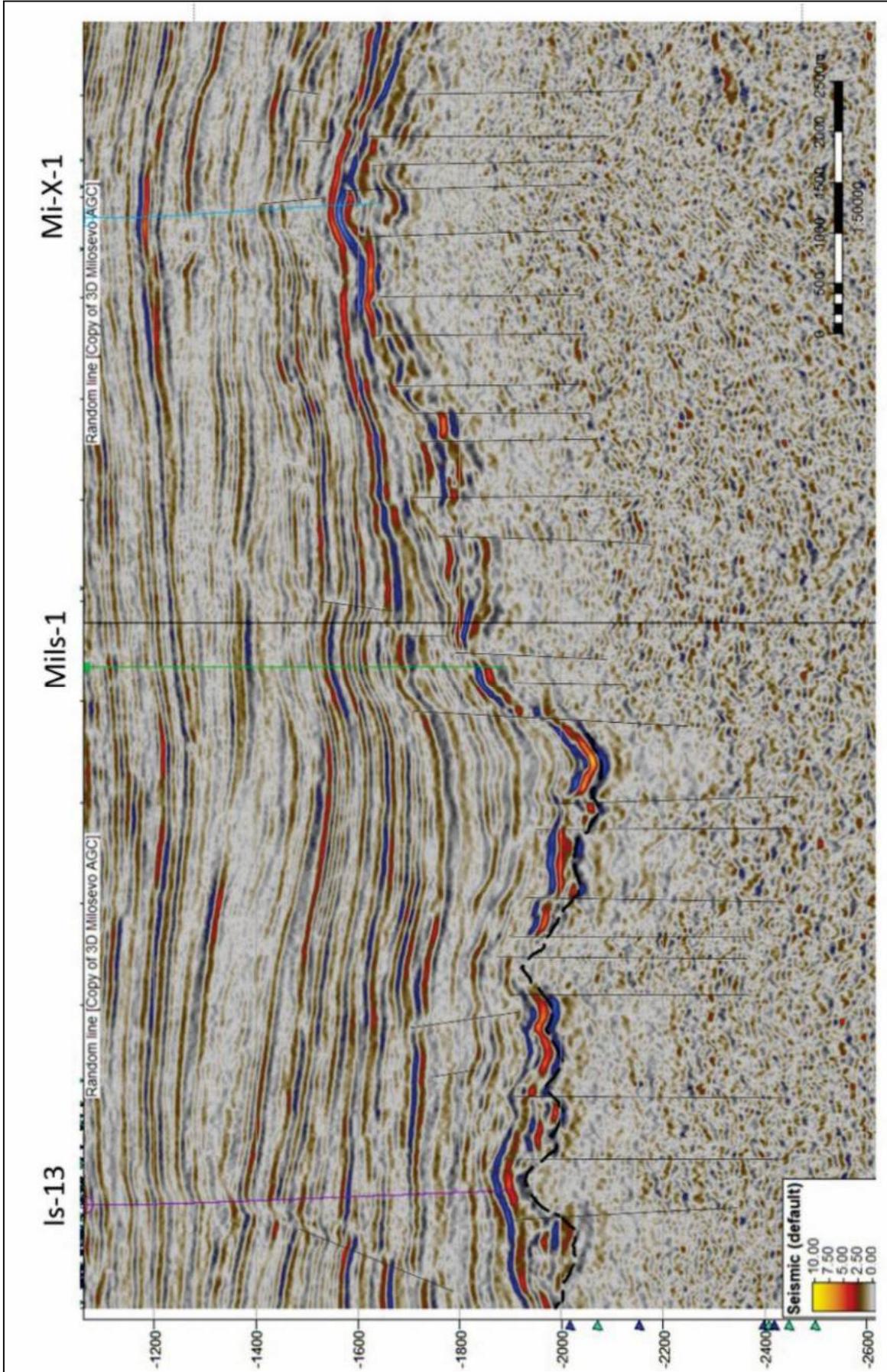


Рисунок 4.10 - Региональный временной разрез между месторождениями Иджош Север и Банатско Милошево.
Черный контур - кровля фундамента

Представленный временной разрез отражает гетерогенное строение фундамента и показывает, что территория находилась под влиянием тектонически активных процессов. Склоны около выступов фундамента характеризуются усилением амплитуд над ОГ, ассоциируемым с кровлей пород фундамента. На рисунке 4.10 выделены возможные тектонические нарушения, связанные с субвертикальными зонами деструкции. В качестве наиболее распространенных диагностических признаков, указывающих на местоположение СЗД, выделяемых по временным сейсмическим разрезам, принимались различные аномалии волновой картины: удвоение или увеличение числа фаз, усложнение волновой картины до полной потери корреляции, появление отражено-рассеянных или дифрагированных волн от крутопадающих границ [8]. Упомянутые диагностические признаки были предложены Р.М. Бембелем при анализе пород фундамента Западной Сибири. Для более точного определения положения СЗД на рассматриваемой территории необходимо выполнить детальный сейсмостратиграфический анализ временных сейсмических разрезов.

При подтверждении и нахождении местоположения СЗД, верхняя часть пород фундамента может быть зоной высокой проницаемости пород, которая была заполнена флюидом в процессе дегазации. При наличии над осадочными породами низкопроницаемых пород («покрышек») вероятно сохранение локальных малоразмерных залежей УВ. Более точная локализация перспективных зон возможно после выполнения детальной интерпретации материалов 3Д сейсморазведки и восстановления режима геодинамической активности территории по предлагаемому автором тектоно-седиментационному подходу.

Справедливо будет отметить, что на рассматриваемой территории вокруг месторождения Иджош Север районы скважин № Бос-1 и смежных структур рассматривались предыдущими исследователями [103] как потенциальные перспективные залежи в подошве осадочного чехла и терригенными отложениями Верхнего Бадена (средний миоцен). Однако планировалось вскрыть бурением апикальные зоны пород фундамента, в отличие от предлагаемых автором зоны склоновых областей, сопряженных с возможными СЗД. По данным бурения скважины № Is-X-10 (результаты бурения описаны в начале текущей главы) центральные зоны локальных поднятий фундамента не перспективны как залежи УВ, но по таким зонам возможна миграция УВ в близлежащие объекты, терригенные коллекторы, которые характеризуются благоприятными условиями для образования залежи УВ при наличии пород-покрышек (рис. 4.11).

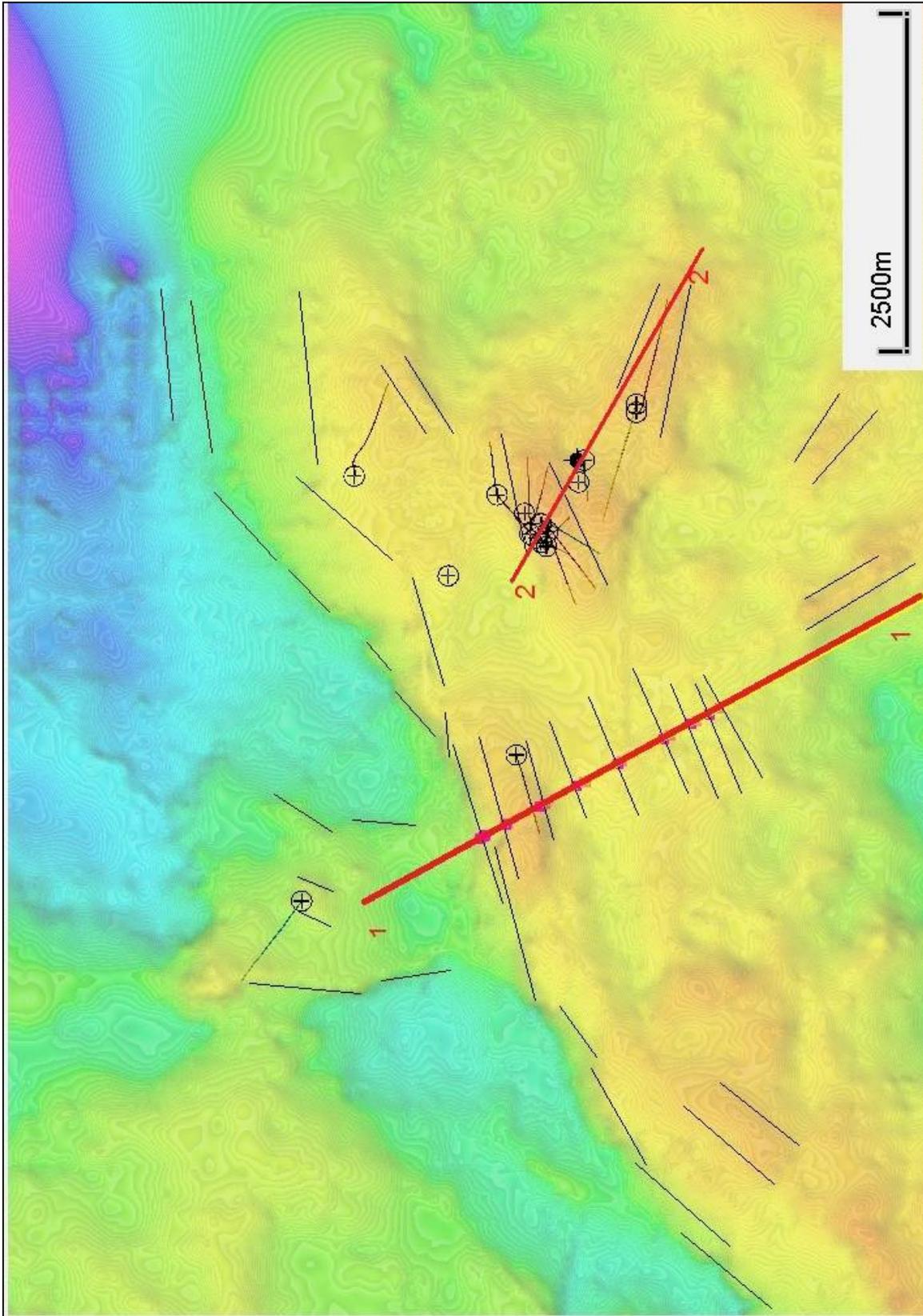


Рисунок 4.1.1 - Карта по ОГ по кровле донеогенового основания (условной кровле фундамента) с указанием положения пробуренных скважин, вариантом интерпретации возможного положения разломов в интервале фундамента [50]

Разломы и трещины, возникшие за счет значительной деформации сдвига, вероятно, имеют гораздо лучшую проводимость, чем трещины типа 1 (объемные трещины растяжения, ориентированные перпендикулярно к наименьшему главному напряжению) [50].

В представленном выше варианте интерпретации показано субширотное азимутальное направление тектонических нарушений по фундаменту, и автор видит получившейся разломной модели противоречие с региональным северо-западным направлением разломов (глава 3, рис. 3.2). А также северо-западная ориентация тектонических блоков фундамента на месторождении Майдан Дубоко была доказана в предыдущей главе. Следовательно, дальнейший структурно-тектонический анализ района месторождения Иджош Север будет критически переоцениваться автором в поисках альтернативной разломной модели, разрешающий указанное противоречие об азимутальном положении разломов в региональном плане.

4.3. Результаты бурения скважины № Is-19 на западном крыле структуры Иджош Север

По данным предыдущего этапа анализа, описанного выше, локальная структура на контакте с фундаментом, представленная отдельным тектоническим блоком, расположена на западном склоне от основной залежи. Изолированный тектонический блок, предложенный для бурения в целях доизучения месторождения Иджош Север, был вскрыт бурением разведочной скважины № Is-19 в январе 2021 г. На рисунке 4.12 приведен фрагмент временного сейсмического разреза через основную залежь, отражающий блоковое строение фундамента и наличие выраженных амплитудных выступов фундамента.

Положение разреза указано на структурной карте по кровле фундамента, где также черным пунктиром нанесено предполагаемое положение тектонических нарушений в кровле фундамента, в соответствии с установленным положением тектонически напряженных зон, и совпадающим с региональным направлением разломов, упомянутым во второй (рис. 2.3) и в третьей главе (рис. 3.2).

На приведенном выше временном разрезе красной окружностью показана локализация отдельного малоразмерного блока фундамента, границы которого связаны с дизъюнктивными нарушениями с двух сторон. На выступе фундамента залегают отложения, характеризующиеся высокой амплитудой ОГ, связываемые с наложением отложений (вероятно, «зона смятия» или результат переотложения осадков с основной залежи). Образование подобных структур согласуется с гипотезой глубинной контракции П.Н. Кропоткина, пульсационной гипотезой М.А. Усова, В.А. Обручева, описанных в работе [26].

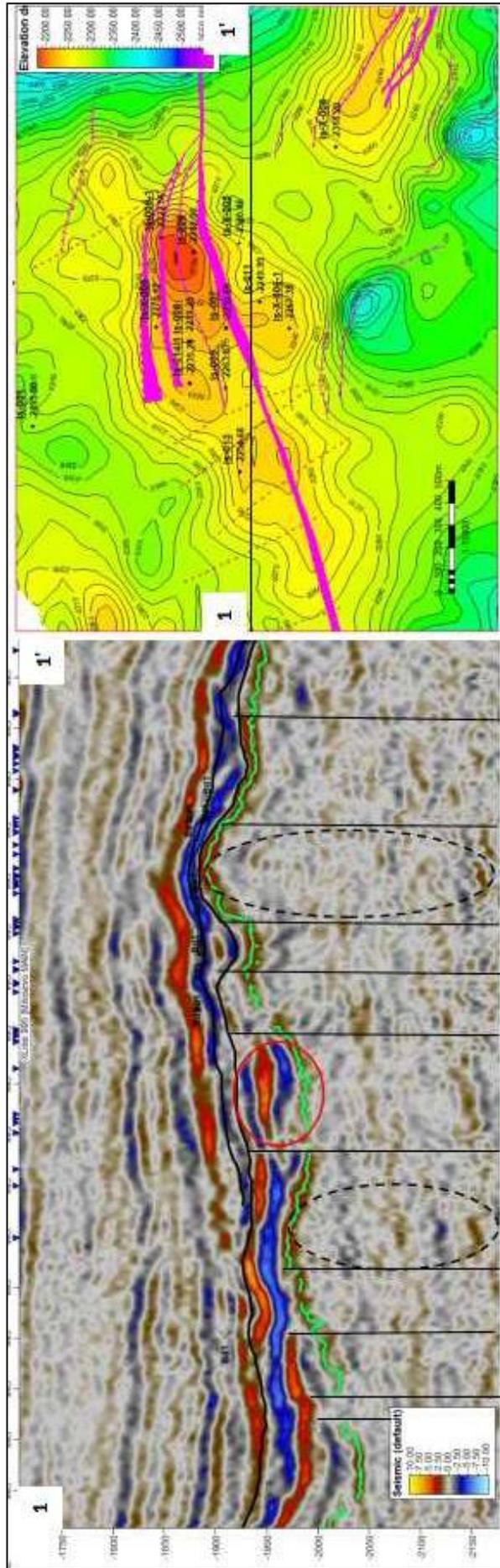


Рисунок 4.12 - Временной разрез с авторской интерпретацией кровли фундамента (зеленый горизонт), разломов и выделением СЗД (черный пунктир) - слева и структурная карта по кровле фундамента (красный пунктир - новое положение разломов) - справа

В эту зону была запланирована и пробурена новая скважина № Is-19.

Ввиду предполагаемого геологического риска, связанного с возможным отсутствием УВ в блоке, скважина закладывалась с устьем в центре основной залежи и возможностью возврата в «уверенную» зону основной залежи. Так как в наклонно-направленной скважине с большим углом наклона (до 30°) отбор керна повышает риски, поэтому скважина пробурена без отбора керна.

В ситуации отсутствия керновых данных подробно изучались материалы, полученные в процессе бурения (отбор шлама, каротаж). Примечательно, что в скважине выделен нефтенасыщенный по данным ГИС объект «Brescia Baden» (брекчия пласта Баден), ранее не установленный на месторождении. Объект представлен переотложенными породами смешанного карбонатно-терригенного состава - мергель и известняк с примесью алевролита и обломками кварца (рис. 4.13).

Согласно результатам рентгеноструктурного анализа (РСА), выполненному в лаборатории ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», шлам, отобранный из интервала, соответствующего пласту «брекчия Баден», представлен породами с высоким содержанием кальцита (64-55 %), примесями доломита (до 3 %), пирита (1-2 %).

Характер описанного гетерогенного состава объекта может объясняться гравитационными процессами, в результате которых карбонатные породы, сформированные в условиях мелководного озера, были переотложены в гипсометрически пониженные области рельефа в результате пульсирующих вертикальных движений фундамента, характерных для района исследования.

Примеси терригенных пород и зерен кварца в карбонатном материале в шламе из интервала указывают на то, что первично отложенные озерные отложения были подвержены процессам переноса. В пользу этой гипотезы указывает наличие дизъюнктивных нарушений, рассмотренных выше и «зоны смятия».

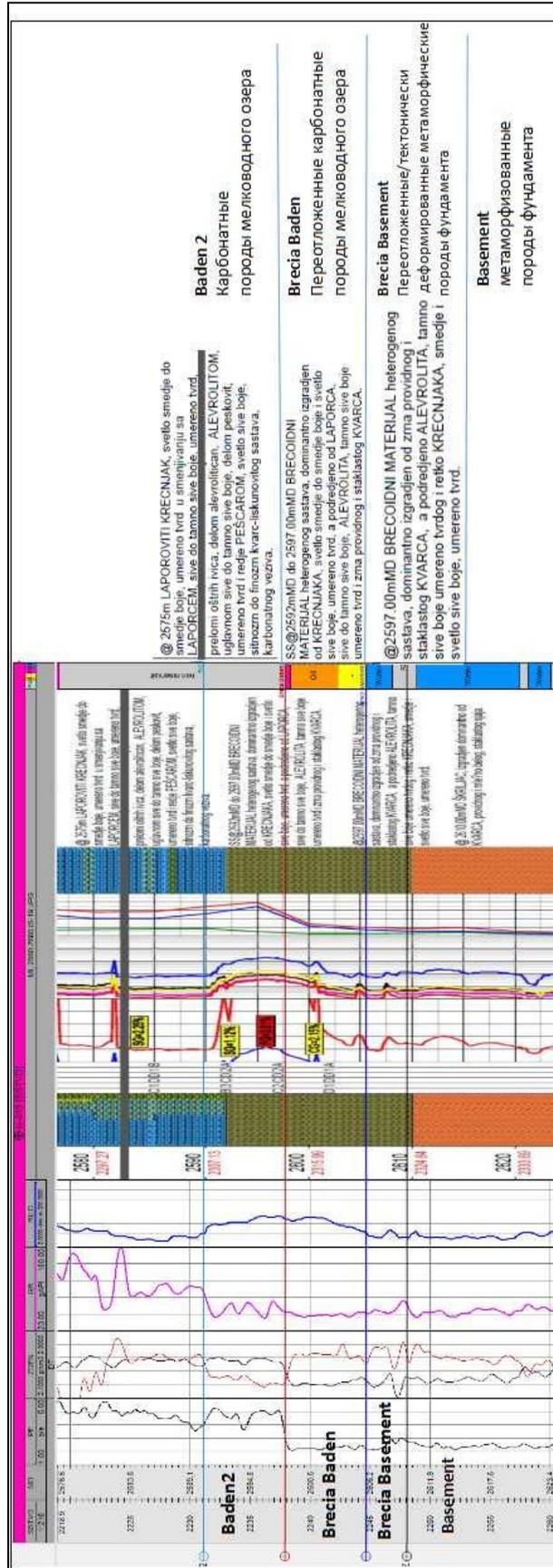


Рисунок 4.13 - Определение объектов по скважине № Is-19 по данным шлама с описанием вмещающих пород

По данным ГИС, опираясь на особенности и принципы корреляции ранее пробуренных скважин, автором была выполнена скважинная корреляция целевых отложений (рис. 4.14).

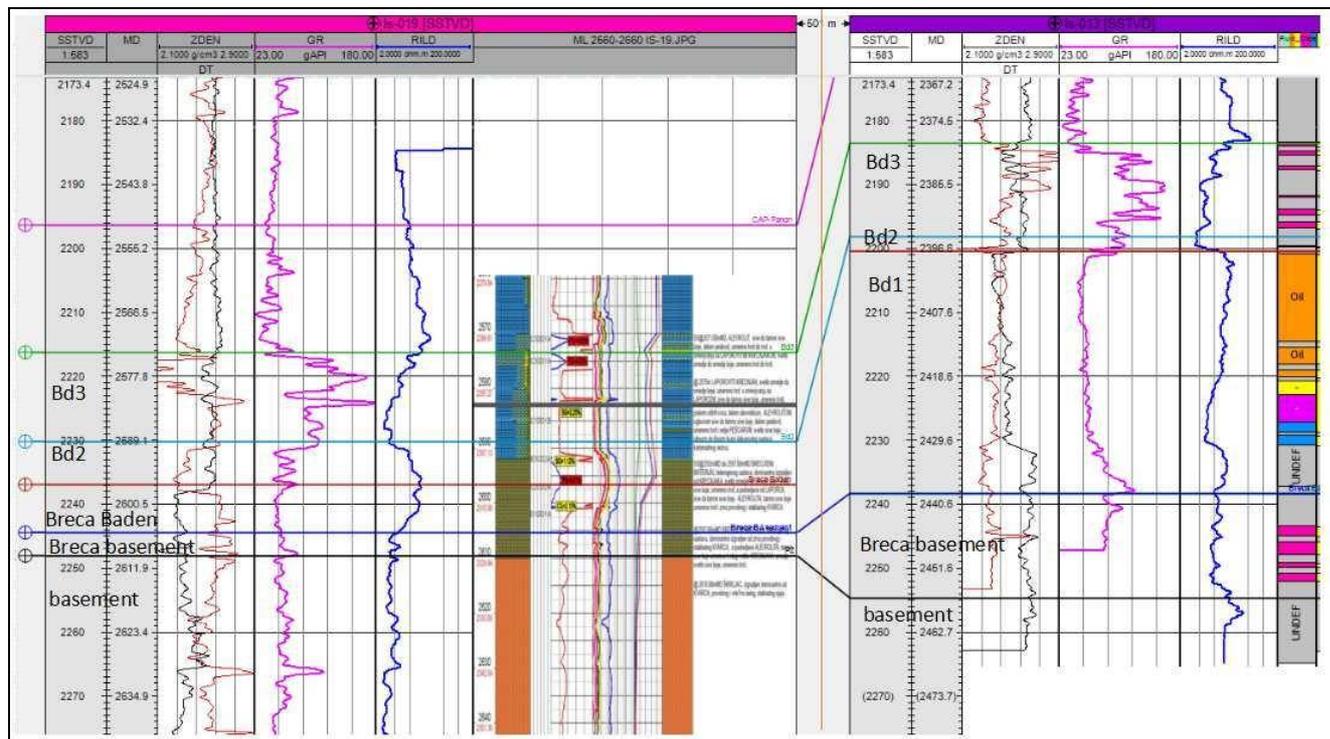


Рисунок 4.14 - Скважинная корреляция пластов по соседним скважинам № Is-19 и № Is-13, разделенных двумя разломами и тектоническим блоком

При корреляции заранее учитывается наличие разломов между скважинами и то, что отложения блока скважины № Is-19 расположены гипсометрически ниже. Условная кровля фундамента предварительно устанавливалась на основании данных бурения на абс. отм. -2248 м: по шламу подтверждается наличие обломков метаморфических пород, подобного по составу пород фундамента в основном блоке. Однако в процессе анализа обнаружено противоречие: по данным ГИС - максимальные значения плотностного каротажа (каротаж черного цвета DEN на рис. 4.14) и сокращение интервала времени прохождения акустических волн (каротаж красного цвета DT) в рассматриваемом интервале отмечаются на 10 м ниже границы, установленной по шламу. На основании этого предполагается, что данные, полученные во время бурения, нужно опустить на 10 м.

Структурные построения были скорректированы на основании полученных данных по скважине № Is-19. В результате обновления тектоно-структурной модели, структурная карта по кровле фундамента (рис. 4.15) отражает морфологию локального выступа фундамента в районе пробуренной скважины № Is-19, образование которого связано с региональным режимом сжатия и со сдвиговыми деформациями.

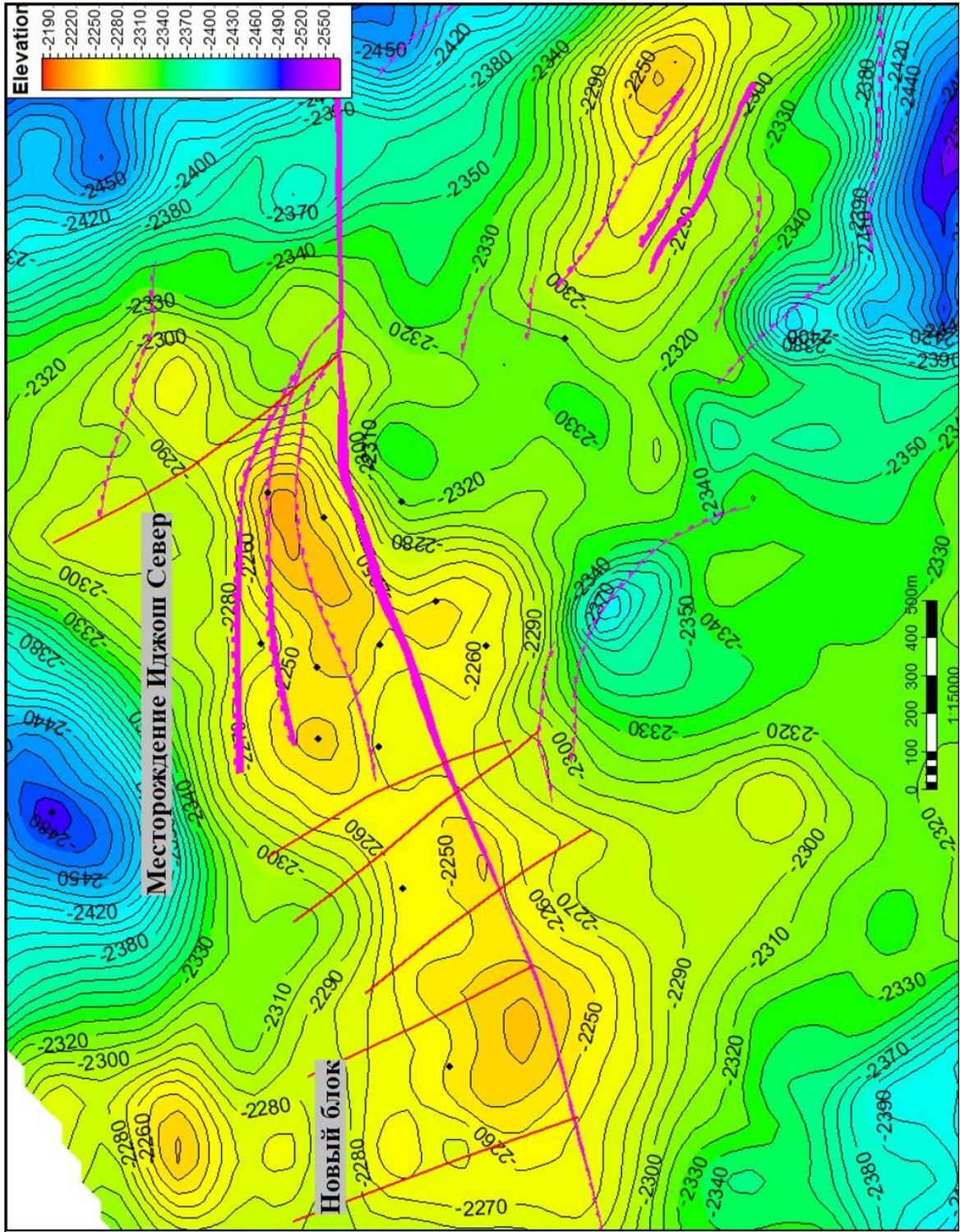


Рисунок 4.15 - Структурная карта по кровле фундамента (по результатам бурения скважины № Is-19) с авторским вариантом положения разломов (красным пунктиром)

Азимутальное положение тектонических нарушений, показанных на рисунке 4.15 соответствуют наличию локального выступа фундамента, который был вскрыт бурением скважины № Is-19. Полученное видоизменение структурной модели требует пересмотра интерпретации данных сейсморазведки, поскольку доказательством наличия локального тектонического блока, образованного в отличных геологических условиях, служат фактические промысловые данные.

Результаты опробования скважины № Is-19 от 5 февраля 2021 г. из интервала перфорации 2600,5-2298 м показали наличие безводной нефти. На 16 февраля 2021 г. суточная добыча нефти составляет 20 т/сут, процент воды составляет 1-3 %. Согласно классификации нефтяных пластов по продуктивности, приведенной Лысенко В.Д. в книге «Разработка нефтяных месторождений» [47], пласт, вскрытый новой скважиной, можно отнести к третьему классу - «нефтяные пласты высокой продуктивности от 10 т/сут до 30 т/сут».

Нефть, полученная из скважины № Is-19 отличается высоким содержанием парафинов (17%), плотность нефти при температуре 15°C составляет 867,5 кг/м³. Сопоставление с параметрами нефти в основной залежи приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Свойства пластовых флюидов месторождения Иджош Север, отложения среднего миоцена (пласт Баден 2).

| № скв. | Is-19 | Is-8 | Is-9 | Is-6 | Is-7 | Is-14/1 | Is-X-4 | Is-X-5 | Is-X-6/1 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|---------|--------|--------|----------|
| Плотность нефти при 15°C, кг/м³ | 867,5 | 858,1 | 862,3 | 857,3 | 855,3 | 855,1 | 860,7 | 865,1 | 853,6 |
| Содержание парафинов, % м/м | 17 | 6,6 | 9,9 | 10,1 | 6,4 | 7 | 14,1 | 6,2 | 5,5 |
| Вязкость при 50°C, мПа/с | 16,8 | - | 8,7 | 6,4 | - | 6,8 | 6 | 6,9 | 5,6 |

Результаты бурения скважин на месторождении Иджош Север подтверждают сложность геологического строения объекта и показывают, как на небольших расстояниях (в пределах 2 км) изменяются геологические условия формирования и трансформации отложений. В частности, новый тектонический блок, вскрытый скв. № Is-19, расположен в пределах 300 метров от основной части залежи, а свойства флюидов указывают на то, что данный блок является отдельной залежью нефти. Это открывает перспективы на поиск подобных малоразмерных блоков/залежей УВ.

Таким образом, на данных месторождения Иджош Север была подтверждена эффективность методики ГРП, предложенная С.Р. Бембелем в работе [12], суть которой заключается в проведении сейсморазведочных работ 3Д МОГТ, обработке материалов по комплексу программ и выделении малоразмерных объектов на временных разрезах в виде субвертикальных зон деструкций, как следов проявления локальной геодинамической активности. «Выделяемая субвертикальная «гирлянда» ловушек, контролируемая отдельной субвертикальной зоной деструкции, может иметь индивидуальный характер насыщения, способный изменяться по площади месторождения».

Описанный опыт планирования и результаты бурения скважины соответствует идеям академика Ю.И. Пиковского о том, что «приуроченность скоплений нефти и газа к крупным активизированным тектоническим структурам глубинного заложения следует исходя из глубинной концепции нефтегазообразования, которая дает для поисковой практики четкие ориентиры» [60].

Текущий этап исследования территории показал, что район месторождения Иджош Север обладает перспективами в плане УВ. Но для обеспечения успешности последующего бурения необходимо уточнять интерпретацию материалов сейсморазведки и детализировать геологическое строение участка, учитывая сложные тектонические трансформации залежи. Детализация геологического строения данного месторождения может быть основой для доразведки подобных малоразмерных сложнопостроенных залежей УВ в регионе.

При последующем этапе детального сейсмогеологического анализа материалов сейсморазведки всей территории автором было проведено уточнение интерпретации ОГ, соответствующего границе между терригенными породами и метаморфизированными породами фундамента. Также выполнена интерпретация тектонических нарушений, которые в данной версии отражают северо-западное азимутальное направление, соответствующее региональным разломам (рис. 4.16).

По мнению автора, полученная конфигурация локальных выступов поверхности кровли фундамента согласуется с текущим положением разрывных нарушений фундамента. На приведенной карте по ОГ кровли фундамента черным овалом показана локализация малоразмерного блока фундамента и месторождения последней пробуренной скважины № Is-19. Сложная ориентация линеаментов на представленной карте обусловлена многостадийными геодинамическими процессами, в том числе ротационными движениями, описанными в части 4.1.2 настоящей главы. Полученные результаты интерпретации отражают общее северо-западное направление линеаментов, которое также обусловлено режимом сжатия и предполагаемым вращением блоков основания против часовой стрелки на изучаемой площади.

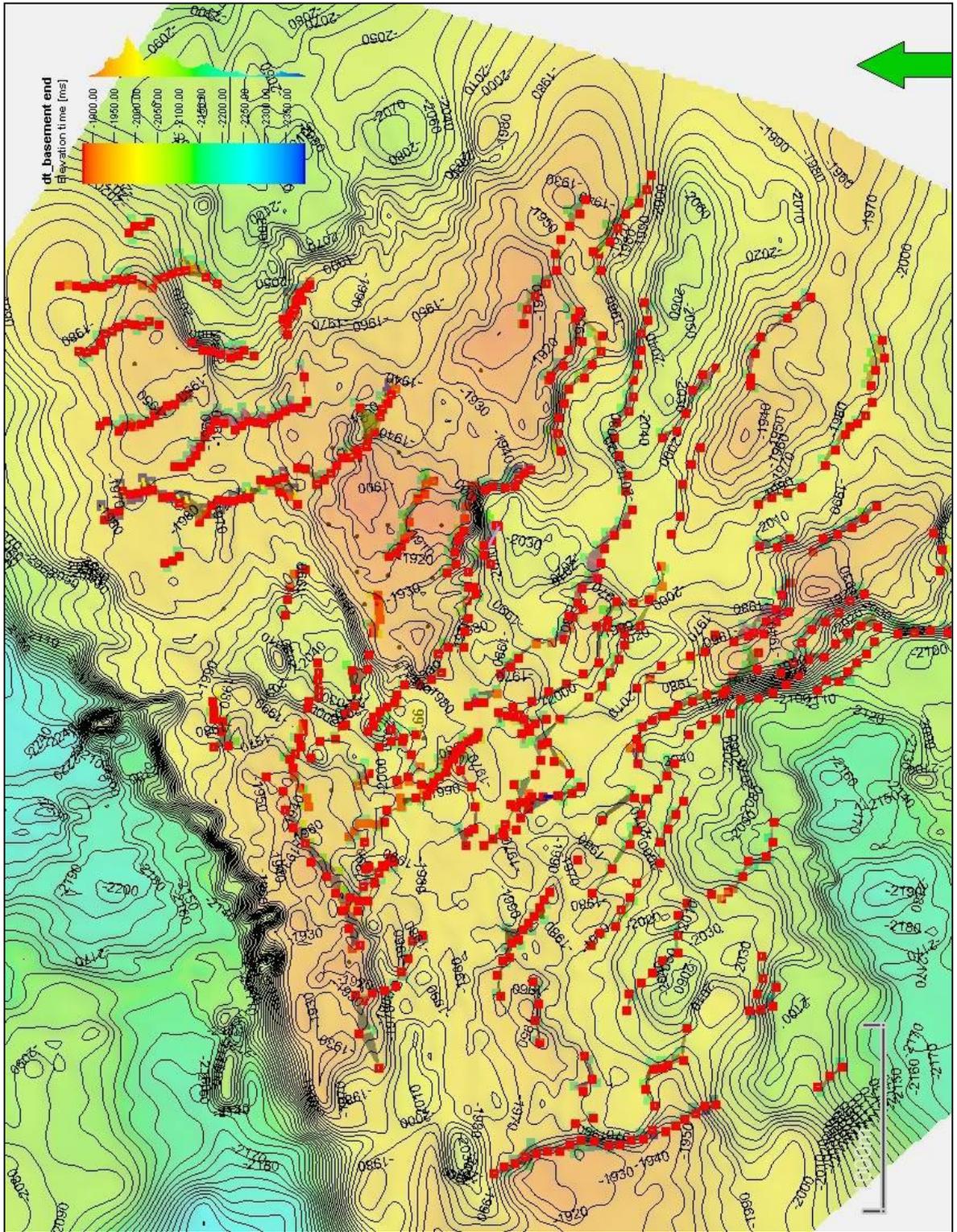


Рисунок 4.16 - Интерпретация ОГ по кровле фундамента (временной домен) с авторским вариантом положения разломов (красные ПОЛИГОНЫ)

Следует отметить наличие противоречия в интерпретации тектонических нарушений, так ранее на рис. 4.11 предполагалось направление разломов, близкое к широтному, а при уточнении интерпретации автором установлено практически перпендикулярное положение тектонических нарушений. Появление этого противоречия объясняется тем, что автором было выявлено две системы разнонаправленных разломных нарушений, связанных с фундаментом и более поздней генерацией, нарушающим только терригенные отложения.

С целью изучения границы между метаморфическими породами и терригенными отложениями, а также характера распределения осадочного материала были построены карты временных толщин (рис. 4.17) между ОГ по кровле фундамента и ОГ по кровле покрывающих карбонатных пород (а) и по кровле терригенных базальных отложений (б).

Оценка характера изменения изопахит в интервале между кровлей фундамента и кровлей пород покрывающих - баденских мелководных отложений показала, что на территории наблюдается сохранение увеличенных временных толщин, локализованных в областях пониженного рельефа кровли фундамента с момента накопления базальных отложений до покрывающих карбонатов баденского времени.

Заполнение локальных депрессий средней площадью 500 тыс.м², совпадает с региональным направлением движения покровов на север и на восток, как обсуждалось в главе 2.

Средняя общая мощность терригенных и переотложенных пород, которыми заполнены погруженные области рельефа приблизительно составляет 100-110 м.

Отдельно следует обратить внимание на области сокращенной мощности временных толщин (нулевые изопахиты) между кровлей фундамента и кровлей конгломератов, которые идентифицируют зоны минимальных скоплений терригенных отложений или их отсутствия. Такие участки на юге площади могут быть связаны с риском отсутствия залежи УВ при бурении (рис. 4.17 б).

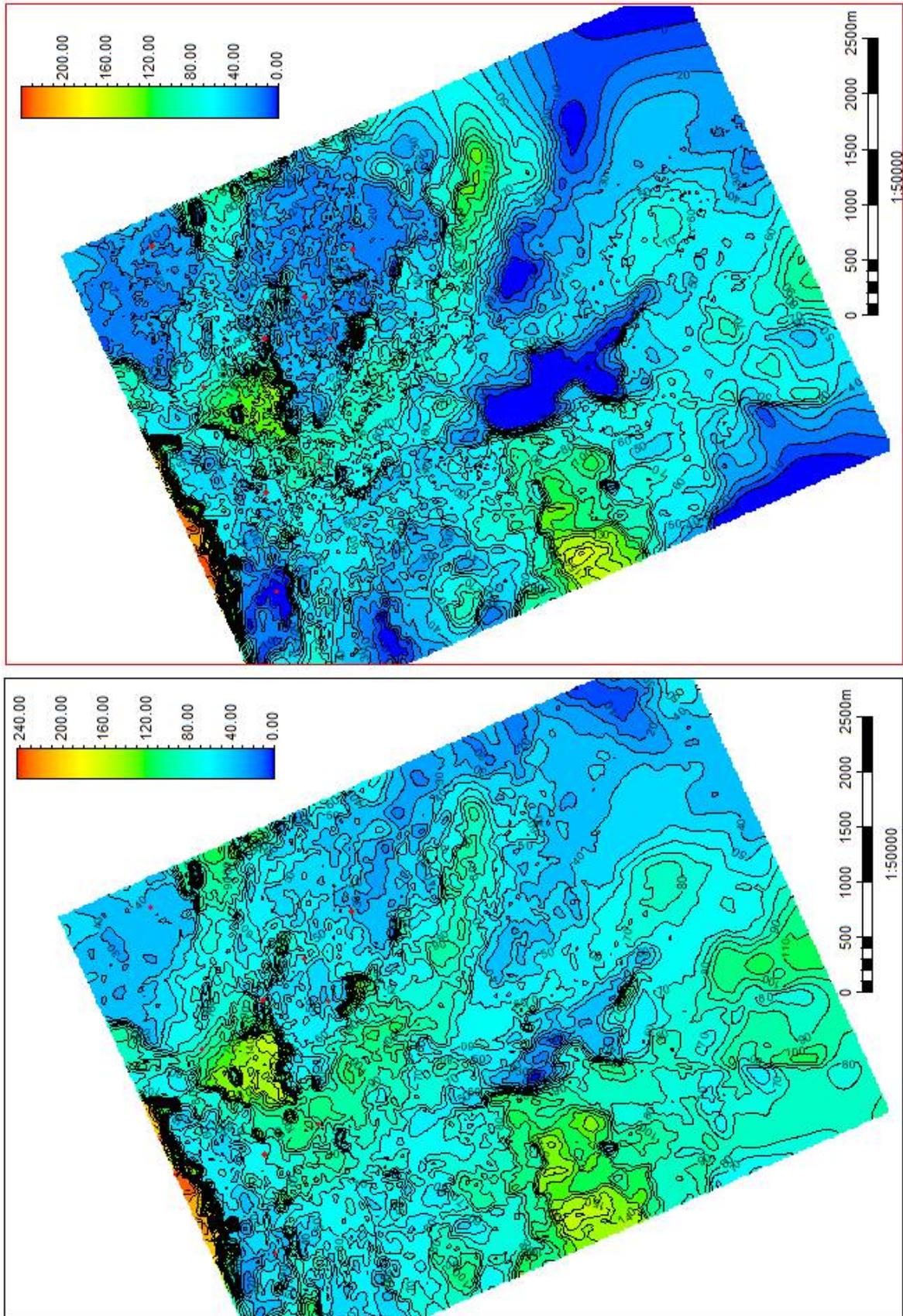


Рисунок 4.17 - Карты изоход между ОГ по кровле фундамента и по кровле карбонатных пород - покрывки (а), между ОГ по кровле фундамента и по кровле конгломератов (б)

Для детального изучения границы между терригенными отложениями и фундамента был рассчитан 3Д атрибут среднеквадратичных амплитуд (рис. 4.18) на исследуемом участке.

Характер отражений по кровле фундамента на разрезе 3Д атрибута среднеквадратичных амплитуд проанализирован на предмет соответствия положения локальных субвертикальных зон деструкций пород и соотношения осадочных пород в районе выступов фундамента.

Примечательно, что усиление среднеквадратичных амплитуд во временном разрезе проявляется на выступах фундамента, где происходит интерференция между карбонатной толщи пород-покрышек и измененных пород фундамента, а в локальных депрессиях появляется дополнительное отражение, которые автор связывает с переотложенными породами (конгломераты и брекчии), подобные тем, которые были вскрыты скважиной № Is-019. Данное наблюдение предлагается использовать при дальнейшей оценке перспектив УВ потенциала изучаемой площади в качестве поискового признака.

В результате выполненных работ решена задача прогноза нефтегазонакопления в базальных отложениях для исследуемых территорий Северного Баната. Предложен план дальнейших этапов исследования территории месторождения Иджош Север и близлежащих участков (рис. 4.19).

На основе атрибутного анализа данных сейсморазведки был выполнен прогноз распространения перспективных зон нефтегазонакопления. Прогнозная карта распространения коэффициента песчаности в интервале базальных отложений (рис. 4.20 б) построена на основе карты-атрибута среднеквадратичных амплитуд в интервале между кровлей фундамента и кровли брекчий (рис. 4.20 а), где теплые оттенки цветов карты ассоциируются с наличием терригенных отложений (генетический тип - брекчии и конгломераты).

По карте атрибута видно, что разломы разделяют предполагаемые зоны наличия коллектора друг от друга, что согласуется с блоковой моделью формирования исследуемых отложений. Эффективность прогноза подтверждена положительными результатами бурения новых разведочных скважин. Полученную модель предлагается использовать в качестве основы для дальнейшей доразведки территории.

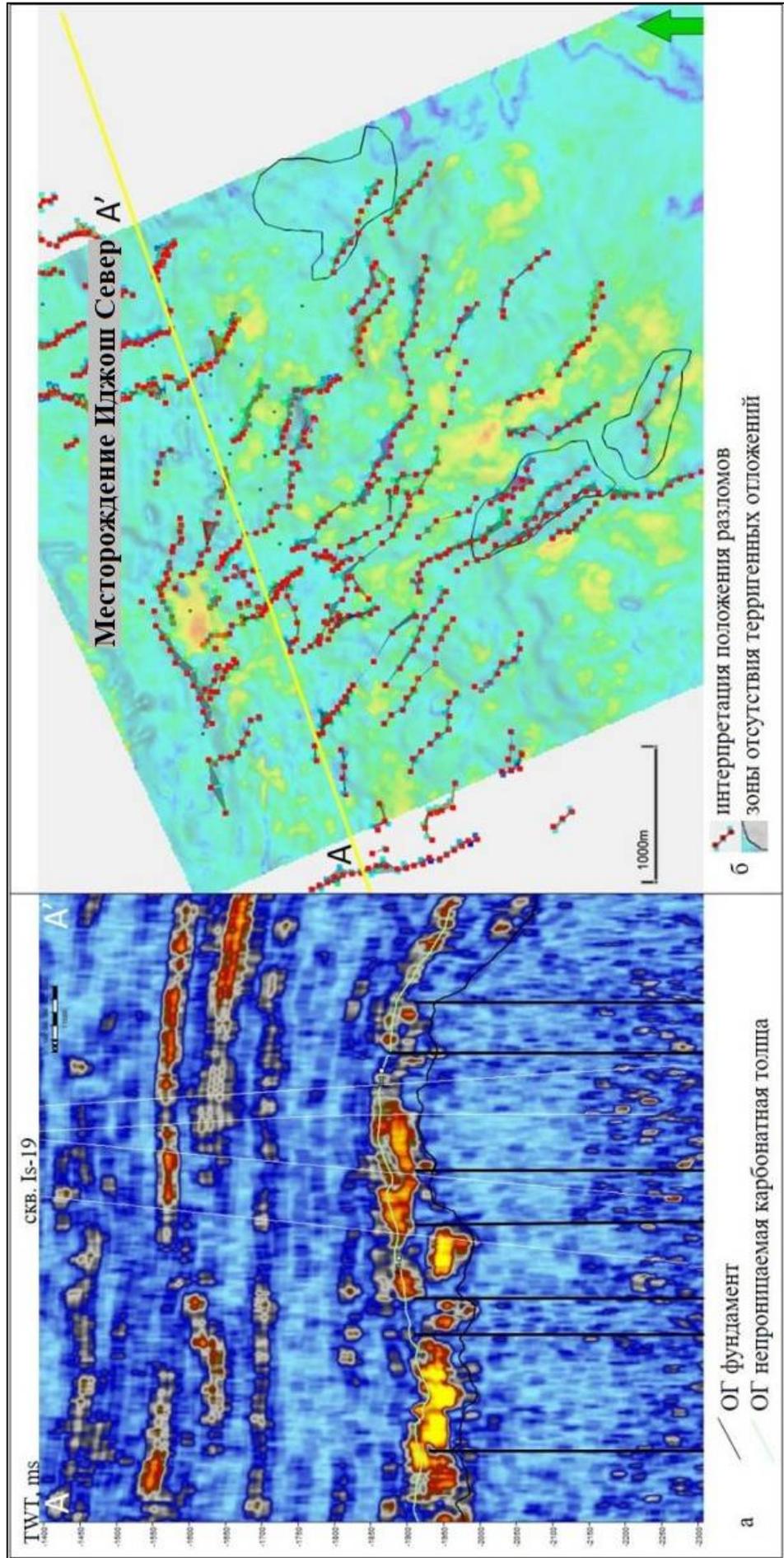


Рисунок 4.18 - Комбинация временного разреза по кубу атрибута RMS амплитуд (а) и карта максимальных амплитуд по кровле фундамента в окне 2 мс (б)

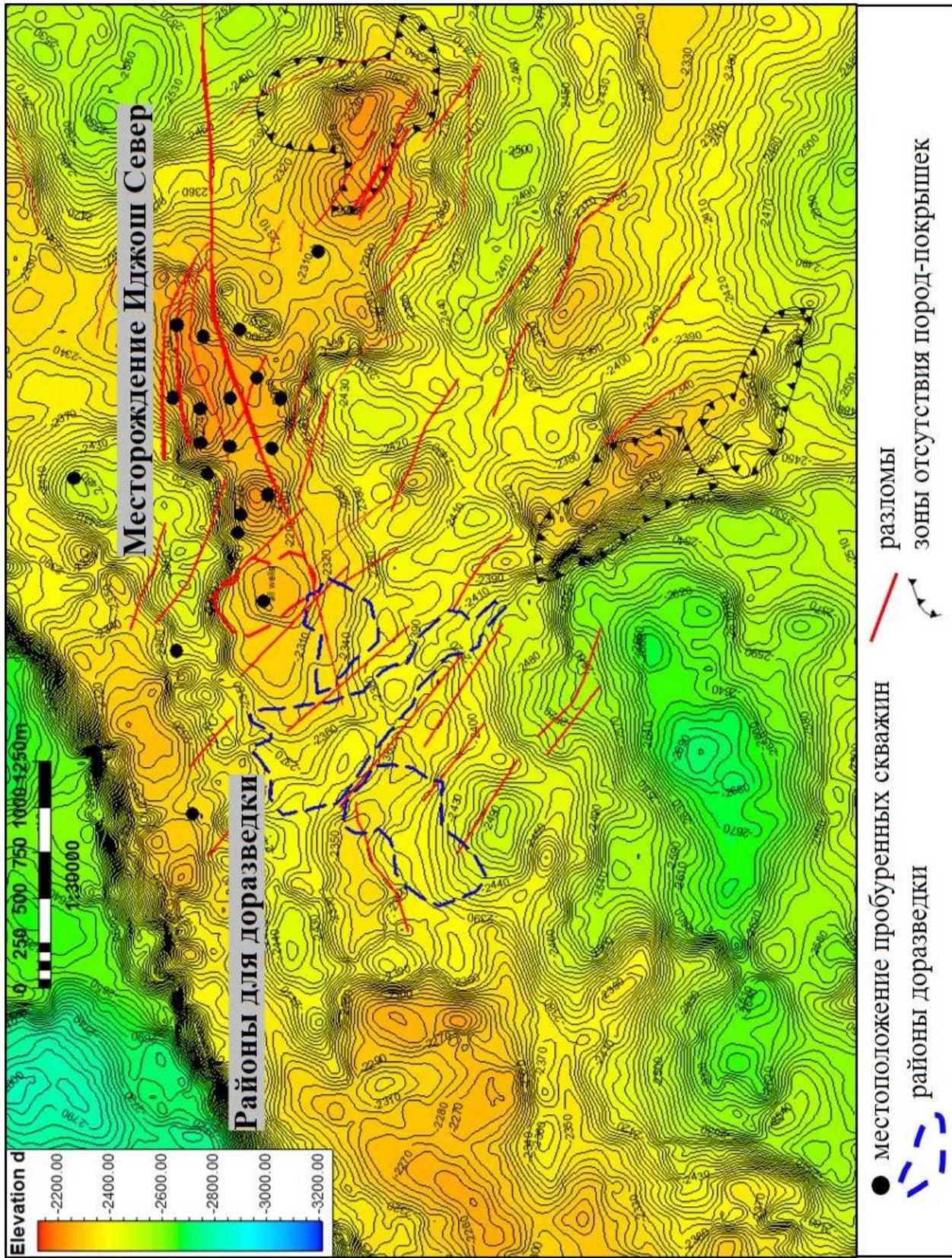


Рисунок 4.19 - Районы для доразведки территории месторождения Иджош Север на карте фундамента

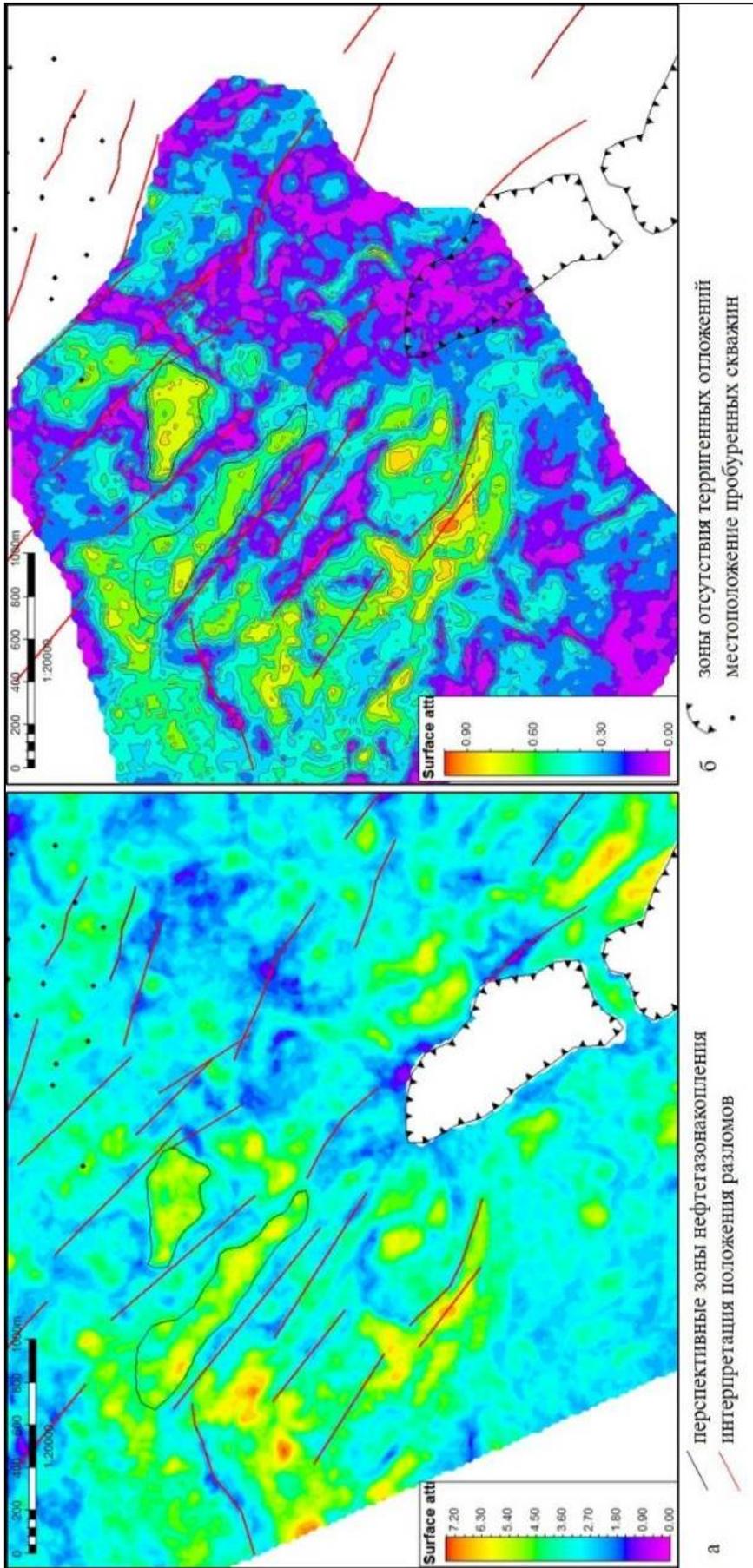


Рисунок 4.20 - Прогноз распространения зон, перспективных на скопление УВ (а) и прогнозная карта распространения параметра NTG (б)

4.4. Выводы по главе

Четвертая глава посвящена результатам применения тектоно-седиментационного подхода для интегрированного анализа строения залежи нефти Иджош Север. Автором созданы модели геологического строения сложнопостроенной залежи нефти пласта Баден 2 и тектоно-структурной модели фундамента, которые проработаны с позиций тектоники и седиментации. Показано, как при детальном и целостном изучении особенностей геологических объектов с точки зрения нескольких предметных областей (геодинамика, сейсморазведка и седиментология) возможно усовершенствовать геологическую модель строения базальных отложений, выделить ключевые характеристики сложнопостроенной залежи УВ. На основании проведенных работ автором выполнен прогноз распространения улучшенных ФЕС коллектора и расположения зон накопления УВ, которые подтверждены результатами эксплуатационного бурения. Таким образом, практическим результатом данного этапа исследовательской работы является фактический прирост запасов нефти по месторождению Иджош Север за счет успешного вскрытия новых участков залежи, ранее не учитываемых. Научным результатом является подтверждение эффективности методики ГРП, предложенной Бембелем С.Р., которая, в частности, основана на выявлении по материалам сейсморазведочных работ областей проявления локальной геодинамической активности.

Основные научные выводы и гипотезы, описанные в главе:

1. Сформулированы и критически рассмотрены две гипотезы формирования отложений на западе исследуемого участка - с позиции седиментации и с позиции тектоники. На основании анализа данных сейсморазведки и кернового материала автором показано, что вторая, тектоническая гипотеза формирования является наиболее вероятной для данной территории.
2. Фактическими материалами подтверждено утверждение, высказанное С.Р. Бембелем [12] о том, что при локализации местоположения участков зон деструкции и определении высокой степени локальности свойств среды следует учитывать возможные существенно более дискретные коллекторские свойства.
3. Формирование складок нагнетания и локальный процесс нефтегазогенерации в каждой СЗД могут приводить к образованию залежей УВ с индивидуальным водонефтяным контактом, характером насыщения и коллекторскими свойствами в пределах даже одного месторождения [8].
4. Склоны, расположенные между локальными поднятиями фундамента и отрицательными структурами, являются перспективными на открытие залежей УВ при наличии сохранных (не нарушенных) «пород-покрышек», так как склон обеспечен осадочным

материалом, связанным с локальными выступами фундамента и приуроченными к ним зонами деструкции горных пород и наиболее вероятно насыщение пород-коллекторов УВ.

5. Для залежей УВ, расположенных вблизи разломных зон (с дизъюнктивными нарушениями), наблюдается наличие двух факторов. Первый - это наличие разлома, может обеспечивать миграцию УВ, что положительно влияет на формирование залежи - насыщение коллектора. Второй - это породы покрышки и/или коллектор могут быть разрушены в результате тектонических процессов и поэтому не могут сохранить залежь УВ, что приводит к проблемам «промытых ловушек».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения исследовательской работы описаны геодинамические характеристики объектов, расположенных на территории юго-западной части Паннонского бассейна. Разработан специальный подход интегрированного изучения СПО - «тектоно-седиментационный подход» на основании которого предложен план дальнейших этапов исследования территории месторождения Иджош Север и близлежащих участков.

Впервые для сложнопостроенных залежей нефти и газоконденсата Майдан Дубоко и Иджош Север, расположенных на территории Республики Сербия, выполнен интегрированный анализ геологического строения на основе тектоно-седиментационного подхода.

Установлены тектонические и седиментационные особенности базальных отложений, контролирующих зоны нефтегазонакопления.

Выявлены сейсмогеологические критерии для определения локализации малоразмерных залежей УВ, связанных с локальными выступами фундамента.

Выполнен прогноз распространения перспективных зон нефтегазонакопления, эффективность прогноза подтверждена положительными результатами бурения новых разведочных скважин.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы

1. На основании изученных геолого-геофизических данных по юго-западной части Паннонского бассейна показано, что сложнопостроенные малоразмерные залежи УВ расположены в непосредственной близости к сдвиговым и разломным зонам. Корректная интерпретация положения разломов на контакте фундамента и осадочного чехла и понимание механизма формирования близлежащих структур значительно повышает вероятность открытия новых залежей УВ.

2. Разработан алгоритм анализа малоразмерных сложнопостроенных залежей УВ на основе тектоно-седиментационного подхода, который позволяет интегрировать несколько направлений анализа, выявлять и учитывать особенности строения залежей, оказывающие наибольшее влияние на нефтегазоносность. Применение авторского алгоритма на различных типах отложений повысил эффективность прогноза перспективных зон скопления УВ.

3. В работе представлены основные принципы тектоно-седиментационного подхода на примере двух классов сложнопостроенных залежей: залежи в метаморфизированных породах фундамента (месторождение Майдан Дубоко) и залежи в терригенных отложениях на границе с

кристаллическим фундаментом (месторождение Иджош Север). Подробно описан непосредственный процесс выполнения анализа малоразмерных сложнопостроенных залежей, основанный на авторском подходе, указаны ключевые процессы комплексного анализа данных, которые играют важную роль при принятии дальнейших производственных решений.

4. Установлено, что при тектоно-структурном анализе необходимо учитывать возможные ротационные и сдвиговые механизмы при формировании структур, которые могут способствовать разрушению малоразмерных залежей или их формированию.

5. На примере изучения залежей УВ Паннонского бассейна показано, что правильное понимание и корректное воспроизведение механизма формирования сложнопостроенных малоразмерных залежей УВ, обусловленных сдвиговыми и ротационными тектоническими процессами оказывают положительный эффект на результаты разведки и разработки месторождений УВ Паннонского бассейна.

6. Установлено наличие режима сдвиговой и сдвигово-ротационной тектоники при формировании и трансформации залежей нефти и газоконденсата месторождения Майдан Дубоко, в результате которых были образованы сложнопостроенные объекты, имеющие блоковую структуру.

7. Выполненная детализация геологического строения залежи нефти месторождения Иджош Север позволила обосновать связь между тектоническими и седиментационными факторами формирования залежи, определить блоковую структуру месторождения. Результаты прогноза зон нефтеносности позволили наметить перспективы дальнейшей доразведки и разработки месторождения.

СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- ЗД - трехмерный;
- ВНК - водонефтяной контакт;
- ГВК - газонефтяной контакт;
- ГИС - геофизические исследования скважин;
- ГНК - газонефтяной контакт;
- ГРР - геологоразведочные работы;
- ГТО - генетический тип отложений;
- Кп - коэффициент пористости;
- Кво - коэффициент остаточной водонасыщенности;
- МОГТ - метод общей глубинной точки;
- НИС - Нефтяная Индустрия Сербии;
- НТЦ - научно-технический центр;
- ОГ - отражающий горизонт;
- ПО - программное обеспечение;
- РИГИС - результаты интерпретации ГИС;
- СЗД - субвертикальные зоны деструкций (горных пород);
- СПЗ - сложнопостроенные залежи;
- СПО - сложнопостроенные объекты;
- тнз - тектонически напряженные зоны;
- УВ - углеводороды;
- УВС - углеводородные системы;
- УРД - углефицированный растительный детрит;
- ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;
- AI - acoustic impedance (акустический импеданс);
- Bd - Baden (Баден);
- DEN - density (плотностной каротаж);
- DT - delta time (интервальное время пробега волны);
- Ннн - эффективная нефтенасыщенная мощность (пласта);
- RMS - root mean square (среднеквадратичные);
- FMI - formation microimage (азимутальный электрический микроимиджер);

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ажгирей Г. Д. Структурная геология, -М.: изд-во Московского ун-та, 1956. – 493 с.
2. Барабошкин, Е. Ю. Перерывы в геологической летописи: проблемы и способы решения / Е. Ю. Барабошкин. — Текст : непосредственный // Соросовский образовательный журнал, том 7. — 2001. — № 1. — С. 57-63.
3. Белов А. А. Альпы, Балканы и Большой Кавказ в палеозое (сравнительная характеристика тектонического развития) // Бюллетень МОИП. Отд. геол., 1971, т. 46, – № 6. – С. 5-25.
4. Белов А. А. Тектоника доальпийского основания Паннонской межгорной впадины // Геотектоника, 1972. – № 2. –С. 80-92.
5. Белов А.А. Тектоническое развитие Альпийской складчатой области в палеозое. – Тр. ГИН АН СССР, вып. 347. – М.: Наука, 1981. – 211 с.
6. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. – М.: Госгеолтехиздат, 1953. – 606 с.
7. Белоусов В.В., Гзовский М.В. Экспериментальная тектоника. – М.: Недра. 1964. – 118 с.
8. Бембель Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов [текст] / Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р.– Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
9. Бембель С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / С. Р. Бембель, – Тюмень: ТИУ, 2016. – 215 с.
10. Бембель С. Р. Концепция дегазации, геодинамика и флюидодинамика и их геосолитонная составляющая при прогнозе и картировании залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство, 2011. – № 12. – С. 84–88.
11. Бембель С. Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деструкции и характере распределения залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство, 2010. – №4. – С. 38–41.
12. Бембель С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири [текст] / С. Р. Бембель. - Тюмень. Шадринск: изд. ОГУП «Шадринский дом печати», 2010. – 182 с.
13. Бетехин А. Г. Курс Минералогии: учебное пособие / А. Г. Бетехин; под науч. ред. Б. И. Пирогова и Б. Б. Шкурского. – М.: ИД КДУ, 2018. – 736 с.
14. Блауберг И. В., Юдин Э. Г. Становление и сущность системного подхода. – М.: Наука, 1973. – 270 с.

15. Булин Н. К., Егоркин А. В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. – М.: ЦентрГЕОН, 2000. – 192 с.
16. Бурзунова Ю. П. Трещины горных пород вблизи разломов: особенности применения структурно-парагенетического анализа // Геодинамика и тектонофизика, 2017. – Т. 8, – № 3. – С. 673–693.
17. Вендров А. М. Проектирование программного обеспечения экономических информационных систем: Учебник. - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2006. – 544 с.
18. Вернер, Э. Геохимический анализ фаций / Э. Вернер, – М.: Недра, 1976. — 127 с.
19. Викулин А.В. Мир вихревых движений: Монография / Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2008. – 230 с.
20. Волянская В.В. Методологические аспекты построения структурно-тектонических моделей разного иерархического уровня // Нефтяное хозяйство, 2018. – № 5. – С. 14–17.
21. Вопросы структурной геологии: Сборник статей под ред. А. И. Родыгина. – Томск: Изд-во Томского ун-та, 1986. – 156 с.
22. Воскресенский Ю. Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов: учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001. – 312 с.
23. Гзовский М. В. Основы тектонофизики. – М.: Недра, 1975. – 536 с.
24. Глобальные и региональные закономерности формирования и распространения ресурсов и скоплений углеводородов и механизмы процессов нефтегазонакопления [Электронный ресурс] / Б. М. Валяев [и др.] // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – Вып. 2(6). – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_6/valyaev.html.
25. Гольдин С. В. Дилатансия, переупаковка и землетрясения // Физика Земли, 2004. – № 10. – С. 37-54.
26. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) // Отв. ред. акад. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. – М.: ГЕОС, 2012. – 516 с.
27. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов. – М.: Недра, 1982. – 230 с.
28. Дулич И. Геология и перспективы нефтегазоносности территории Сербии, Черногории и Боснии и Герцеговины, Внутренняя документация ООО “НТЦ НИС

- Нафтагас”, Нови сад, 2015. – 189 с.
29. Елисеев В. И. Закономерности образования пролювия. – М.: Недра, 1978, – 232 с.
 30. Жуковская Е. А., Милей Е. С., Цуканова Е. Ф., Ежов К. А., Гогич А. Новые перспективы месторождения Кикинда (Сербия) // Нефтяное хозяйство, 2018. – №12. – С. 60-62.
 31. Зобак М. Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 480 с.
 32. Изотов Л. А. (1977) О комбинированных структурах Юго-Западного Синегорья: Тез. докл. XXIV науч.-техн. Конф. ДВПИ. – Владивосток: НТО Горное. – С. 12-13.
 33. Карпов В. А. Ловушки углеводородов в геодинамическом поле // Нефтяное хозяйство, 2013. – №2. – С. 20-24.
 34. Кац Я. Г., Полетаев А. И., Румянцева Э. Ф. Основы линеаментной тектоники. – М.: Недра, 1986. – 144 с.
 35. Киссин А. Ю. Закономерности размещения и прогноз месторождений полезных ископаемых на основе модели блоковой складчатости: автореферат дис. доктора техн. наук: 25.00.11 / Киссин Александр Юрьевич. – Пермь, 2009. – 44 с.
 36. Киссин И. Г. Современный флюидный режим земной коры и геодинамические процессы // Флюиды и геодинамика: материалы Всерос. симпозиума «Глубинные флюиды и геодинамика» (Москва, 19-21 нояб. 2003 г.) / [отв. ред. Ю. Г. Леонов, И. Г. Киссин, В. Л. Русинов]; Геологический институт РАН. – М.: Наука, 2006, – С. 181-201.
 37. Копп М. Л. Мобилистическая неотектоника платформ юго-восточной Европы / Отв. ред. Ю. Г. Леонов. – М.: Наука, 2004. – 340 с. (Труды Геологического института РАН; Вып. 552).
 38. Корчуганова Н. И. Новейшая тектоника с основами современной геодинамики. Методическое руководство. – М.: Геокарт, ГЕОС, 2007. – 354 с.
 39. Косыгин Ю. А. Тектоника. 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1988, – 462 с.
 40. Красилов В. А. Меловое нефтегазонакопление // Тихоокеанская геология, 1983. – №5. – С. 80-89.
 41. Кропоткин П. Н. Тектоническое развитие Средиземноморья в свете геофизических данных //Тектоника Средиземноморского пояса. – М.: Наука, 1980. – С. 99-104.
 42. Кузнецов В. Г. Литология. Основы общей (теоретической) литологии. Учебное пособие для вузов. – М.: Научный мир, 2011. – 360 с.
 43. Кутейников Е. С., Кутейникова Н. С., Патлаха Е. И., Смирнов А. В. Структурный

- анализ при палеогеодинамических реконструкциях. – М., 1994. – 256 с.
44. Леонов М. Г. Труды Геологического института / Геол. ин-т РАН. – М.: Изд-во АН СССР, 1932-1964. – М.: Наука, 1964. Вып. 575: Тектоника консолидированной коры / М. Г. Леонов; [отв. ред. Ю. О. Гаврилов], 2008. – 457 с.
 45. Леонов М.Г. Зеленосланцевый метаморфизм — опыт геодинамического анализа. — М.: Наука, 1988. — 134 с. — (Тр. ГИН; Вып. 433).
 46. Лисицын А. П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. – М.: Наука, 1988. – 309 с.
 47. Лысенко В. Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009. – 552 с.
 48. Милей Е. С., Бембель С. Р. Картирование тектонических особенностей формирования залежей УВ Паннонского бассейна на основе комплекса геофизических исследований и керновых данных // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том I / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – С. 309-310.
 49. Милей Е. С., Бембель С. Р. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения // Известия вузов. Нефть и газ, 2020, № 4. – С. 21-35.
 50. Милей Е. С., Бембель С. Р. Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента // Известия вузов. Нефть и газ, 2020, №3. – С.8-19.
 51. Милей Е. С., Жуковская Е. А., Стулов Л. Г. Модель седиментации базальных горизонтов терригенного комплекса среднего миоцена месторождения Иджош Север (Сербия) // Геофизика, 2018. – № 4. – С. 67-74.
 52. Милей Е. С., Тугарова М. А., Белозеров Б. В., Пилипенко М. А., Геологическое моделирование нефтяных залежей кристаллического фундамента Паннонского бассейна (на примере месторождения Майдан Дубоко) // Нефтяное хозяйство 2018. – №5. – С. 24-29.
 53. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
 54. Муслимов Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов

// Нефтяное хозяйство, 2007. – № 3. – С. 24–29.

55. Николаев В. Г. Паннонский бассейн (строение осадочного чехла и развитие). – М.: Наука, 1986. – 103 с. (Труды ГИН АН СССР; Вып. 406).
56. Николаев В.А. Методика геодинамического районирования на основе факторного и кластерного анализа: На примере Восточно-Европейской платформы, Паннонского бассейна и Северной Евразии в целом автореф. диссертации доктора г.-м. наук, – М., 2005. – 318 с.
57. Николаев Н. И. Новейшая тектоника и геодинамика литосферы. – М.: Недра, 1988. – 491 с.
58. Отчет по подсчету запасов углеводородов месторождения Майдан. – Нови Сад, 2009, внутренняя документация НИС Нафтагаз. Отв. исп. Деян Маркович. –50 с.
59. Пейве А. В., Зоненшайн Л. П., Книппер А. Л. и др. Тектоника Северной Евразии: Объясн. зап. к тектонической карте Северной Евразии масштаба 1:5 000 000. – М.: Наука, 1980. – 220 с.
60. Пиковский Ю. И. Проблема нефтегазообразования: выход из тупика? (дискуссии о происхождении нефти и природного газа) // Генезис углеводородных флюидов и месторождений: сб. ст. / Отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 38–55.
61. Полетаев А. И. Ротация — ключ к пониманию структурного преобразования Земли // Актуальные проблемы региональной геологии и геодинамики: XII Горшковские чтения. Материалы конференции, посвященной 101-й годовщине со дня рождения Г. П. Горшкова (1909–1984), МГУ, 26 апреля 2010 г. / Под ред. Н. В. Короновского. – М.: МГУ, 2010. – С. 16–18.
62. Попов А. Ю. Определение поисковых критериев для проведения геолого-разведочных работ в регионе на основании комплексного изучения месторождения-спутника (регион Северный Банат, республика Сербия) / А. Попов, А. Родионов, Е. Милей и др. // Нефтяное хозяйство, 2016. – № 1. – С. 24-27.
63. Приложение №1 К протоколу заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых № 268 от «13» ноября 2015 г. – 38 с.
64. Прогнозирование нефтегазоносности в регионах со сложным геологическим строением / Под научной редакцией В.Ю. Керимова. - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2015. – 404 с.
65. Прошляков Б. К., Кузнецов В. Г. П 78 Литология: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1991. – 444 с.

66. Пушаровский Ю. М. Краевые прогибы, их тектоническое строение и развитие. – М.: Изд-во Академии наук СССР, 1959. – 154 с. – (Труды Геологического института; вып. 28).
67. Родкин М. В. Флюидометаморфогенная модель сейсмотектоногенеза // Флюиды и геодинамика: Материалы Всерос. симпозиума «Глубинные флюиды и геодинамика» (Москва, 19-21 нояб. 2003 г.) / [отв. ред. Ю. Г. Леонов, И. Г. Киссин, В. Л. Русинов]; Геологический институт РАН. – М.: Наука, 2006. – С. 181-201.
68. Русинов В. Л. Взаимодействие флюидных потоков и сдвиговых деформаций в литосфере: механизмы и геологические следствия // Флюиды и геодинамика: Материалы Всерос. симпозиума «Глубинные флюиды и геодинамика» (Москва, 19-21 нояб. 2003 г.) / [отв. ред. Ю. Г. Леонов, И. Г. Киссин, В.Л. Русинов]; Геологический институт РАН. – М.: Наука, 2006. – С. 105-119.
69. Сербия. – Текст : электронный // Большая российская энциклопедия : [сайт]. – URL: <https://bigenc.ru/geography/text/3657248>
70. Справочник по геологии нефти и газа. Под. ред. Н. А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
71. Структуры латерального выжимания в Альпийско-Гималайском коллизионном поясе / М. Л. Копп; [Рос. фонд фундам. исслед.]. – М.: Научный мир, 1997. – 312 с. (Труды / Рос. акад. наук, Геол. ин-т; Отв. ред. Ю. Г. Леонов).
72. Суворов А. И. Структурный фактор в диагностике и оценке амплитуд крупных литосферных перемещений // Проблемы геодинамики литосферы: сб. ст. – М.: Наука, 1999. – С. 110–124.
73. Тверитинова Т. Ю., Викулин А. В. Геологические и геофизические признаки вихревых структур в геологической среде // Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле, 2005. – № 5. – С. 59–77.
74. Тугарова М.А., Жуковская Е.А. Атлас типовых фаций / под научн. ред. Б. В. Белозерова. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. – 142 с.
75. Фомкин А. В. Научно-методические основы исследований и разработки сложнопостроенных объектов нефтяных месторождений: автореф. дис. доктора техн. наук: 25.00.17. – М., 2019. – 48 с.
76. Фролов В. Т. Литология: учеб. пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 352 с.
77. Хаин В. Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). – М.: Научный мир, 2001. – 606 с.
78. Цуканова Е. Ф., Ежов К. А., Милей Е. С. Методика изучения тонкослоистых

- коллекторов с целью повышения добычи и перспективного бурения // Скважинные исследования - технологии будущего-2018: матер. конфер. ЕАГО, <http://mooeago.ru/course/view.php?id=18>.
79. Чамов Н. П., Соколов С. Ю., Гарецкий Р. Г., Патица И. С. Строение и эволюция древних и современных тектоно-седиментационных систем // Геотектоника, 2019. – № 3. – С. 42-60.
 80. Шустер В. Л., Лепянт В. Б., Элланский М. М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). – М.: Изд-во «Техника», ТУМА ГРУПП, 2003. – 176 с.
 81. Эндогенные рудоносные брекчиевые образования. Методические рекомендации по выявлению эндогенных брекчиевых образований различных генетических типов и оценке их потенциальной рудоносности применительно к задачам Госгеолкарт. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2018. – 104 с.
 82. Яфязова Р. К. Основные закономерности формирования селевых конусов выноса (на примере северного склона Заилийского Алатау): автореф. дис. канд. географ. наук. – Алматы, 1998. – 21 с.
 83. Balázs Koroknai, Géza Wórum, Tamás Tóth, Zsuzsa Koroknai, Viktória Fekete-Németh, Gábor Kovács, Geological deformations in the Pannonian Basin during the neotectonic phase: New insights from the latest regional mapping in Hungary, *Earth-Science Reviews*, Volume 211, 2020, 103411, ISSN 0012-8252, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0012825220304578>
 84. Boccaletti M., Horvath F., Loddo M. et al. The Tyrhenian and Pannonian basins: a comparison of two Mediterranean interarc basins // *Tectonophysics*. 1976. Vol. 35, N 1/3, pp. 45-69.
 85. Čanović M., Kemeneci R. 1988: Mezozoik podine Panonskog basena u Vojvodini. *Matica Srpska*, st. 337, Novi Sad.
 86. Čanović M., Kemeneci R. 1999: Geologic setting of the Pre-Tertiary basement in Vojvodina (Yugoslavia). Part II: The north part of the Vardar zone in the south of Vojvodina. *Acta Geologica Hungarica*, 42/4, pp. 427-449, Budapest.
 87. Ćirić, B. M. *Geologija Srbije, građa i razvoj Zemljine kore*. – Beograd: Zavod za kartografiju GEOKARTA, 1996. 273 p.
 88. Cvijić Predrag. *Izveštaj o petrološkom ispitivanju jezgara*. – Novi Sad: NIS NTC, 2016, pp. 7-40.
 89. Dolton, G. L., 2006, Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808) -Petroleum

- geology, total petroleum systems, and petroleum resource assessment: U.S. Geological Survey Bulletin 2204–B, 47 p.
90. E. Zhukovskaja, E. Milei. Oil reservoirs in basal terrigenous sediments of the sedimentary cover of different types of basins.// IAS Meeting of sedimentologists, Rome, September 10th-13th 2019. 83p.
 91. Elaborat o rezervama nafte lezista Bd naftnog polja Idjos Sever, Interna dokumentacija NIS NTC, Novi Sad, oktobar 2017. 125 p.
 92. F. Horváth, B. Musitz, A. Balázs, A. Véghe, A. Uhrin, A. Nádor, B. Koroknai, N. Pap, T. Tóth, G. Wórum Evolution of the Pannonian basin and its geothermal resources, *Geothermics* 53 (2015), pp. 328–352.
 93. Gogic A., Milei E., Zhukovskaia E. Facial model as a key for successful exploitation: case study, Pannonian basin, Late Miocene // In: A sedimentary journey through 3billion years in the new world. 2018. V. 2. P. 870.
 94. Grubic, A., Petrovic, B., Antonijevic, I., Pesic, L. i Djokovic, I. (1977): Genesis of the Hercynides in the central part of the Balkan Peninsula. Proceedings of the XI Congress of the Carpathian-Balkan Geological Association, Tectonics, str. 92-100. Kiev, 1980.- Rezime: Abstracts, str.104. Kiev, 1977.
 95. Horvath F. 1993: Towards a mechanical model for the formation of the Pannonian basin. *Tectonophysics*, 226, pp. 333-357.
 96. Horvath F. 1995: Phases of compression during the evolution of the Pannonian Basin and its bearing on hydrocarbon exploration. *March. Petrol. Geol.*, 12, 147-154.
 97. Horvath F., Stegena L. Pannonian basin: a mediterranean interarc basin// Intern, symp. struct, hist, medit. basins, Split, 1976. P.: Ed. Technip, 1977, pp. 333-340.
 98. Horvath, F., G. Bada, P. Szafian, G. Tari, A. Adam, and S. Cloetingh (2006), Formation and deformation of the Pannonian Basin: Constraints from observational data, in *European Lithosphere Dynamics*, edited by D. G. Gee and R. A. Stephenson, *Geol. Soc. Mem.*, 32(1), 191–206, doi:10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11.
 99. Jovanovic R. Sedimentology, petrography, tectogenesis and lithostratigraphy of reservoir rocks of petroleum deposit “Pz+Sm” Kikinda-Varos. – Novi Sad: DIT-Naftagas, 2011. 121 p.
 - 100.K. R. McClay Tectonic regimes and fault systems: Structural geology for petroleum exploration. Department of Geology, Royal Holloway, University of London, Egham, Surrey U.K //short course, June 2000.
 - 101.Kalinic V., Milei E., & Al-Jeboore I. (2019, June 3). Case Study: Complex Marginal Oil

- Field Modeling - Fast Transition From Exploration to Development. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/195498-MS.
- 102.Kemeneci R., Čanović M. 1997: Geologic Setting of the Pre-Tertiary basement in Vojvodina (Yugoslavia). Part I: The Tisza Mega-Unit of North Vojvodina. *Acta Geologica Hungarica*, 40/1, pp. 1-36, Budapest.
- 103.Kompleksna interpretacija geolosko-geofizickih podataka i izrada naftno-geoloskog modela na istarskom prostoru 3D Kikinda, Interna dokumentacija NIS NTC, Novi Sad, novembar 2014. 335 p
- 104.M. Pilipenko, E. Milei and M. Kuznetsov Spiral Model of Asset Development on the Example of Green Field Idjosh, Pannonian Basin, Serbia, Conference Proceedings, Progress'19, Nov 2019, Volume 2019, pp. 1-5, European Association of Geoscientists & Engineers.
- 105.Magyar, Imre and Radivojević, Dejan and Sztanó, Orsolya and Synak, Rastislav and Ujszászi, Katalin and Pócsik, Márta (2013) Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene. *Global and Planetary Change*, 103. pp. 168-173. ISSN 0921-8181
- 106.Mantovani, E., Albarello, D., Babbucci, D., Tamburelli, C. and Viti, M. 2002. Arc-trench-back arc systems in the Mediterranean area: examples of extrusion tectonics. In: (Ed.) Gideon Rosenbaum, and Gordon Lister, Reconstruction of the evolution of the Alpine-Himalayan orogen, *Journal of the Virtual Explorer*, Electronic Edition, ISSN 1441-8142, volume 8, paper 7, doi:10.3809/jvirtex.2002.00050
- 107.Marvić M. *Geologija Jugoslavije*. – Beograd: Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-Geološki fakultet. 2001. 214 p.
- 108.Matenco, L., and D. Radivojevic (2012), On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides, *Tectonics*, 31, TC6007, doi:10.1029/2012TC003206.
- 109.Pigott J, D. Radivojevic (2010), Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin, *Geosciences*, Volume 2: Issue 4 DOI: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2>
- 110.Popovicki D. (2004) Contribution of 3D seismic surveying to geological modelling and exploration of the Kikinda field. *DIT – Časopis Društva inženjera i tehničara NIS-Naftagas* (1982-2009), pp. 13-25. (In Serbian).
- 111.Radivojevic D., Rundic L., Knežević S. Geology of the Čoka structure in northern Banat (Central Paratethys, Serbia) // *Geologica carpathica*, 2010. Vol. 61, Issue 4, pp. 341–352.

112. Radivojevic Dejan, Rundc Ljupko Synrift and postrift miocene sediments of Nothern Banat, Serbia Underground mining engineering 28(2016) 39-60 UDK 62 University of Belgrade Faculty of mining and geology YU ISSN03542904.
113. Schmid, S.M., Bernoulli, D., Fügenschuh, B., Matenco, L., Schefer, S., Schuster, R., Tischler, M. & Ustaszewski, K. (2008). The Alpine-Carpathian-Dinaridic orogenic system: correlation and evolution of tectonic units. *Swiss Journal of Geosciences*, 101(1): 139-183. (pdf)
114. Tari, Gabor & Horvath, Frank & Rumpler J. (1992). Styles of extension in the Pannonian Basin. *Tectonophysics*. 208. pp 203-219. 10.1016/0040-1951(92)90345-7.
115. Toth-Makk A. Late Miocene sequence stratigraphy of the Pannonian basin fill (Kiskunhalas-Mélykút region, Hungary): how core, electric log and seismic data fit together? // *Geologica carpathica*. – 2007. – Vol. 58, Issue 4, pp. 353–366.

УТВЕРЖДАЮ
 Главный геолог,
 Директор департамента
 по геологоразведке и
 разработке месторождений
 ООО «НИС а.д. Нови Сад»

М.А. Кузнецов
 Дата: 21 " июля 2021 г.



Број:

Датум:

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Милей Евгении Сергеевны на тему: «Прогнозирование новых зон нефтегазоносности юго-западной части Паннонского бассейна на основе тектонических и седиментологических особенностей строения территории», представленного на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.12 - Геология, поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений

Настоящим подтверждается использование результатов диссертационного исследования Милей Е.С. в работе нашей компании. Результаты представленного исследования обладают актуальностью, представляют практический интерес и были использованы при проведении геологоразведочных работ и при эксплуатационном бурении скважин.

Применение авторского подхода к анализу малоразмерных сложнопостроенных залежей, предложенного в диссертационной работе, позволило повысить эффективность прогноза залежей нефти, в частности, на месторождениях Кикинда и Иджош Север. На основе представленных результатов работы были намечены перспективы дальнейшей доразведки и разработки месторождений компании.

Главный геолог,
 Директор департамента
 по геологоразведке и
 разработке месторождений
 ООО «НИС а.д. Нови Сад»,



Кузнецов Михаил Алексеевич