

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Геофизика и сейсмология»

Шестаков Антон Геннадьевич

Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах
геологоразведочных работ на нефть и газ

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

7М07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казакский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Геофизика и сейсмология»

УДК 550.834.05

На правах рукописи

Шестаков Антон Геннадьевич

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах
геологоразведочных работ на нефть и газ

Специальность 7М07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

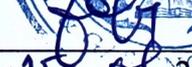
Научный руководитель, доктор геолого-
минералогических наук, профессор, академик
НАН РК

 Абетов А.Е.
«24» 06 2025 г.

Рецензент
Кандидат технических наук,
ассоциированный профессор
 Арпидинова М.Т.
2025 г.

Нормоконтроль
Старший преподаватель

 Асирбек Н.А.
«23» 06 2025 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Геофизика и сейсмология»
Доктор технических наук,
профессор  34
 Ратов Б.Т.
«25» 06 2025 г.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Геофизика и сейсмология»



ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Шестакову Антону Геннадьевичу

Тема магистерской диссертации: «Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ»

Утверждена приказом Ректора Университета №548-П/Ө от « 4 » декабря 2023 г.

Срок сдачи законченной работы «26» июня 2025 г.

Исходные данные магистерской диссертации: первичный геолого-геофизический материал, научная литература, статьи.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) Сбор, анализ и обобщение имеющихся геолого-геофизических (в т.ч. сейсмических) данных по тектонике района исследований, литологии, стратиграфии и коллекторским свойствам установленных и потенциально продуктивных комплексов пород;

б) Применение передовых методов тектонического анализа по сейсмическим данным и увязки полученных результатов с региональными представлениями о строении района исследований;

с) Обоснование выбора эффективного алгоритма интерпретации данных сейсморазведки и интегрирование его результатов в региональную тектоническую картину;

д) Оформление результатов исследований на основе анализа комплексных геолого-геофизических данных.

Перечень графического материала: представлены **28** слайдов презентации работы.

Рекомендуемая основная литература:

1 Буш В.А., Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г. Тектоника эпигеосинклинального палеозоя Туранской плиты и её обрамления. // Серия - Труды геологического института. Наука, Москва, 1975 г.

2 Вольвовский И.С., Гарецкий Р.Г., Шлезингер А.Е., Шрайбман В.И. Тектоника Туранской плиты. // Серия - Труды геологического института. Наука, Москва, 1966 г.

3 Парагульгов Т.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Мусина Э.С. Южно-Торгайский осадочный бассейн – вещественный состав и нефтегазоносность

домезозойских образований. // Известия НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2013. - №1. – С.44-54.

4 Абетов А.Е., Муканов Д.Б. История геологического развития Южно-Тургайского бассейна в домеловое время. // Известия НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2023. - №4. – С.6-23.

5 Алексеев Д.В., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. и Сапожников Р.Б. Кинематический анализ юрских грабенов Южного Тургая и роль мезозойского этапа в истории Каратау-Таласо-Фергнаского сдвига (Южный Казахстан и Тянь-Шань). // Геологический институт РАН, 2017 г

6 Konopelko, D., Seltmann, R., Apyayarov, F., Belousova, E., Izokh, A., Lepikhina, E., 2013. U-Pb–Hf zircon study of two mylonitic granite complexes in the Talas-Fergana fault zone, Kyrgyzstan, and Ar–Ar age of deformations along the fault. // J. Asian Earth Sci. 73, 334–346.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Введение. Аннотация.	15.01.2025	
Современные сведения о геолого-геофизической изученности и краткое геологическое строение района работ.	10.02.2025	
Обзор научного материала по тектонике Южно-Тургайского бассейна.	05.03.2025	
Анализ сейсмических атрибутов, определение возраста тектонических нарушений.	24.03.2024	
Анализ палеострессов. Установление тектонического режима в разные геологические периоды.	14.04.2024	
Нейросетевое обучение. Детализация тектонического строения, выделение зон повышенной трещиноватости.	24.04.2024	
Результаты работ. Формализация алгоритма тектонического анализа на основе сейсмических данных.	20.05.2025	
Заключение.	26.05.2024	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Введение. Аннотация.	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	17.01.2025	
Геолого-геофизическая изученность.	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	13.02.2025	
Научно-аналитический обзор тектонических моделей Южно-Торгайского осадочного бассейна.	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	10.03.2025	
Методологический подход к тектонической интерпретации на основе совместного анализа данных сейсморазведки и региональных исследований.	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	27.03.2025	
Тектонический анализ участка с использованием алгоритмов машинного обучения и геомеханического моделирования.	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	25.04.2025	
Результаты работ.	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	23.05.2025	
Заключение	А.Е. Абетов, доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК	28.05.2025	
Нормоконтролер	Н.А. Асирбек, старший преподаватель	23.06.2025	

Научный руководитель

Абетов А.Е.

Задание принял к исполнению магистрант

Шестаков А.Г.

Дата

" ____ " _____ 2025 г.

АННОТАЦИЯ

В магистерской диссертации рассматривается инновационный подход к интерпретации тектонических нарушений в условиях сложной сдвиговой тектоники Южно-Торгайского осадочного бассейна по данным сейсмической съемки МОГТ- 3D в варианте высокой плотности покрытия.

После выполнения обработки, интерпретации и моделирования по специальным алгоритмам полученные данные сейсморазведки МОГТ-3D позволили получить объективную информацию о тектоническом строении, генезисе и геодинамике объектов нефтегазописковых работ на одном из месторождений углеводородов в Арыкумском прогибе. Месторождение представлено тремя сводами, осложненными многочисленными тектоническими нарушениями, достоверная идентификация которых имеет не только научное, но и прикладное применение для понимания строения залежи.

В результате проведенных исследований удалось не только восстановить историю тектонического развития района месторождения в период формирования целевых промысловых горизонтов в мезозойское и кайнозойское время, но и по-новому взглянуть на перспективы углеводородного насыщения доюрских образований Арыкумского прогиба. В частности, на локальном уровне подтверждена роль сдвиговой тектоники в формировании сводов залежей в мезозойском интервале. Сделаны предположения о наличии надвигов в палеозойском интервале, которые объясняет высокую литологическую гетерогенность доюрского комплекса и позволяют надеяться на расширение перспектив нефтегазоносности региона.

Несмотря на то, что возможности интерпретации и реконструкции региональных палеотектонических обстановок в рамках проведенного исследования были несколько осложнены небольшими размерами площади исследований (~200км²), предлагаемый подход к тектоническому анализу и построению согласованной модели разломов является в значительной степени универсальным и может быть использован повсеместно при интерпретации данных сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ.

ABSTRACT

This master's thesis presents an innovative approach to interpreting tectonic faults under the complex strike-slip tectonic conditions of the South Turgay sedimentary basin, based on high-density 3D seismic survey (CDP-3D) data.

Following data processing, interpretation, and modeling using specialized algorithms, the obtained CDP-3D seismic exploration data provided objective information on the tectonic structure, genesis, and geodynamics of hydrocarbon exploration targets at one of the hydrocarbon fields in the Arysium depression. The field is represented by three anticlines, complicated by numerous tectonic faults, whose reliable identification has both scientific significance and practical application for understanding the structure of hydrocarbon accumulations.

As a result of the conducted research, it was possible not only to reconstruct the tectonic development history of the field area during the formation of the target productive horizons in the Mesozoic and Cenozoic eras but also to gain a new perspective on the hydrocarbon saturation potential of the pre-Jurassic formations in the Arysium depression. In particular, at the local level, the role of strike-slip tectonics in the formation of anticline traps in the Mesozoic interval was confirmed. Hypotheses were made about the presence of thrust faults in the Paleozoic interval, which explain the high lithological heterogeneity of the pre-Jurassic complex and offer hope for expanding the region's hydrocarbon prospects.

Although the interpretation and reconstruction of regional paleotectonic settings within this study were somewhat limited by the relatively small size of the study area (approximately 200 km²), the proposed approach to tectonic analysis and fault model development is largely universal and can be widely applied in seismic data interpretation at various stages of oil and gas exploration.

АНДАТПА

Магистрлік диссертацияда Оңтүстік Торғай шөгінді бассейнінің күрделі ығыспалы тектоника жағдайларындағы тектоникалық бұзылыстарды интерпретациялауға арналған инновациялық тәсіл қарастырылады. Зерттеу жоғары тығыздықтағы жабынмен орындалған МОГТ-3D сейсмикалық түсірілім деректеріне негізделген.

Арнайы алгоритмдер бойынша деректерді өңдеу, интерпретациялау және модельдеу нәтижесінде алынған МОГТ-3D сейсмикалық барлау материалдары Арыскүм ойысындағы бір көмірсутек кен орнының тектоникалық құрылымы, генезисі және геодинамикасы туралы объективті ақпарат алуға мүмкіндік берді. Кен орны көптеген тектоникалық бұзылыстармен күрделенген үш күмбезді құрылыммен сипатталады, олардың сенімді анықталуы тек ғылыми ғана емес, сонымен қатар кен орны құрылымын түсіну үшін практикалық маңызға да ие.

Жүргізілген зерттеулер нәтижесінде кен орны ауданының мезозой және кайнозой кезеңдеріндегі нысаналы өндірістік горизонттардың қалыптасуы барысындағы тектоникалық дамуының тарихын қалпына келтіру ғана емес, сонымен қатар Арыскүм ойысындағы юраға дейінгі шөгінділердің көмірсутекпен қанығу перспективаларына жаңаша көзқарас қалыптастыру мүмкін болды. Атап айтқанда, жергілікті деңгейде мезозойлық интервалдағы күмбезді құрылымдардың түзілуінде ығыспалы тектониканың рөлі расталды. Палеозойлық интервалда жамылғылы құрылымдардың болуы мүмкін деген болжамдар ұсынылды, бұл юраға дейінгі кешеннің жоғары литологиялық әртектілігін түсіндіреді және өңірдің мұнай-газдылық әлеуетін кеңейтуге үміт береді.

Зерттеу жұмысы шамамен 200 км² аумақты қамтығандықтан, өңірлік палеотектоникалық жағдайларды интерпретациялау мен қайта қалпына келтіру мүмкіндіктері біршама шектеулі болғанымен, ұсынылып отырған тектоникалық талдау тәсілі мен жарықшақтардың үйлесімді моделін құру әдістемесі едәуір әмбебап сипатқа ие және мұнай-газды барлау жұмыстарының әртүрлі кезеңдерінде сейсмикалық деректерді интерпретациялау барысында кеңінен қолдануға жарамды.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	12
1 Геолого-геофизическая изученность	17
1.1 Сейсмические работы	17
1.2 Поисковое бурение	18
1.3 Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения переинтерпретации сейсмических данных	18
1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	19
1.3.2 Тектоническое строение района работ	21
1.3.3 Нефтегазоносность участка исследований	27
2 Научно-аналитический обзор тектонических моделей Южно-Торгайского осадочного бассейна	29
3 Методологический подход к тектонической интерпретации на основе совместного анализа данных сейсморазведки и региональных исследований	32
4 Тектонический анализ участка с использованием алгоритмов машинного обучения и геомеханического моделирования	35
4.1 Определение возраста тектонических нарушений	35
4.2 Анализ доюрского этапа развития площади	36
4.3 Реконструкция палеострессов	40
4.4 Классификация по форме сигнала на основе нейронных сетей	49
4.5 Выявление малоамплитудных нарушений и зон трещиноватости в верхнепалеозойском интервале на основе алгоритмов машинного обучения	51
4.5.1 Описание алгоритма ML Fracture Detect (DTW)	60
4.5.2 Описание алгоритма Faults Simulation	61
4.5.3 Результаты применения атрибутов ML Fracture Detect и Faults Simulation	62
5 Результаты работ	64
Заключение	66
Список использованной литературы	67
Список использованных сокращений	69
Список научных трудов	70
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	
Приложение Е	
Приложение Ж	
Приложение З	
Приложение И	
Приложение К	

Приложение Л
Приложение М
Приложение Н
Приложение О
Приложение П
Приложение Р
Приложение С
Приложение Т
Приложение У

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность

Освоение нефтегазового потенциала Республики Казахстан сопряжено с процессом постепенного перехода от эксплуатации более простых с геологической и технологической точек зрения месторождений к поискам и разведке все более сложных по строению глубоко залегающих скоплений УВ.

Успех в реализации данного тренда нефтегазопроисковых работ в значительной мере определяет эффективность разработки и своевременное внедрение методов полевой сейсморазведки, обработки и интерпретации сейсмических данных, которые позволяют с большей степенью детальности и достоверности осветить существенное разнообразие нефтегазоперспективных объектов (в том числе ловушки УВ антиклинального и неантиклинального типов) в стратиграфически различных интервалах геологического разреза и на разных глубинах.

К таким объектам, безусловно, можно отнести литологические и стратиграфические ловушки, а также тектонически экранируемые залежи УВ. В последнем случае от достоверности и детальности картирования разломной тектоники зависит вероятность опосредования и разведки объекта, а также точность оценки углеводородного потенциала и выбор стратегии разработки залежи УВ с объективной финансово-экономической моделью.

Понимание палеотектонических условий формирования целевых объектов имеет научную новизну и практическую значимость, позволяя сделать выводы о времени возникновения потенциальной ловушки, прогнозировать зоны повышенной трещиноватости, что вместе с данными о времени миграции УВ создает возможности заблаговременно (до бурения) оценить вероятность заполнения ловушки углеводородами, а главное их сохранение в той или иной структуре.

Построение детальной тектонической модели площади может быть выполнено как с помощью ставших уже привычными структурных атрибутов (coherency, chaos, edge, variance, ant tracking и т.д.) и применения базовых принципов геомеханики, так и на основе применения набирающих популярность алгоритмов машинного обучения, которые при относительно невысокой стоимости работ позволяют делать прогнозирование систем мелких нарушений, формально выходящих за рамки разрешающей способности сейсморазведки.

В основу данной магистерской диссертации легли результаты применения данных авторских подходов при интерпретации и моделировании нижнемеловых и верхнеюрских нефтегазонасыщенных интервалов, а также доюрского комплекса пород на одном из месторождений в Арыскупском прогибе Южно-Торгайского осадочного бассейна (в аббревиатуре ЮТОБ).

Современное геодинамическое понимание Южно-Торгайского осадочного бассейна как области наложенного тектонического

деформирования, характеризующейся взаимодействием вертикальных и горизонтальных компонентов напряжённого состояния, обуславливает необходимость фундаментального пересмотра традиционных геофизических методик интерпретации, особенно при оценке нефтегазового потенциала глубоко залегающих, в том числе доюрских, комплексов, экранированных системой сдвигово-инверсионных дислокаций и разломно-блоковых зон.

Применительно к участку исследования важность тектонического фактора обуславливается существенным развитием дизъюнктивной тектоники на данном месторождении, с различным положением ВНК/ГНК и типом насыщающего флюида в разных тектонически изолированных блоках (нефть в Центральном поднятии и газ в Южном поднятии).

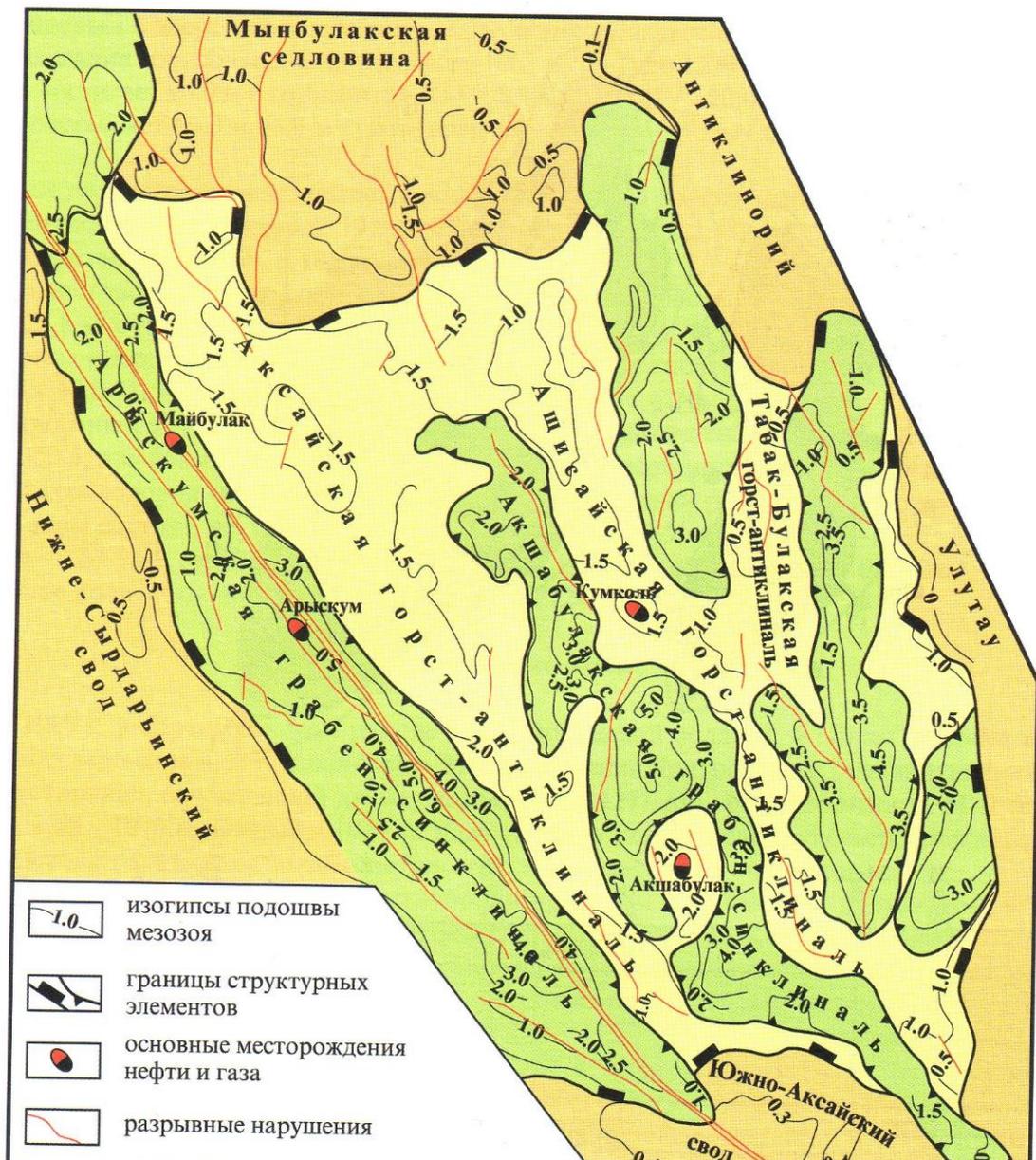


Рисунок 1 – Обзорная схема нефтяных и газовых месторождений в Арыскупском прогибе

Цель исследований

Разработка и применение оптимального алгоритма тектонического анализа по данным сейсморазведки на поисковом и разведочном этапах геологоразведочных работ на месторождениях УВ в РК с использованием современных методик атрибутивного анализа, машинного обучения и геомеханического моделирования.

Основные задачи

Для достижения поставленной цели были решены следующие геолого-геофизические и технологические задачи:

- сбор, анализ и обобщение имеющихся геолого-геофизических (в т.ч. сейсмических) данных по тектонике района исследований, литологии, стратиграфии и коллекторских свойств установленных и потенциально продуктивных комплексов пород;
- обзор научной литературы по результатам тектонического анализа Южно-Торгайского осадочного бассейна;
- изучение возможности применения тектонического анализа по сейсмическим данным и увязки полученных результатов с региональными представлениями о строении района исследований;
- обоснование выбора эффективного алгоритма интерпретации данных сейсморазведки и интегрирование его результатов в региональную тектоническую картину ЮТОБ;
- непосредственная работа с данными, которые призваны подтвердить устойчивость выбранного решения как в пределах юрско-мелового комплекса с доказанной нефтеносностью, так и в интервале потенциально перспективных палеозойских отложений;
- анализ полученных результатов, их оформление в отчет и презентационный материал.

Материалы и методы исследований

В основу данного диссертационного исследования легли разномасштабные материалы, которые можно разделить на две основные группы:

- Региональные тектонические исследования строения ЮТОБ, выполненные разными авторами в разное время;
- Данные сейсморазведки МОГТ-3Д высокой плотности по действующему газонефтяному месторождению в Арыскупском прогибе Южно-Торгайского осадочного бассейна.

Одной из наиболее сложных задач данной работы стало комплексирование этих разномасштабных материалов с целью получения непротиворечивого результата в виде тектонической модели месторождения, которая удовлетворяет как крупномасштабным сейсмическим данным (данные высокой детальности, но ограниченные небольшими размерами сейсмической съемки, ~200 км²), так и представлениям научного сообщества о региональном строении бассейна (данные низкой детальности, но охватывающие площади масштаба бассейна).

Для решения этой задачи использовался итеративный подход, основанный на:

- применении сейсмических атрибутов с целью установления возраста и типа локальных тектонических нарушений;
- реконструкции палеострессов на основе прослеженных разломов, что позволяет установить тектонический режим для каждого из выявленных этапов тектонической активности;
- использовании алгоритмов машинного обучения для решения задач, требующих детальности формально выходящей за рамки разрешающей способности данных сейсморазведки (выявление малоамплитудных нарушений, оконтуривание зон трещиноватости и т.д.).

Научная новизна

Научная новизна исследования заключается в разработке, внедрении и апробации интегрированного методологического подхода к интерпретации разломно-блоковой тектоники Южно-Торгайского осадочного бассейна. Методика основана на синтезе количественного сейсмического анализа, технологий интеллектуальной обработки геофизических данных и реконструкции палеогеодинамических условий.

Впервые в региональной геологоразведочной практике:

- предложена и верифицирована многоуровневая методика интерпретации дизъюнктивных нарушений, базирующаяся на комплексной оценке геометрических, амплитудных и текстурных сейсмических атрибутов с последующей геомеханической фильтрацией;
 - реализован гибридный алгоритмический подход, сочетающий атрибутивный анализ, машинное обучение (в том числе ML Fracture Detect и Faults Simulation) и методы палеострессовой реконструкции, позволяющий проводить кинематическую классификацию разломов, оценивать их активность и влияние на флюидодинамику;
 - выявлены и пространственно локализованы зоны развитой трещиноватости, приуроченные к зонам распространения коллекторов с двойной пористостью, путём корреляционного анализа атрибутивных индикаторов и их интеллектуальной классификации;
- уточнены поля палеонапряжений и параметры тектонической деформации, включая ранее неидентифицированные инверсионно-сдвиговые системы, что позволило предложить обновлённую концептуальную модель геодинамической эволюции ЮТОБ, отражающую его полиэтапное развитие.

Практическая значимость

Итеративный подход к интерпретации данных высокоплотной сейсморазведки МОГТ-3D при совместном анализе с региональными представлениями о тектонике позволил детализировать строение мезозойского комплекса, к которому приурочено действующее нефтегазовое месторождение в Арыскупском прогибе Южного Торгая, а также по-новому взглянуть на верхнепалеозойский интервал, с которым могут быть связаны будущие перспективы региона. Данные сейсморазведки МОГТ-3D позволяют сделать вывод о неоднородном литологическом строении

верхнепалеозойского комплекса, где возможны карбонатные отложения и зоны повышенной трещиноватости.

Предложенный комплексный подход к тектоническому анализу позволяет значительно повысить вероятность выявления новых тектонически экранируемых ловушек УВ, зон развития коллекторов с двойной пористостью, повысить точность оценки углеводородного потенциала разведочных участков, выбрать оптимальную стратегию разработки залежи УВ.

Разработанные решения обладают высокой степенью универсальности и могут быть масштабированы и внедрены в практическую деятельность геологоразведочных и сервисных компаний в рамках проведения сейсморазведочных работ, построения геологических моделей и оценки ресурсного потенциала. Применяемая методология отличается высокой адаптивностью к различным объёмам, типам и форматам геофизических данных, что обеспечивает её эффективное использование в современных цифровых системах недропользования.

Достоверность исследований

Методическая достоверность исследований обеспечивается высоким качеством исходных данных (современная высокоплотная сейсмическая съемка МОГТ-3Д, данные ГИС и керны кондиционного качества). Кроме того, формализованный алгоритм на основе многопараметрического анализа входных данных также задает высокие стандарты для методической достоверности.

Геологическая достоверность проведенных исследований обосновывается непротиворечивостью результатов при их верификации с материалами предыдущих геолого-геофизических исследований.

Апробация работы и публикации

Основные положения и результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации диссертации представлены в статьях и докладывались на научных конференциях.

Предложенный подход был использован в производственных проектах на нескольких участках в пределах Южно-Торгайского осадочного бассейна, Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной провинции и Северного борта Прикаспийской впадины.

При написании диссертации были использованы учебные пособия, опубликованные монографии и статьи.

Среди опубликованных материалов, оказавших большое влияние на структуру и содержание диссертации, можно назвать работы: Парагульгов Т.Х., Парагульгов Х.Х., Фазылов Е.М., Мусина Э.С. (2013), Абетов А.Е., Муканов Д.Б. (2023), Алексеев Д.В., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Сапожников Р.Б. (2017), Муратова С.К., Ахметжанов А.Ж., Ли Л.В., Кенжегалиева Ж.М., Музаппарова А.Б. (2015), Yin Wei, Fan Zifei и др. (2012).

1. Геолого-геофизическая изученность

Начало геологического изучения анализируемой территории сейсморазведочными работами относится к 1986-1987 годам.

1.1 Сейсмические работы

Поднятие на рассматриваемой площади в пределах Арыкумского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна выявлено и подготовлено к поисковому бурению детальным сейсмопрофилеированием методом ОГТ, проведенным в 1986-87гг. Турланской геофизической экспедицией. По результатам работ выделены и протрассированы отражающие горизонты по поверхности фундамента (PZ), кровле юры (III) и арыкумского горизонта нижнего неокома (Par).

Выступ фундамента широтным разломом разделяется на южный и северный своды, которым по ОГ-III и Par соответствуют малоамплитудные (до 25 м) брахиантиклинальные складки.

В 1989-1990гг была проведена переобработка сейсмического материала (КОМЭ), в результате чего выявлены зоны выклинивания горизонта Ю-III на юго-западной и северо-западной частях структуры.

В 1990-1992гг. Турланской ГФЭ произведена детальная сейсморазведка продольным профилированием МОГТ с отработкой дополнительных широтных сейсмопрофилей между отработанными ранее. По результатам проведенных работ, с учетом геолого-геофизических данных по пробуренным скважинам, уточнены границы выклинивания продуктивного горизонта Ю-III.

С декабря 2001г. по февраль 2002г. на территории исследуемой площади проводились сейсмические исследования МОГТ-3Д, целью которых стало детальное изучение отложений юрско-мелового комплекса, определение геометрии резервуара и зон развития коллекторов, и других особенностей структуры месторождения. Результаты работ использованы для оптимального расположения проектируемых скважин и построения геологической модели месторождения.

В 2005г с учетом данных по пробуренным новым скв. №№208, 210, 310, 316, 335, 344 компанией EEG была проведена повторная интерпретации данных сейсморазведки.

Целью данных работ являлись: детализация структурной модели продуктивных горизонтов; трассирование тектонических нарушений; выделение в горизонте Ю-0 и Ю-I зон распространения русловых отложений; прогнозирование распространения коллектора с применением сейсмических атрибутов.

В продуктивном горизонте Ю-III, результаты сейсморазведки и бурения скв. №344 позволили уточнить границу выклинивания горизонта на западной части структуры.

В 2019 году повторно была проведена высокоплотная сейсморазведка МОГТ-3Д (размер бина 12.5x12.5 м) общей площадью 214 км². Съёмка выполнялась для достижения высокой разрешенности сейсмической записи с целью детального изучения геологического строения участка, выявления и уточнения структурных (антиклинали, переклинали) и неструктурных (литологически, стратиграфически и тектонически экранированные) ловушек нефти и газа, а также в целях детализации тектонической модели площади.

1.2 Поисковое бурение

Глубокое поисковое бурение проводилось согласно “Дополнения к зональному Проекту поисков месторождений нефти и газа в Центрально-Арыкумской зоне”, утвержденному ПГО “Южказгеология 1 августа 1988г.”

В 1988-89 гг. на месторождении пробурена первая поисковая скважина №1.

В 1989-90гг. пробурены скв. №7 и №11 в пределах южного и северного свода структуры, которыми установлена нефтеносность меловых горизонтов (горизонт М-II) и нижнеюрских (горизонт Ю-I, II, III), а также выветренной кровельной части пород фундамента. В дальнейшем заложение скважин велось на продуктивный горизонт Ю-III, по которому ожидался основной прирост запасов нефти, с попутным изучением вышележащих горизонтов.

Всего на структуре Центральной пробурено 9 поисковых скважин (скв. №№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18) с общим метражом 17716м, из которых 2 скважины (скв. №№ 1, 10) оказались за контуром нефтеносности.

Все скважины пробурены до фундамента со вскрытием коры выветривания в сводовых и присводовых частях структуры с целью оценки их нефтеносности.

Керн отбирался в скв. №№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18. Проходка с отбором керна составила 1202,4м, линейный вынос керна 811,6м или 67,5%, в том числе по горизонту М-I проходка составила 54,17 м, линейный вынос – 42,67 м (78,77%); М-II-1 соответственно 296,23 и 229,43 м (77,45%); по горизонту М-II-2 соответственно 26,52 и 15,97 м (60,22%); по горизонту Ю-0 – 238,33 м и 196,03м (82,25%); по горизонту Ю-I – 167,55 м и 117м (69,83%); по горизонту Ю-II - 46,06 и 31,56 м (68,52%); по горизонтам Ю-IIIа, Ю-IIIг, Ю-IV - 105,52 и 51,71 м (49%); по горизонту соответственно PR - PZ- 128,87 и 39,07м (30,32%).

1.3 Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения переинтерпретации сейсмических данных

1.3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-нижнепалеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

Фундамент-PR-PZ₁

Породы фундамента представлены гнейсами, хлорито-сирицитовыми, глинистыми сланцами и кварцитами. По имеющимся образцам керна породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Максимальная вскрытая толщина достигает более 160-307 м.

Юрская система (J)

Оксфордский + келловейский ярусы - J_{3o+kl}

Кумкольская свита -J_{3km}

В Арыкумском прогибе кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита развита только во внутренних частях грабен-синклиналей.

Нижнекумкольская подсвита (J_{3km1}) представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зеленые, иногда переходящие в алевролиты, с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослой угля. Песчаники серые, массивные, среднезернистые, кварц-полевошпатовые, цемент глинисто-карбонатный. Толщина подсвиты варьирует от 34,4 до 73м.

Среднекумкольская подсвита (J_{3km2}) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт (*J_{3km2}¹*) в основании разреза сложен песчаником светло-серым, разнозернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком, переходящим в гравелит с размером обломков от 2мм до 1,5см. Толщина слоя достигает 23м.

На большей части площади отложения горизонта залегают на поверхности фундамента. К песчаной пачке приурочен продуктивный горизонт Ю-III, который литологически разделяется на два пласта: терригенный и карбонатный.

Терригенный пласт – залегает в основании разреза и представлен песчаником светло-серым, разнозернистым, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком. Карбонатный пласт сложен известняками светло-серыми, часто с тонкими прослоями алевролита и песчаника.

Верхний горизонт (*J_{3km2}²*) представлен темно-серой глиной и является крышкой для горизонта Ю-III. Толщина его варьирует в пределах 8,1-74,8м. В западной части структуры Акшабулак горизонт полностью выпадает

из разреза и верхнекумкольская подсвета залегает на поверхности фундамента.

Верхнекумкольская подсвета (J₃km₃) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в пески. Местами отмечаются прослой темно-серых, глинистых алевролитов, реже глин. Толщина пачки 12,2-40,4м.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами, с отдельными прослоями и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных глинистым цементом и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе. Толщина пачки изменяется от 8 до 34 м.

Верхняя пачка глинисто-песчаная на большей части площади представлена переслаиванием темно-серых и серых слабосцементированных песчаников кварцево-полевошпатовых на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов. Толщина пачки 20,9-42,6 м.

Общая толщина подсветы изменяется от 36 до 193,4м.

Титонский+кимериджский ярусы - J₃tt+km

Акшабулакская свита - J₃a

В Арыкумском прогибе свита расчленяется на две подсветы: нижнюю и верхнюю. В пределах свиты получили развитие древние русла палеорек различной направленности и характеризующихся мощными скоплениями песка и песчаника с хорошей проницаемостью и нефтенасыщенных по данным ГИС и испытаний скважин. Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 9,2-99,1 м.

Меловая система (K).

Отложения расчленяются на нижний отдел в составе: даульской свиты неокома, карачетауской свиты верхнего апта – нижнего – среднего альба, кызылкиинской свиты верхнего альба-сеномана и верхний отдел в составе: балапанской свиты нижнего турона, нерасчлененных отложений верхнего турона сенона.

Нижний отдел - K₁

Даульская свита (K₁ne₁dl) по литологическому составу пород делится на нижнюю и верхнюю подсветы с общей толщиной изменяющейся от 315 до 383м.

Нижнедаульская подсвета (K₁nc₁dl₁¹) в свою очередь разделяется на два горизонта, нижний из которых (арыкумский *K₁nc₁dl₁ar*) представляет базальную толщу нижнего мела, залегающего с угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях акшабулакской свиты.

Арыкумский горизонт (K₁nc₁dl₁ar) в нижней части представлен базальным слоем, сложенным переслаиванием коричневых и серых слабосцементированных разнозернистых песчаников, и коричневых

глинистых алевролитов. Песчаники кварцево-полевошпатовые с глинистым цементом мощностью 30-49м. Верхняя пачка сложена слабокарбонатными алевролитистыми глинами. Толщина ее достигает 46-69м.

Верхний горизонт представлен красноцветными глинами с прослоями алевролитов. С суммарной толщиной, изменяющейся незначительно (от 121,6 до 169,7м).

Верхнедаульская подсвита ($K_{1nc1dl_1^2}$) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с выдержанными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин (150-160м). В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков (100-110м). Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин (90-130м).

Аптский-среднеальбский ярусы

Карачетауская свита (K_{1a-a_2}). К основанию свиты, приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов, толщина которых достигает 80-100м. В средней и в меньшей степени верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым детритом, с остатками фораминифер. Толщина свиты меняется от 64м, увеличиваясь на крыльях выступа до 262м.

Верхнеальбский+сеноманский ярусы

Кызылкинская свита (K_{1-2al_3-s}) сложена коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с горизонтами песков в средней и верхней частях с общей толщиной 139-431м.

Верхний отдел K_2 . Отложения верхнего мела представлены морскими сероцветными и континентальными пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина отдела составляет 245-459м.

Палеоген (Р) представлен нерасчлененной сероцветной морской толщей, сложенной глинами, содержащими в нижней части мергели и песчаники, залегающие на размытой поверхности верхнего мела. Толщина отложений изменяется от 108 до 257м.

Плиоцен-четвертичные отложения (N_2-Q) Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности верхнего эоцена, представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные - эоловыми песками с суммарной толщиной, изменяющейся от 43 до 87 м.

1.3.2 Тектоническое строение района работ

Южно-Торгайский осадочный бассейн (ОБ) занимает южную часть Торгайского прогиба, который, по традиционным представлениям, является связующим звеном между двумя крупнейшими платформами Евразии – Скифско-Туранской на юге и Западно-Сибирской – на севере (Рисунки 2, 3).

Границы прогиба на востоке определяет Улытауское древнее поднятие (мегаантиклинорий) с Западно-Улытауским глубинным разломом, на юго-западе – Нижнесырдарьинский свод и Севастопольский разлом, а на севере – Костанайская седловина (Парагульгов Т.Х, 1995). С южной стороны бассейн сужается и достигает северо-западной оконечности хребта Большой Каратау, где выделяется Главный Каратауский разлом, который трассируется в западной половине ЮТОБ. Разломы имеют разное простирание, разную глубину заложения и дифференцированный возраст реактивизации [Парагульгов Т.Х и др, 2013, 2016].

Протяженность данного бассейна около 600 км при ширине от 250 км на севере до 150 км на юге. Его пограничное положение отражается, прежде всего, на особенностях геологического строения, выраженных как в гетерогенности пород фундамента, так и в стратиграфической полноте осадочного выполнения, представленного геологическими образованиями от верхнего палеозоя до современных включительно. Они обладают различной степенью литификации, метаморфизма, наличием угловых и стратиграфических несогласий, являющихся следствием проявления каледонско-герцинских-древнекиммерийских циклов тектогенеза.

Южно-Торгайский ОБ, согласно классификации осадочных бассейнов Восточного Казахстана (зауральской части Республики Казахстан), относится к ОБ, сформированным на каледонидах «неустойчивой» консолидации (Рисунок 4) и в его строении принимают участие породные ассоциации, расчленяющиеся на три структурных этажа:

- нижний – фундамент неопротерозойско-нижнепалеозойского возраста,
- средний - квазиплатформенный (доплитный) верхнего палеозоя и
- верхний – платформенный (плитный), распадающийся, в свою очередь, на два структурных яруса – нижний плитный рифтогенный (тафрогенный) и верхний плитный (ортоплатформенный).

Непосредственно **Южно-Торгайский ОБ** к началу 80-х годов XX века по особенностям строения и распространения пород MZ-KZ платформенного чехла был выделен в составе Торгайского прогиба в качестве самостоятельной геоструктурной единицы – Южно-Торгайской впадины, расчленяющейся Мынбулакской седловиной на два прогиба: Жыланшиковский на севере и Арыскупский на юге (Рисунок 5).

Разломными ограничениями ОБ фактически являются глубинные разломы – Севастопольский на западе (северо-восточного простирания для северной части ОБ и северо-западного для южной) и Западно-Улытауский субмеридиональной ориентировки на востоке, полностью сформированные в раннем палеозое и испытывавшие активизацию на герцинском этапе тектогенеза и в раннемезозойское время.



Рисунок 2 – Тектоническая карта Евразии



Рисунок 3 – Геологическая карта Казахстана и Средней Азии



Рисунок 4 – Классификация осадочных бассейнов Восточного Казахстана (по Х.Х. Парагульгову, 1995, 2000, 2002)

Необходимо отметить, что внутриконтинентальные ОБ связаны с Центрально-Казахстанским каледонским массивом (Рисунок 6). Еще Е.Д. и А.Е. Шлыгины (1964) дифференцировали его на каледониды «устойчивой» и «неустойчивой» консолидации, с границей раздела по Ишим–Улытауской зоне.

Последним свойственна большая мобильность, способствующая расширению стратиграфического диапазона и литологического разнообразия породных ассоциаций и увеличению толщины осадочного заполнения. Именно с зонами развития «нестабильных» каледонид связаны ОБ Торгайско-Сырдарьинского региона – Северо-Торгайский, Южно-Торгайский, Сырдарьинский (Рисунок 7).

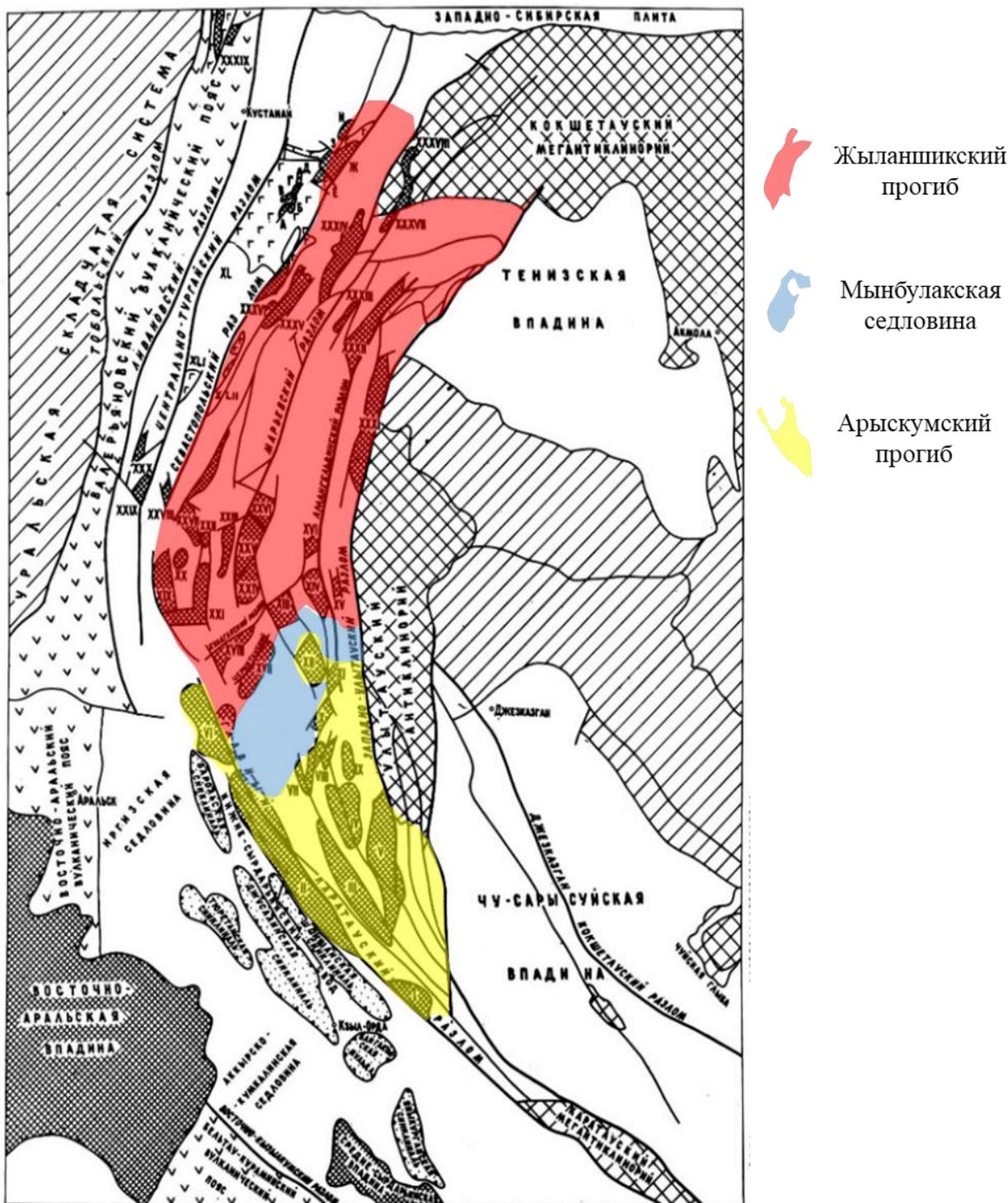


Рисунок 5 – Тектоническая схема Торгайского прогиба и сопредельных территорий (по Т.Х. Парагульгову, 1995 г.)

Триас-юрские грабены и грабен-синклинали: I – Даутская, II – Арыскупская, III – Акшабулакская, IV – Сарыланская, V – Бозингенская, VI – Жинишкекумская, VII – Калмаккырганская, VIII – Кульсайская, IX – Миюрская, X – Джымыкинская, XI – Дулугалинская, XII – Кайдагульская, XIII – Боцакульская, XIV – Сарыкская, XV – Итмурунская, XVI – Аккудукская, XVII – Черкитауская, XVIII – Кулагакская, XIX – Ацикульская, XX – Тентексорская, XXI – Баймуратская, XXII – Баракольская, XXIII – Жаман-

Аккульская, XXIV – Сагинская, XXV – Жанакуральская, XXVI – Шоптыкольская, XXVII – Акчийская, XXVIII – Каракамысская, XXIX – Тегиссорская, XXX – Караастауская, XXXI – Мхатовская, XXXII – Савинковско-Кызылтальская, XXXIII – Берतालская, XXXIV – Джаныспайская, XXXV – Панфиловская, XXXVI – Докучаевская, XXXVII – Узункульско-Куприяновская, XXXVIII – Бурлукская, XXXIX – Коскольские, XL – Кушмурунская группа.

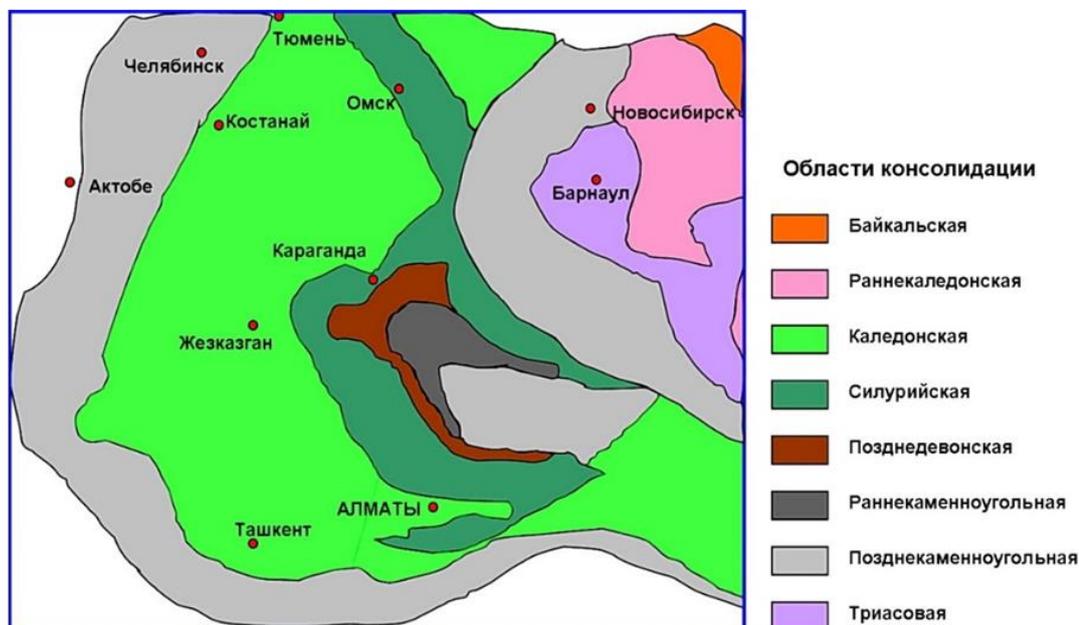


Рисунок 6 – Схема времени стабилизации территории Восточного Казахстана (по Х.Х. Парагульгову и др., 1995, 2000, 2002)

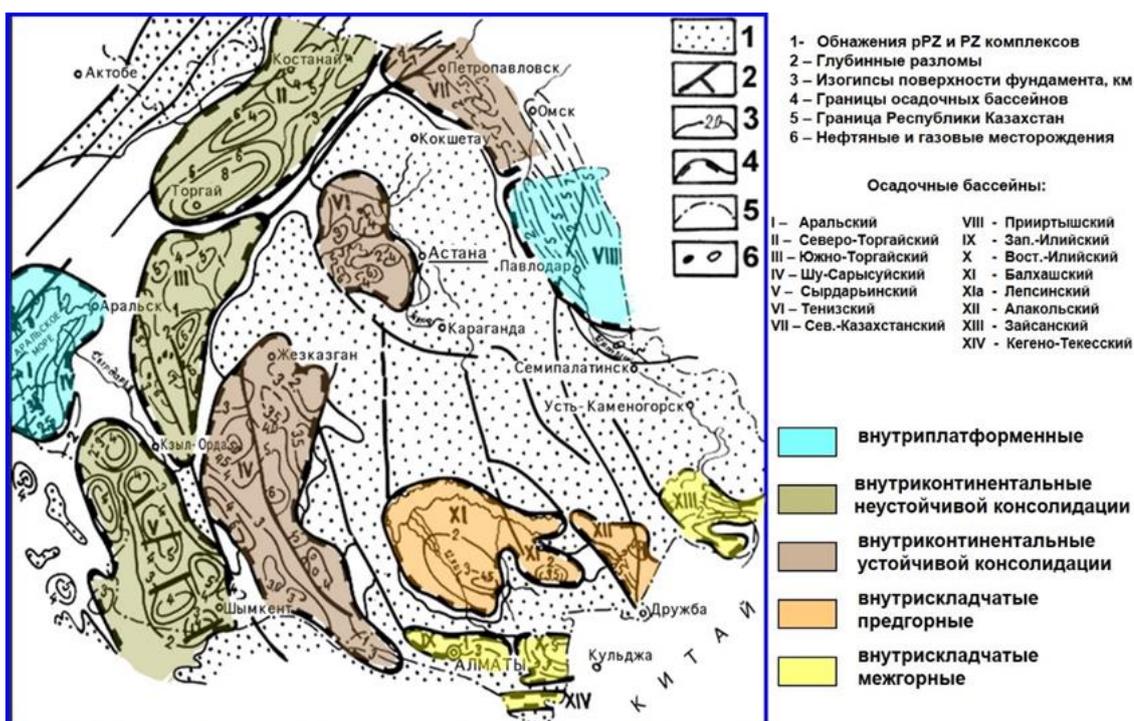


Рисунок 7 – осадочные бассейны Восточного Казахстана и их типы

1.3.3 Нефтегазоносность участка исследований

Структуры в Южно-Тургайской нефтегазоносной области, контролируемые нефтяные и газонефтяные месторождения, представляют собой сложно - построенные куполовидные и брахиантиклинальные складки, имеющие в низах разреза выступы домезозойского фундамента, на которые ложатся верхнеюрские и неокомские слои, унаследовавшие строение поверхности этих выступов в виде брахиантиклинальных и куполовидных структур, вплоть до аптско-верхнемеловых. Палеоген-неогеновые породы, уже залегают практически горизонтально.

В Южно-Тургайском осадочном бассейне промышленно нефтегазоносными являются юрско-меловые отложения.

По результатам поисково-разведочного бурения, детальной корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования в разрезе Центрального поднятия описываемого месторождения в меловом и юрском комплексах выделены 7 горизонтов: М-I, М-II, Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV из них при этом:

- горизонт М-II разделен на два подгоризонта М-II-1 и М-II-2, а подгоризонт М-II-1, в свою очередь, разделен на четыре пласта (А, Б, С и Д).
- горизонт Ю-0 разделен на два подгоризонта Ю-0-1 и Ю-0-2.
- горизонт Ю-I разделен на два пласта А и Б.
- горизонт Ю-II в своем составе имеет пласты А и Б.
- горизонт Ю-III делится на карбонатный и терригенный пласты

Горизонт М-I приурочен к верхней части арыкумского горизонта нижнедаульской подсвиты.

Продуктивный горизонт М-II делится на два подгоризонта - М-II-1 и М-II-2.

Подгоризонт М-II-1 приурочен к отложениям арыкумского горизонта нижнедаульской подсвиты, коллектора представлены переслаиванием песчаников, песков и алевролитов. В нижней части горизонта встречаются слои плотных гравелитов на глинисто-карбонатном цементе.

Данный подгоризонт опробован в следующих скважинах.

Северный свод. Залежь выявлена по результатам бурения 67 скважин. Нефтеносность доказана притоком нефти и воды в открытом стволе дебитом 40,5 м³/сут в поисковой скважине 7.

С момента подсчета запасов 2015 года горизонт дополнительно опробован в скважинах 299, 344, 413, 416, 440, 441, 444:

- в скв. 299 получены притоки жидкости в объеме 22 м³, в т.ч. нефти 18 м³, воды 4 м³.
- в скв. 344 извлечено жидкости в объеме 475,72 м³, в т.ч. нефти 58,88 м³, воды 416,84 м³.
- скв. 413 дала приток нефти 19,14 м³.
- в скв. 416 извлечено жидкости в объеме 19,55 м³, в т.ч. нефти 7 м³, воды 12,55 м³.

- в скв. 440 извлечено 232,11м³ жидкости, в т.ч. нефти 0,19 м³, воды 231,89м³.

- в скв. 441 при свабировании извлечено жидкости 98,2м³, в т.ч. нефти 40,7м³, воды 57м³.

- в скв. 444 извлечено жидкости в объеме 307,8 м³, в т.ч. нефти 64,6 м³, воды 243,2 м³.

На дату 02.01.2018г. пласт разрабатывается скважинами 211, 215, 216, 218, 224, 228, 244, 245, 251, 254, 295, 299, 306, 344, 413, 416, 441. Дебит по нефти варьируется от 4,9 до 50,6м³/сутки.

Южный свод. Продуктивность залежи южного свода доказана бурением 78 скважины и результатами опробования 31 скважины с дебитами безводной нефти варьирующих от 0,14 м³/сут (скв. №19) до 280 м³/сут (скв. №203), при этом 11 скважин находятся на дату отчета в разработке. Для определения работающих интервалов были произведены исследования прибором PLT в 10 эксплуатационных скважинах (213, 214, 219, 221, 222, 223, 236, 237, 241, 247).

В пределах участка Южного поднятия продуктивность газовой залежи доказана опробованием скв. №3, №36, №16 (в скв. №3 в результате опробования интервала 1635-1644м после третьего компрессирования на устье наблюдалось выделение газа; в скв. №36 при испытании интервала 1621-1649м получен приток газа. Дебит газа не замерен; в скв. №16, где при опробовании инт.1637-1647м получили приток газа с нефтью, при этом дебит газа на 7мм штуцере составил 2,65 тыс. м³/сут., а дебит нефти - 0,32м³/сут).

2 Научно-аналитический обзор тектонических моделей Южно-Тургайского осадочного бассейна

В рамках этой главы будут рассмотрены результаты наиболее свежих материалов по тектоническому анализу Южно-Тургайского бассейна как от отечественных, так и от зарубежных авторов. Собранные в данных научных статьях сведения в дальнейшем были использованы в качестве опорного материала по региональной тектонике, который стал объектом для встраивания локальной тектонической информации, полученной непосредственно по данным сейсморазведки на исследуемом участке.

Современные исследования [Абетов А.Е., Муканов Д.Б.] выделяют два этапа рифтогенеза, предопределившие строение ЮТОБ. Вендраннепалеозойский этап характеризуется интенсивным прогибанием и растяжением земной коры на ранних стадиях с последующей тектонической инверсией и сжатием, что привело к активным дислокациям и проявлениям магматизма на поздних стадиях.

На юрском этапе развития произошло возобновление активности палеозойских и допалеозойских разломов с интенсивными тектоническими перемещениями, что способствовало расколу древнего фундамента и формированию грабенов. Отличительной чертой данного этапа является отсутствие магматических внедрений и интенсивных деформаций. Этап сопровождался осадконакоплением в виде мощных терригенных толщ.

В процессах рифтогенеза некоторыми авторами отмечена определяющая роль сдвиговой тектоники на мезозойском этапе формирования ЮТОБ. Так, в статье «Кинематический анализ юрских грабенов Южного Тургай и роль мезозойского этапа в истории Каратау-Таласо-Фергнаского сдвига (Южный Казахстан и Тянь-Шань)» за авторством Д.В. Алексеева, В.А. Быкадорова, Ю.А. Воложа и Р.Б. Сапожникова делаются выводы, что сдвиги, оперяющие Главный Каратауский разлом (ГКР) в Южном Тургае, сходятся в юго-восточном направлении, образуя виргацию в районе северного окончания хр. Каратау, а амплитуды отдельных сдвигов при этом суммируются с амплитудой ГКР. При этом отмечается, что суммарная амплитуда юрских сдвигов в ЮТОБ составляет как минимум 35–40 км и, скорее всего, превышает эту величину.

С учетом тенденции к увеличению амплитуды в юго-восточном направлении, правый сдвиг в юрское время в хр. Каратау мог достигать 50 км и более. Эта оценка показывает, что не менее 50% от общего смещения по ГКР, составляющего в хр. Каратау 100 км, произошло в юрское время и до 50% – в предшествующие эпохи – в перми и триасе. Соответственно, юрский и доюрский этапы в истории формирования сдвига являются равными по значимости.

Единый характер структуры сдвига на всем его протяжении позволяет предполагать, что аналогичные соотношения деформаций разных этапов сохраняются и на продолжении разлома к югу, где ранее основная роль отводилась сдвиговым перемещениям в перми и триасе, а амплитуда сдвига в

юрское время считалась незначительной. С учетом обозначенных в данной статье данных по северному сегменту разлома, амплитуды сдвиговых перемещений в Таласском и Ферганском хребтах могли составлять до 70 км в перми и триасе, до 70 км в юрское время и около 60 км в позднекайнозойское время.

В статье китайских авторов Yin Wei, Fan Zifei, Zheng Junzhang и др. «Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significances in the South Turgay Basin, Kazakhstan» делаются следующие выводы:

1) Влияние сдвиговой тектоники Каратауского разлома в Южно-Тургайском бассейне постепенно ослабляется с запада на восток. На разрезах отмечаются типичные для сдвигов «цветочные структуры», в то время как на срезах в плане сдвиги проявляют себя в виде кулисообразных структур.

2) В ранней-средней юре Южно-Тургайский бассейн типа «пул-апарт» был сформирован под воздействием Каратауского сдвигового разлома. Растяжение постепенно ослабевало от ранней к поздней юре, при этом, растяжение бассейна было более сильным на севере и юге, в то время как центральная часть подвергалась меньшему воздействию. В Южно-Тургайском бассейне произошли два этапа тектонической инверсии - в поздней юре и в позднем меле.

3) Геологическая структура, характеризующаяся чередованием горстов и грабенов, образовалась под воздействием сдвигового Каратауского разлома. Сформированные горсты предоставили благоприятные условия для последующего скопления углеводородов, в то время как грабены при различных стадиях наполнения контролировали различные резервуарообразующие факторы.

4) В Южно-Тургайском бассейне сформировались три типа структур, содержащих углеводороды. Антиклинальные ловушки образовались в области горстов, литолого-стратиграфические ловушки – в склоновых частях грабенов, структурно-тектонические ловушки образовались по обе стороны от зон сдвиговых нарушений. Сдвиговое растяжение в Южно-Тургайском бассейне объясняет, почему горсты лучше подходят для накопления углеводородов, чем грабены, а инверсия структуры Южно-Тургайского бассейна объясняет, почему западный грабен лучше восточного.

Особенности тектонического развития палеозойских отложений Южного Тургая подробно описаны в работе Воложа Ю.А., Быкадорова В.А., Антипова М.П. и Сапожникова Р.Б. «Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла)». Согласно данной работе этап палеозойского развития выглядел следующим образом:

Тургайско-Сырдарьинский блок континентальной земной коры в венде вероятно являлся частью Восточно-Европейского континента. В вендераннем ордовике в пределах этого блока происходил интенсивный рифтогенез с формированием молассоидов, тиллитов (в венде), затем

кремнисто-углисто-терригенных и кремнисто-карбонатных пород. К концу кембрия рифтогенез привел к формированию Сакмаро-Лемвинского бассейна с океанической корой, превратившегося в ордовике в Уральский палеоокеан.

Тургайско-Сырдарьинский блок к позднему ордовику стал западной частью окраины Казахстанского микроконтинента с накоплением мощной флишеидной терригенной толщи. В позднем ордовике к этому блоку с востока, северо-востока причленился ряд других террейнов (Кокчетавский, Улутауский), островных дуг (Чингизская, Бошекульская) и Таримский микроконтинент. Это привело к формированию крупного Казахстанского раннепалеозойского континента с орогенезом, магматизмом и общим поднятием [Атлас литолого-палеогеографических..., 2002]. В силуре-девоне район представлял возвышенную сушу с интенсивной денудацией. В среднем девоне по краю Тургая сформировался краевой вулканический пояс, что связано с субдукцией Уральского палеоокеана. В фамене-раннем карбоне Тургайско-Сырдарьинский регион и более восточные территории были покрыты шельфовым морем с терригенно-карбонатным осадконакоплением.

В визе – серпуховское время возобновилась активная субдукция по западному краю Тургайско-Сырдарьинского региона с формированием Валериановско-Кураминского окраинно-континентального вулканического пояса, а с середины карбона начались коллизия и орогенез. Пермь и триас – время высокого стояния Южного Тургая и денудации. В результате фаменско-нижнекаменноугольные отложения сохранились местами только в виде небольших мульд [Антипов и др., 2015]. В Приаралье и Сырдарьинской впадине денудация была менее интенсивной, и здесь сохранились значительные (до 3-4 км) мощности отложений фамена – нижнего карбона. В конце триаса – ранней юре в Южном Тургае в результате интенсивных правосторонних сдвигов по Главному Каратаускому разлому начала формироваться система грабенов типа «пул-апарт». Этот процесс продолжается до поздней юры. Грабены выполнены мощными (до 5 км) юрскими терригенными сероцветными отложениями. В олигоцен-четвертичное время в результате Тянь-Шанского вторичного орогенеза, связанного с коллизией Индостана и Евразии, произошло дополнительное усложнение структуры палеозойских отложений за счет интенсивных сдвиго-надвиговых движений.

Необходимо отметить, что несмотря на распространенное ранее скептическое отношение к перспективам палеозойского интервала, некоторые новые работы, проведенные с привлечением данных магниторазведки [Abetov A.E., Mukanov D.B.], гравиразведки, геотермических аномалий и новейших движений земной коры допускают расширение стратиграфического интервала нефтегазоносности за счет верхней части палеозойских образований.

3 Методологический подход к тектонической интерпретации на основе совместного анализа данных сейсморазведки и региональных исследований

Частой проблемой при тектоническом анализе на основе сейсмических данных является несогласованность получившегося результата с ранее известными региональными представлениями о тектонике изучаемой площади (например, прослеженные на сейсмике сбросы при предполагаемом компрессионном режиме или наоборот, взбросы при режиме растяжения). У данной проблемы может быть три истока:

- недостоверная сейсмическая интерпретация (по причине плохого качества данных и/или неопытности интерпретатора);

- крупный масштаб современных сейсмических съемок 3Д обеспечивает высокий уровень детализации тектонических процессов на локальном уровне, которые являются производными от крупных тектонических элементов, рассматриваемых на региональном уровне. Таким образом, не редка ситуация, когда локальные и региональные тектонические элементы, на первый взгляд, непохожи друг на друга. Задача интерпретатора продемонстрировать взаимосвязанность тектонических элементов разных порядков, доказать унаследованный характер выявленных локальных тектонических нарушений от региональных процессов;

- ошибочные представления научного сообщества о региональной тектонике (теоретически возможно в плохо изученных регионах, но в целом является крайне маловероятным сценарием).

Предлагаемый алгоритм интерпретации тектонических нарушений призван помочь увеличить достоверность и непротиворечивость результата интерпретации для первых двух из описанных выше случаев.

Суть алгоритма заключается в определенной последовательности интерпретации и ее итеративном подходе. Интерпретацию предлагается начать с послонного атрибутного анализа на основе седиментационных срезов, смысл которого в определении возраста нарушений (или возраста последней стадии их реактивации) и их классификации по этому признаку. Априори предполагается, что нарушения одного возраста были заложены при одном тектоническом режиме, что заведомо задает интерпретатору определенные рамки для анализа. После интерпретации нарушений предлагается проведение реконструкции палеострессов на основе прослеженных разломов для каждого из выявленных этапов тектонической активности. Данный этап позволит определить не только получившийся тектонический режим, но и направления основных осей напряжений. Далее необходимо сравнить результаты тектонической реконструкции (тектонический режим, направления напряжений) с научными работами о региональных тектонических процессах, а также с направлениями тектонических элементов 1-го и 2-го порядков.

В случае отсутствия противоречий между результатами интерпретации непосредственно на участке работ и региональными

представлениями о тектонике региона, тектонический анализ можно считать достоверным и продолжить его изучение в прикладных целях (выводы о влиянии нарушений на процессы миграции углеводородов, возможного экранирования залежей и т.д.).

Выявление противоречий между локальной и региональной тектоническими картинками является поводом для пересмотра проведенного анализа и возвращения к этапу корреляции тектонических нарушений. Таким образом, процесс интерпретации тектонических нарушений переходит в итеративную фазу, пока противоречия не будут устранены, либо не найдено им рациональное объяснение. В некоторых случаях, если иная корреляция нарушений невозможна, имеет смысл обратиться к научным публикациям с альтернативной к превалирующей точкой зрения или найти объяснение в масштабности исследований (например, сдвиговая тектоника порождает большое количество вторичных сдвигов иных направлений меньшего порядка, которые по принципу фрактальности сами являются причиной еще более мелких нарушений и т.д.).

На завершающем этапе анализа предлагается использование алгоритмов машинного обучения для выявления малоамплитудных тектонических нарушений и потенциальных зон трещиноватости, что особенно важно в интервалах распространения коллекторов с вторичной пористостью.

На рисунке 8 приведена концептуальная схема предлагаемого алгоритма интерпретации тектонических нарушений на основе сейсмических данных 3Д.

В рамках данной работы использовались пять программных комплексов. Структурная интерпретация горизонтов и разрывных нарушений выполнялась в программном комплексе Geographix компании Landmark. Расчет большинства сейсмических атрибутов и спектральной декомпозиции осуществлялся в пакете Insight компании Down Under Geosolution. Атрибуты T-attenuation, Variance и классификация по форме сигнала производились в программном комплексе Petrel компании Schlumberger. Расчет палеострессов и установление тектонических режимов для каждого периода тектонической активности проводился в программе Win-Tensor (Delvaux D., Sperner B., 2003). Расчет атрибутов на основе машинного обучения (ML Fracture Detect и Faults Simulation) выполнялся в программном пакете IP Seismic компании IPLAB.

Атрибут t^* Attenuation – характеризует дифференциальную потерю высокой частоты относительно низкой, измеренных выше и ниже точки интереса. Может быть индикатором трещиноватых зон и движения флюида.

Атрибут Variance – дисперсия, выполняет расчет локальной изменчивости в сигнале. В качестве входных данных использовался куб после структурного сглаживания. Цель – выделение малоамплитудных субвертикальных разломов, границ зон.

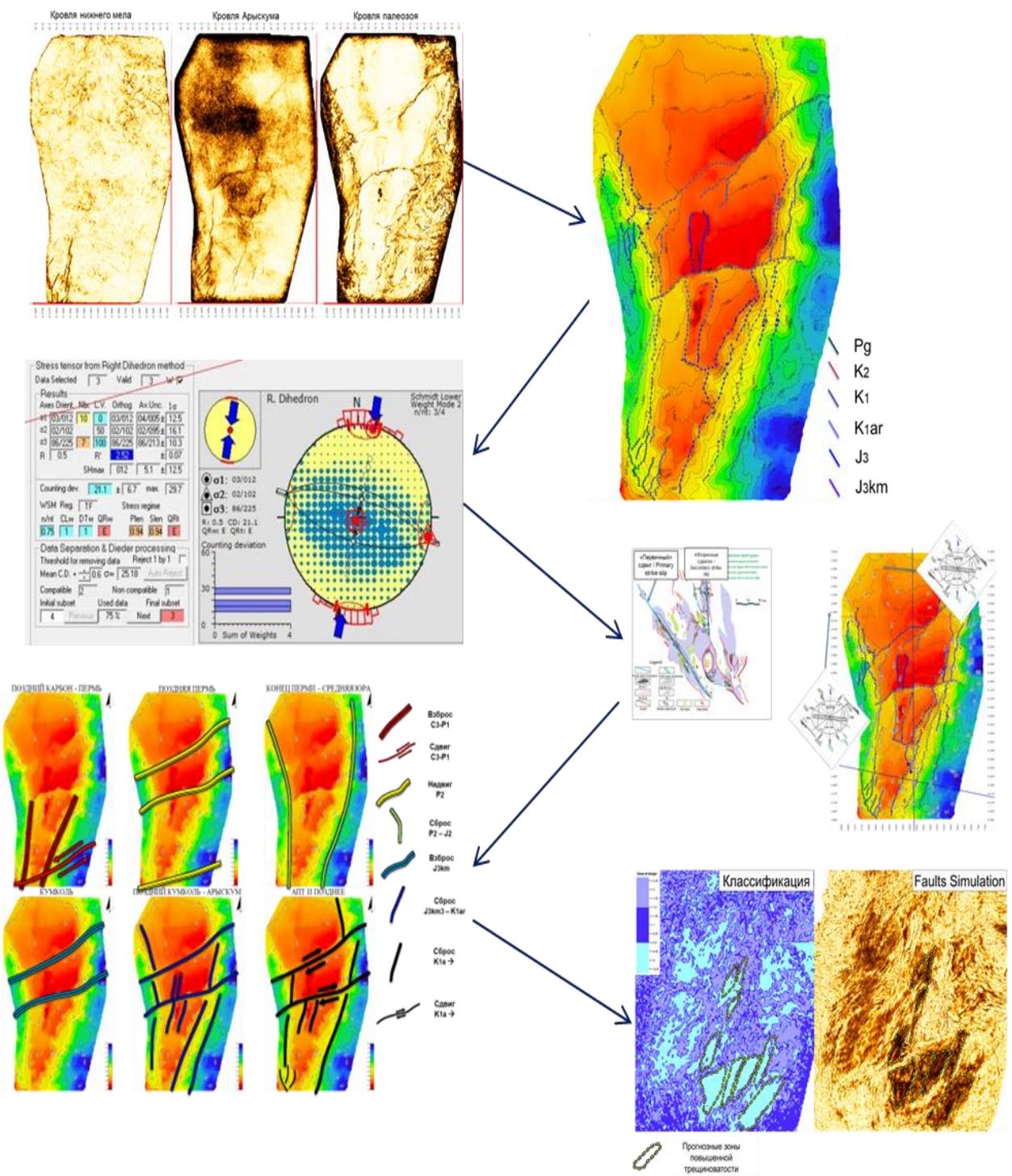


Рисунок 8 – Концептуальная схема тектонического анализа

4 Тектонический анализ участка с использованием алгоритмов машинного обучения и геомеханического моделирования

В основу проведенного палеотектонического анализа легли результаты интерпретации данных сейсмической съемки МОГТ-3Д (2019г.).

Тектонический анализ площади проводился с позиций привязки локальных тектонических явлений к региональным процессам. На тектонической схеме Арыкумского прогиба по подошве мезозой-кайнозойских отложений (Филипьев Г.П., Созинов В.А., 1996г.) можно отметить, что направление осей складок на западе и севере Акшабулакской грабен-синклинали преимущественно субмеридиональное или северо-восточное и отличается от большинства структур в пределах Аксайской и Ащисайской горст-антиклиналей, которые вытянуты в северо-западном направлении (Приложение А). На структурных схемах Приложения Б видно, что современное положение структурных элементов контролируется серией нарушений первого и второго порядка, имеющих сдвиговую природу, основным из которых является региональный правосторонний сдвиг северо-западного простиранья (Главный Каратауский разлом).

4.1 Определение возраста тектонических нарушений

Для восстановления истории геологического развития площади на актуальных данных сейсморазведки было определено время образования разломов и зон макротрещиноватости.

Данный процесс осуществлялся с помощью седиментационных срезов по подошве отложений палеогена, кровле нижнего мела, арыкумского горизонта, кровле верхнепалеозойских образований, а также горизонта внутри палеозоя. В качестве основы для данного анализа использовался атрибут когерентность, рассчитанный из сейсмического куба временной миграции до суммирования (Приложение В).

Из срезов видно, что сбросы в юго-западной части участка работ образовались в палеогеновое или даже более позднее время на этапе растяжения ЮТОБ.

На срезах по кровле арыкумского горизонта и в меньшей степени по кровле нижнего мела в центральной части площади исследования тектонические нарушения имеют признаки сдвиговой природы. На этих срезах отчетливо видны правосторонние латеральные смещения по разлому между Центральным и Южным поднятием, а также эшелонированная сеть нарушений на юго-западе участка (Приложение В). Наличие горизонтальных дислокаций демонстрируют и смещения структурного плана по латерали начиная от кровли палеозоя и позднее (Рисунок 9).

Таким образом, выявленные в центральной части площади тектонические нарушения в юрском и раннемеловом интервале интерпретируются как правосторонние сдвиги с амплитудой смещения до

нескольких сотен метров. Детальные срезы сейсмических атрибутов (когерентность, variance, chaos) показывают, что сдвиговые деформации между сводами Центрального поднятия проявляют себя вплоть до кровли арыкумского горизонта, а последние признаки их существования между Центральным и Южным поднятиями распространяются до залегающих выше по разрезу пород в верхах нижнего мела. В стратиграфически более молодых отложениях, начиная с кровли нижнего мела (ОГ II), признаки присутствия этих деформаций не наблюдаются (Приложение Г).

Таким образом, можно предположить, что формирование ловушек Центрального поднятия приходится на конец арыкумского времени, а отделение Южного поднятия от Центрального произошло позднее, в конце раннего мела, что и можно считать временем окончательного формирования тектонически-экранированной ловушки УВ Южного поднятия.

На рисунке 9 показана схема времени образования тектонических нарушений на примере временной карты по кровле верхнего палеозоя.

Необходимо отметить, что описанный выше анализ позволяет определить лишь возраст последней реактивации нарушений, что в сложной обстановке наложения нескольких фаз тектогенеза не всегда говорит о времени начала формирования структуры.

4.2 Анализ доюрского этапа развития площади

Для более полного понимания юрского и мелового этапов развития площади исследований необходимо рассмотреть ее геологическую эволюцию в доюрское время. К сожалению, залегающие глубже верхнепалеозойские образования в пределах площади исследования не освещены глубоким бурением в достаточной степени, чтобы делать однозначные выводы по их стратификации и литологическом составе. Разбурены они в интервале до первых десятков метров и представлены слабометаморфизованными верхнепалеозойскими карбонатными породами.

В сейсмическом волновом поле верхнепалеозойские комплексы пород (в интервале разреза 1500-3500 мс) по своему морфологическому облику неоднородны и не имеют площадного распространения.

Так, в южной части сейсмической съемки обособляется крупная холмообразная постройка, состоящая из нескольких разновозрастных сейсмофаций, которые нами были условно отнесены к позднедевонско-каменноугольному интервалу (D₃, C_{1т}, C₂₋₃). Характер и конфигурация рефлекторов, их динамические и кинематические характеристики указывают на присутствие карбонатных и терригенных осадочных тел, возможно слабометаморфизованных и с невысокой степенью деформированности (Приложение Д).

Некоторые из выделенных в данном интервале сейсмофаций с определенной осторожностью можно отнести к телам рифовой природы, сформировавшимся на кромке верхнепалеозойского палеошельфа.

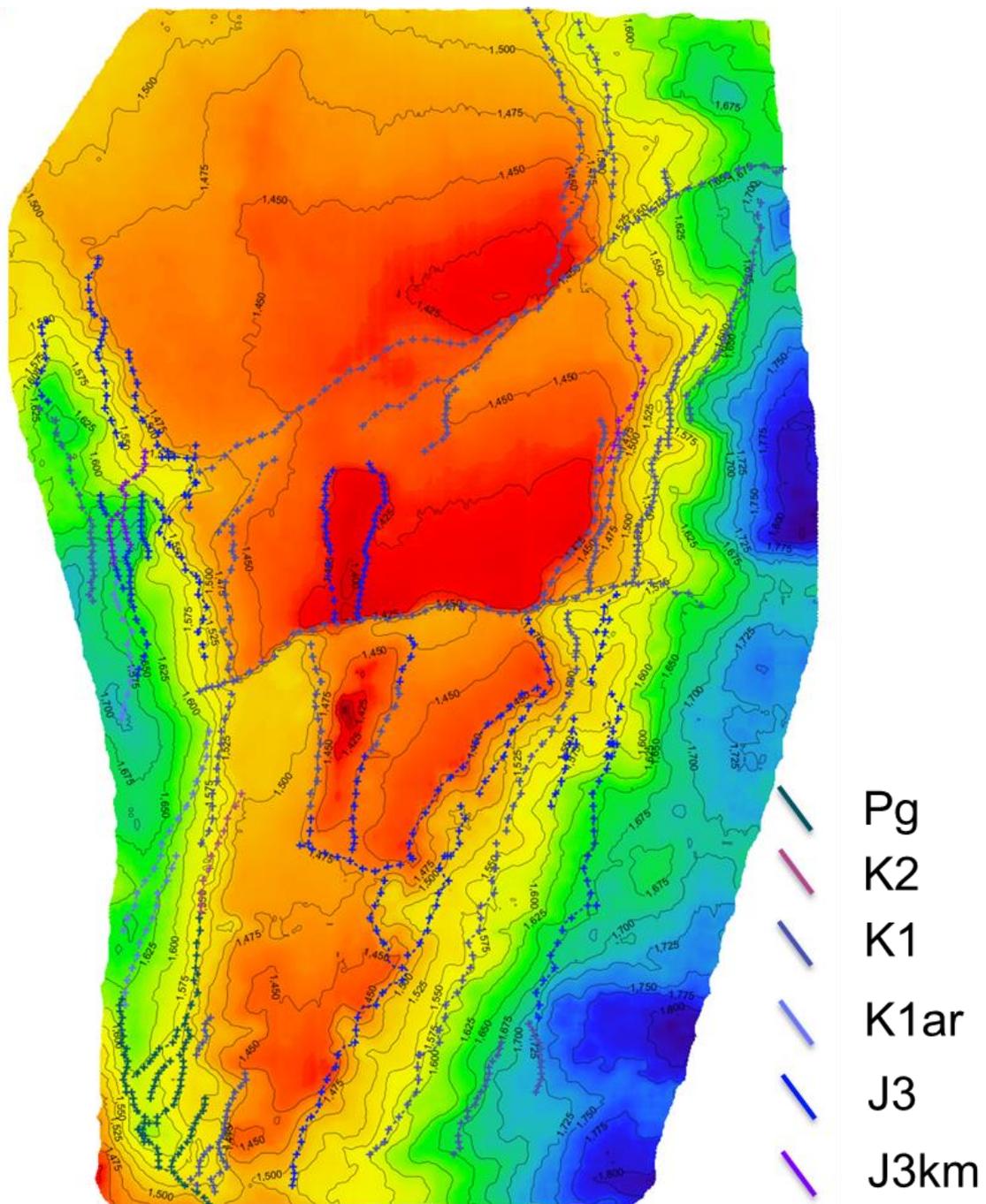


Рисунок 9 – Определение возраста последней реактивации нарушений (структурная основа представлена картой изохрон по поверхности верхнего палеозоя)

Центральная часть площади исследований, наоборот, характеризуется сейсмически «прозрачным» полем или же отражениями хаотического типа. Можно предположить, что эта зона была сформирована в результате надвига более древних пород девонского или даже более раннего возраста.

Косвенно на это указывает характер сейсмофаций в северной части площади исследований, представленных ансамблем интенсивных рефлекторов предположительно среднего-верхнего карбона, который существенно отличается от одновозрастных сейсмофаций на юге площади

исследований. Идентифицировать сейсмофации в северной части площади исследований с вещественным составом и особенностями условий образования представляется затруднительным.

Важно отметить, что вскрытая скважинами прикровельная часть верхнепалеозойского интервала представлена сейсмически прозрачным полем записи, разительно отличающейся от более погруженных отложений на юге площади исследований.

Здесь стоит упомянуть, что на расположенном к северо-западу от площади исследований месторождении Кенлык были разбурены неметаморфизированные карбонатные породы девон-нижнекаменноугольного возраста, пронцаемая часть которых представлена трещиновато-кавернозными известняками и оценивается как нефтегазонасыщенная [Муратова С.К., Ахметжанов А.Ж. и др., 2015].

Таким образом, имеются все основания полагать, что верхнепалеозойские образования на севере и юге площади исследований имеют квазиplateформенный облик и их ни коим образом нельзя отнести к консолидированному фундаменту.

Латеральная неоднородность верхнепалеозойских литофаций (сейсмофаций) наглядно проявляется на срезах сейсмических атрибутов (когерентность, спектральная декомпозиция, мгновенные амплитуда и фаза, доминантная частота, T-attenuation, variance, envelope).

Так, в Приложении Е представлен срез по атрибуту когерентность на времени 2300 мс, где уверенно обособляются три района.

В центре площади исследований выделяется крупный район с развитием хаотических сейсмофаций, который может быть проинтерпретирован как зона распространения более древних метаморфизованных пород.

Район уверенной корреляции рефлекторов и присутствия крупного холомообразного тела с упорядоченной слоистостью и с квазиplateформенным генезисом отчетливо обособливается на юге площади исследований (Приложение Е).

По принципу контрастности и характера проявления атрибута когерентность северная часть площади исследований занимает промежуточное положение, косвенно подтверждаемое присутствием сейсмофаций с интенсивными и непротяженными рефлекторами с сокращенным стратиграфическим диапазоном.

По срезу спектральной декомпозиции на том же уровне (2300 мс) можно сделать заключение о выделении по верхнепалеозойским отложениям все тех же трех районов, условно названных южным, центральным и северным.

На юге площади исследований наблюдаются высокие амплитуды отраженных волн (Рисунок 10), образующиеся вследствие резкой смены

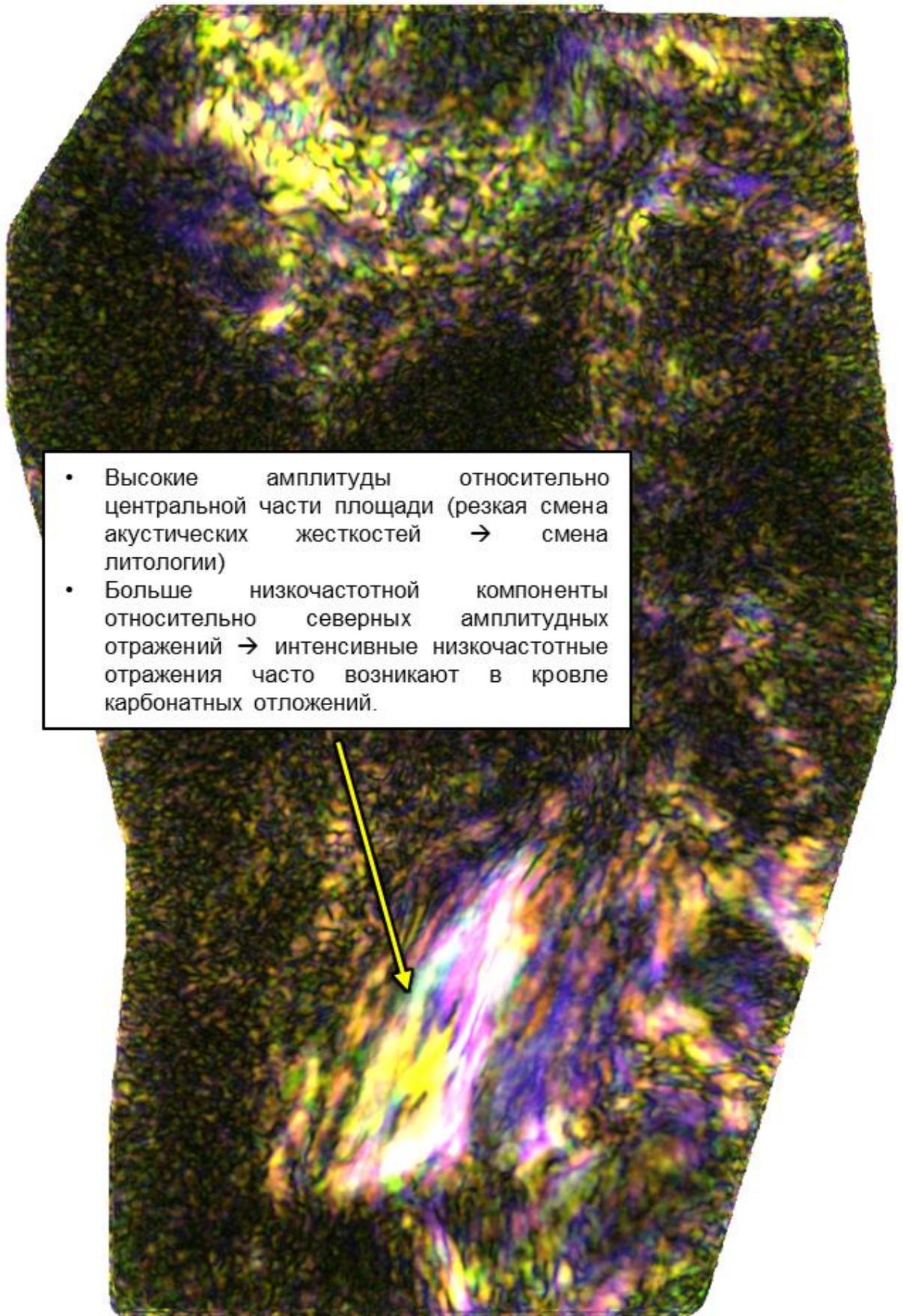


Рисунок 10 – Срез спектральной декомпозиции в палеозое (10-20-30 гц), 2300 мс

акустических жесткостей, что в свою очередь может свидетельствовать об изменении литологического состава или разной степени их уплотненности и деформированности.

К этому можно добавить появление низкочастотной составляющей отраженных волн, как правило, появляющейся в кровле карбонатных пород, что демонстрирует вероятное развитие рифовых фаций, как отмечалось выше.

В северном районе амплитуды отраженных волн, равно как и значения акустических жесткостей существенно снижаются, что идентифицирует уменьшение дифференцированности разреза по составу и физическим свойствам.

И, наконец, в центральном районе развитие хаотических сейсмофаций предопределило практическое отсутствие информации по атрибуту спектральная декомпозиция.

Схожее площадное дифференцирование заметно и на других сейсмических атрибутах (Рис. 11 – 16), из которых отдельно можно упомянуть атрибут T-attenuation, по которому на юге площади исследований выделяются зоны поглощения высоких частот. Появление таких аномалий свойственно карбонатному разрезу с зонами повышенной трещиноватости / разуплотнения.

Северный и центральный районы площади исследований по атрибуту T-attenuation не дифференцируются.

4.3 Реконструкция палеострессов

Одной из задач палеотектонического анализа является определение тектонических напряжений в определенные периоды геологического времени (реконструкция палеострессов). Знание палеострессов позволяет не только определить тип тектонического режима, при котором происходило формирование исследуемого участка, восстановить историю его геологического развития, но и прогнозировать тип и направление трещиноватости для тех пород, где она имеет принципиальное значение в формировании фильтрационно-емкостных свойств резервуара.

В общем случае реконструкция палеострессов проводится на основе большого количества замеров разломов и трещин (в том числе полевые наблюдения, анализ образцов горных пород) и их последующей обработки для выявления преобладающих параметров трещин. Основным методом обработки является статистический, выполняемый путем построения специальных диаграмм (полярных, сферических и т.д.). При этом, при построении таких диаграмм разрывные нарушения предварительно должны быть разделены по своему генезису.

В данной работе реконструкция палеострессов осуществлялась путем инверсии напряжений на основе проинтерпретированных разрывных нарушений. Ориентация плоскости разломов (азимут и угол падения), их

генезис (сброс/взброс/сдвиг), тип активации (первично образованный или реактивированный) и уверенность в выделении участвуют в расчете четырех основных параметров тензора напряжений: главных осей напряжений σ_1 (ось максимального сжатия), σ_2 (ось промежуточного сжатия) и σ_3 (ось минимального сжатия), а также индекс режима напряжений R' , который определяется как:

- $R'=R$, когда σ_1 вертикальна (тектонический режим растяжения);
 - $R'=2-R$, когда σ_2 вертикальна (тектонический режим сдвига);
 - $R'=2+R$, когда σ_3 вертикальна (тектонический режим сжатия);
- где $R=(\sigma_2-\sigma_3)/(\sigma_1-\sigma_3)$.

Индекс R' равен 0.5 для чистого растяжения, 1.0 - для растяжения-сдвига, 1.5 - для чистого сдвига, 2.0 – для сдвига-сжатия, 2.5 – для чистого сжатия.

Таким образом:

- $R'=0-1$ для тектонического режима растяжения;
- $R'=1-2$ для тектонического режима сдвига;
- $R'=2-3$ для тектонического режима сжатия.

В рамках данного проекта реконструкция палеострессов проводилась двумя методами: PVT-axes (PVT-оси) и Improved Right Dihedron (Улучшенный Прямой Диэдр).

Метод Improved Right Dihedron – это усовершенствованный вариант классического метода Right Dihedron (Энжели и Мехлер, 1977), изначально разработанного как графический метод определения возможных ориентаций осей напряжений σ_1 и σ_3 при анализе разломов. Основной принцип метода основан на использовании расчетной сетки ориентаций/направлений, заданной таким образом, чтобы они представляли прямоугольный грид на стереосетке нижней полусферы проекции Шмидта. Для всех разломов квадранты сжатия и растяжения определяются в соответствии с ориентацией плоскости разлома и линии скольжения, а также типа смещения. Эти квадранты отображаются на расчетной сетке, всем ориентациям грида попадающим в квадрант растяжения присваивается значение 100%, а тем, что попадают в квадрант сжатия присваивается 0%. Эта процедура повторяется для всех разломов, потом все значения суммируются и делятся на количество анализируемых разломов. Грид подсчетных значений для одного разлома определяет его характеристику в подсчетной сети. Результирующий грид средних подсчетных значений для набора данных формирует подсчетную сеть этого набора. Возможные ориентации осей σ_1 и σ_3 определяются ориентацией в средней подсчетной сети, где имеются значения 0% и 100% соответственно. Усовершенствованный вариант этого метода был переведен в цифровой формат и внедрен в различные программные продукты. Кроме того, были внедрены расчет индекса R , комплементарное использование трещин растяжения и сжатия, а также применение теста совместимости при отборе данных и формировании наборов, используя расчет отклонений.

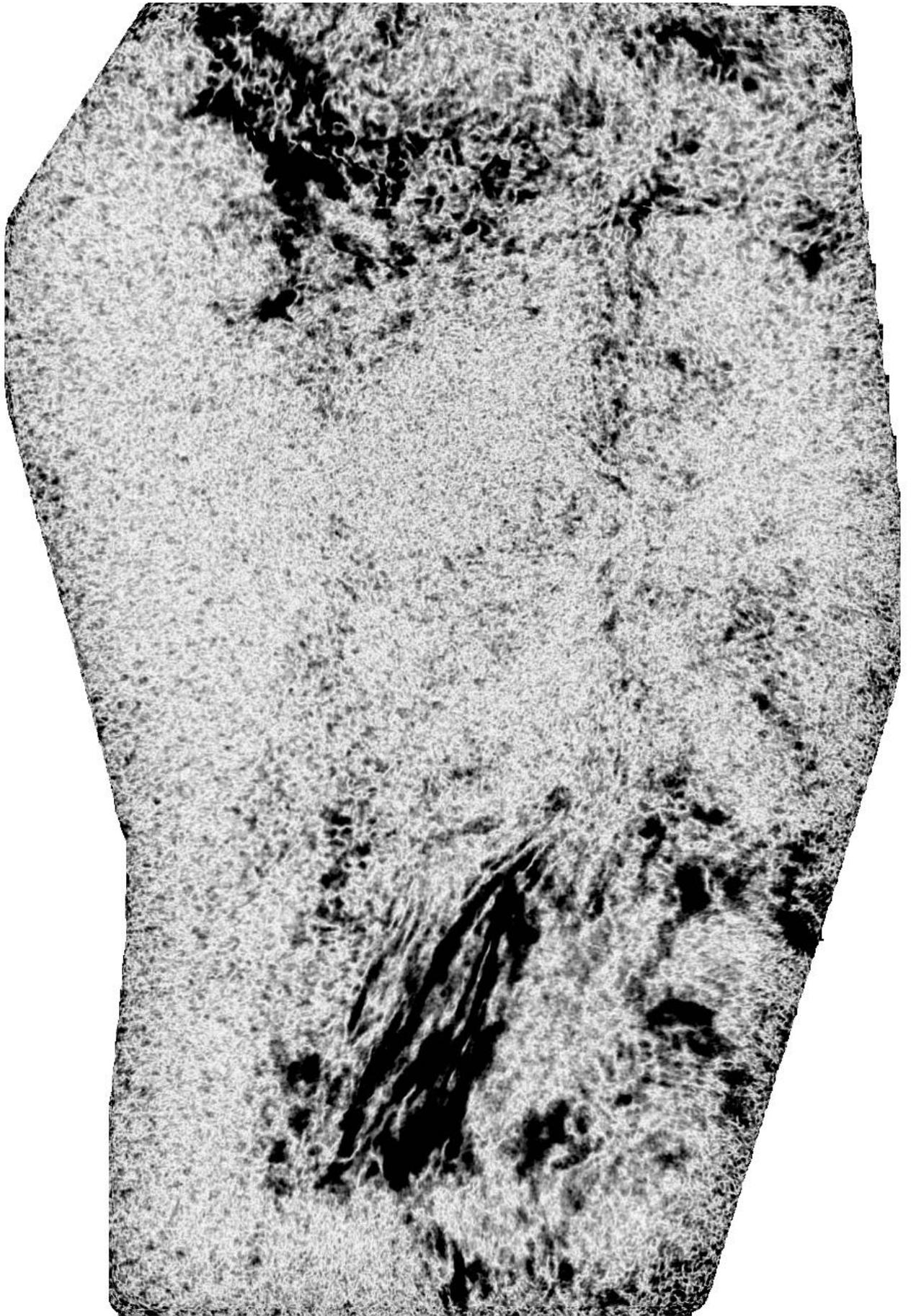


Рисунок 11 – Срез мгновенных амплитуд в палеозое, 2300 мс

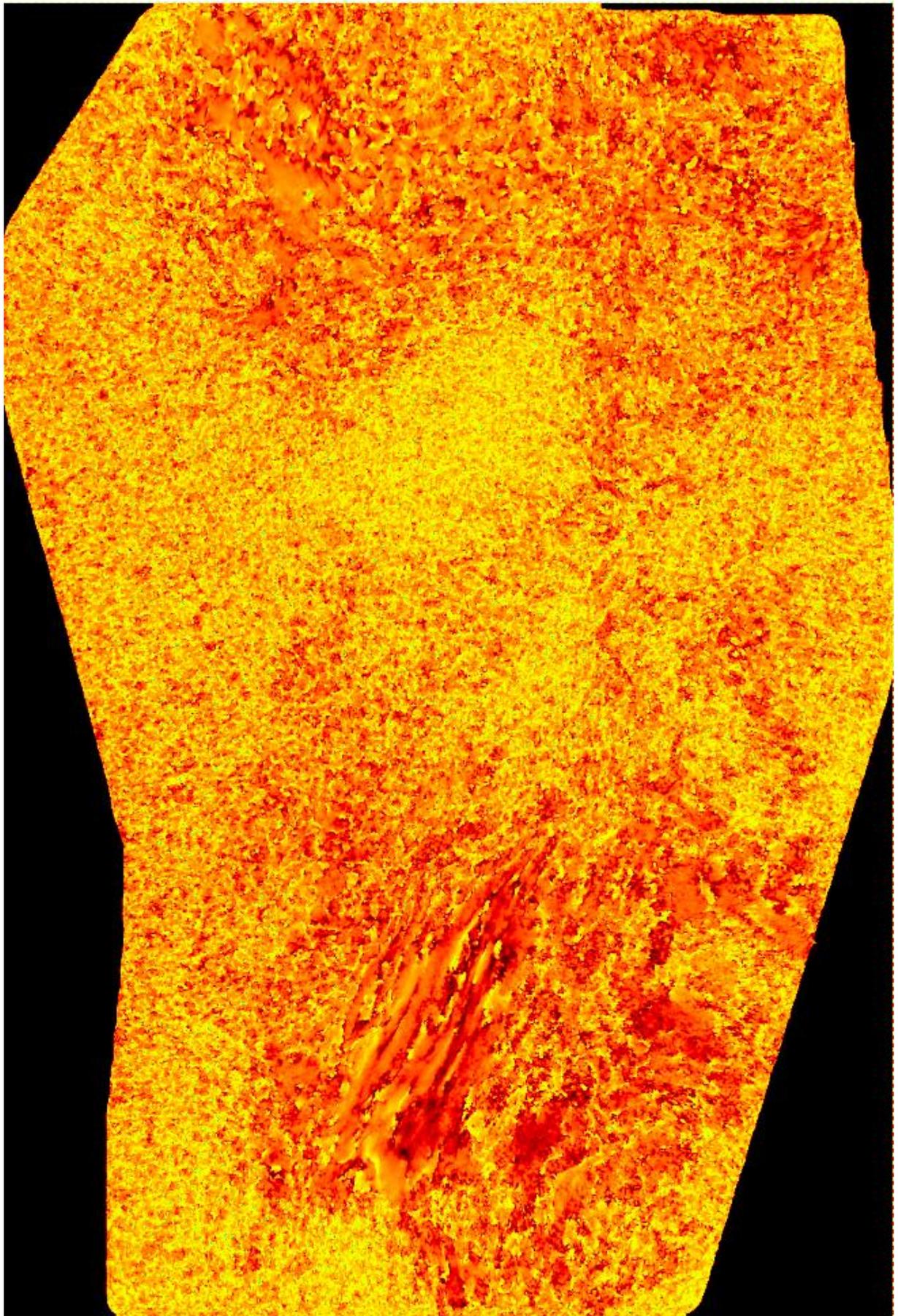


Рисунок 12 – Срез доминантной частоты в палеозое, 2300 мс

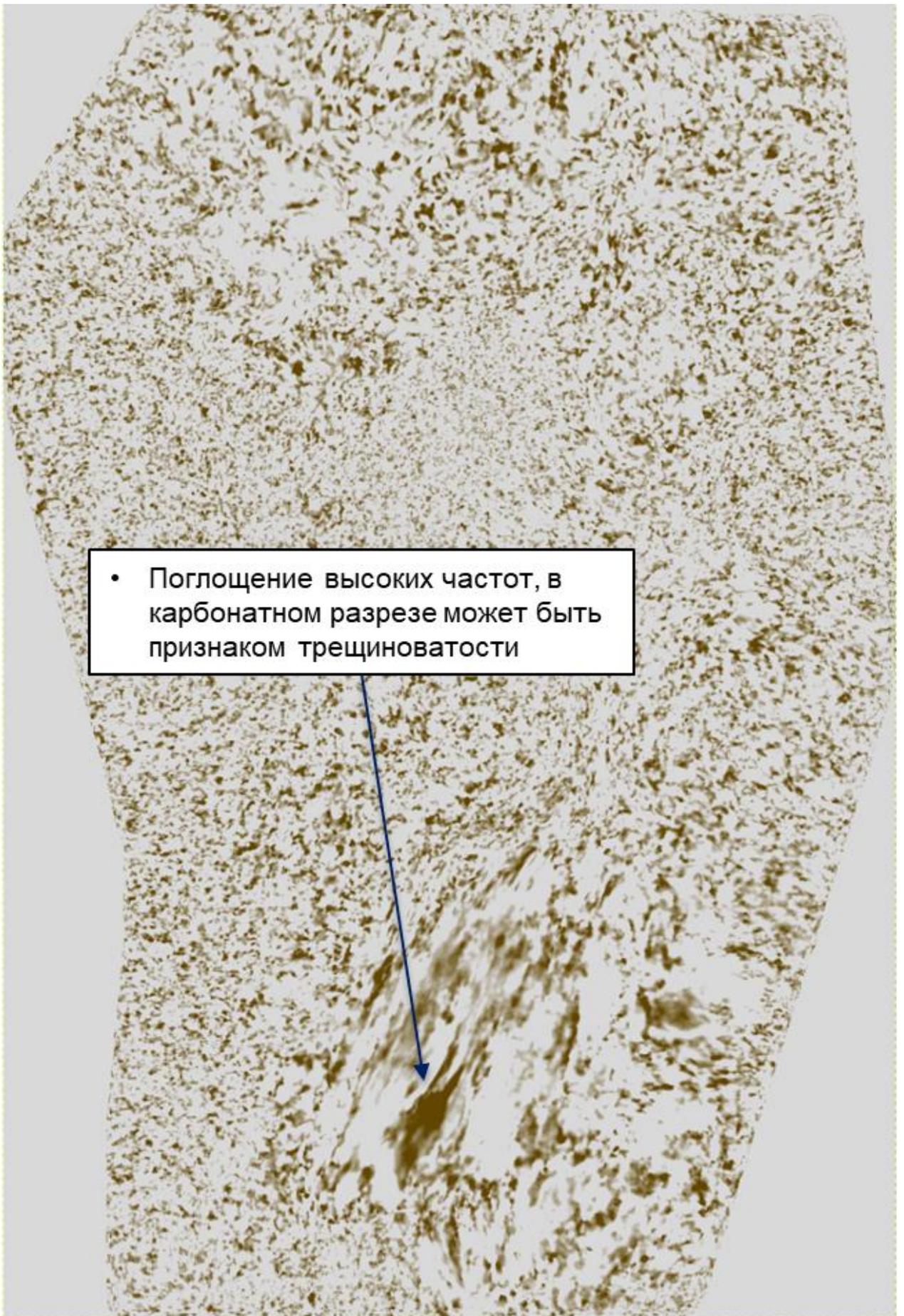


Рисунок 13 – Срез T-attenuation в палеозое, 2300 мс

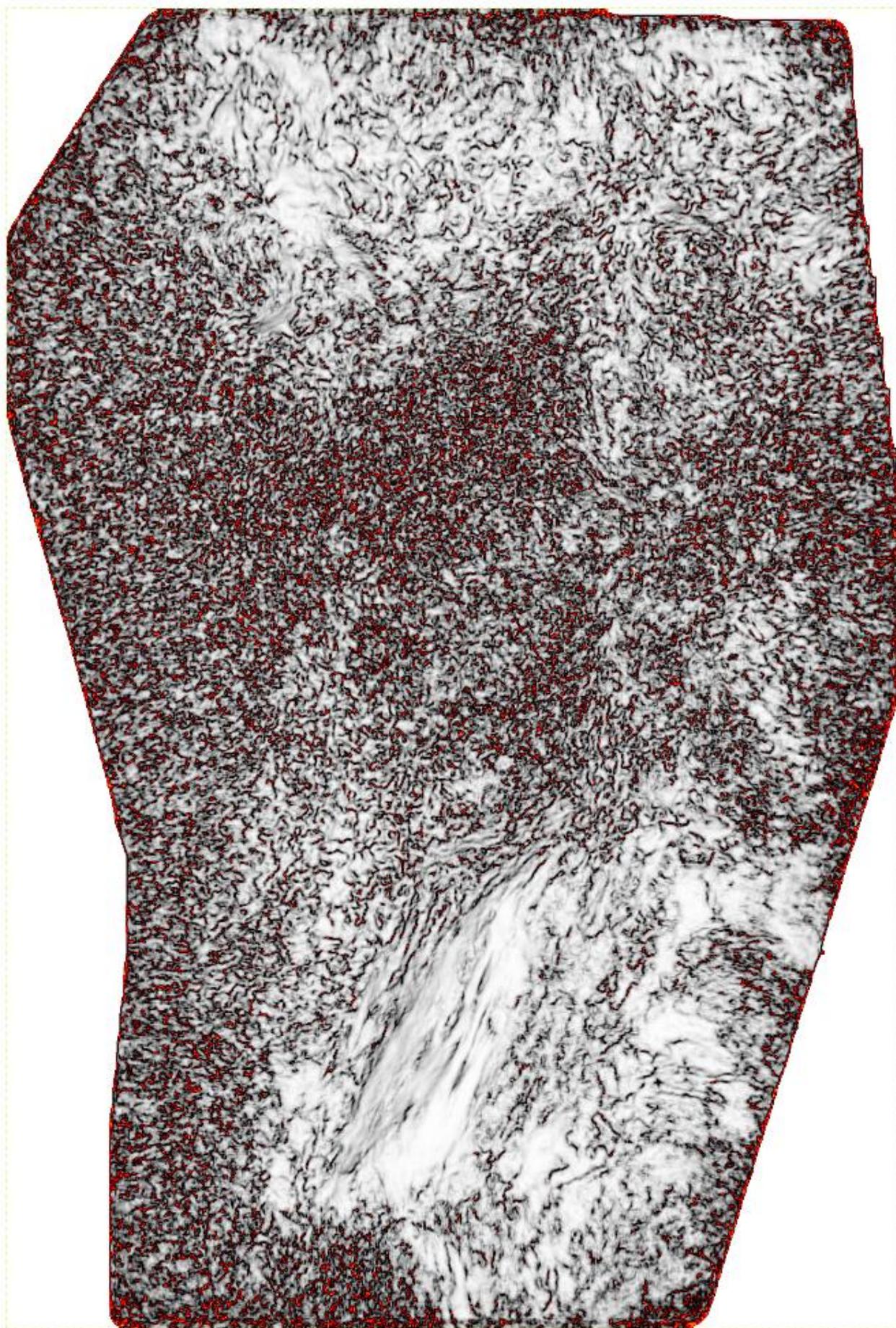


Рисунок 14 – Срез variance в палеозое, 2300 мс

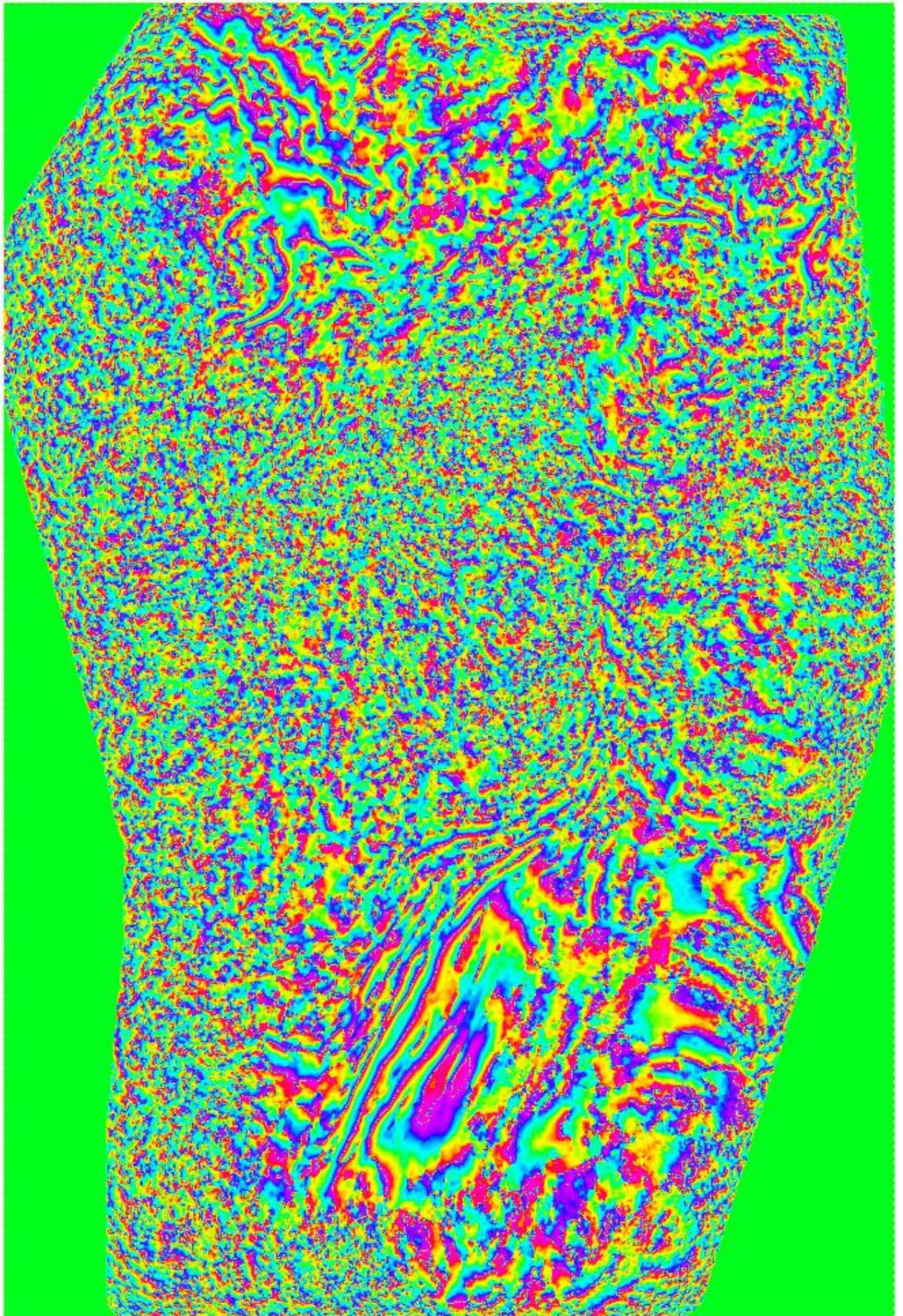


Рисунок 15 – Срез мгновенной фазы в палеозое, 2300 мс

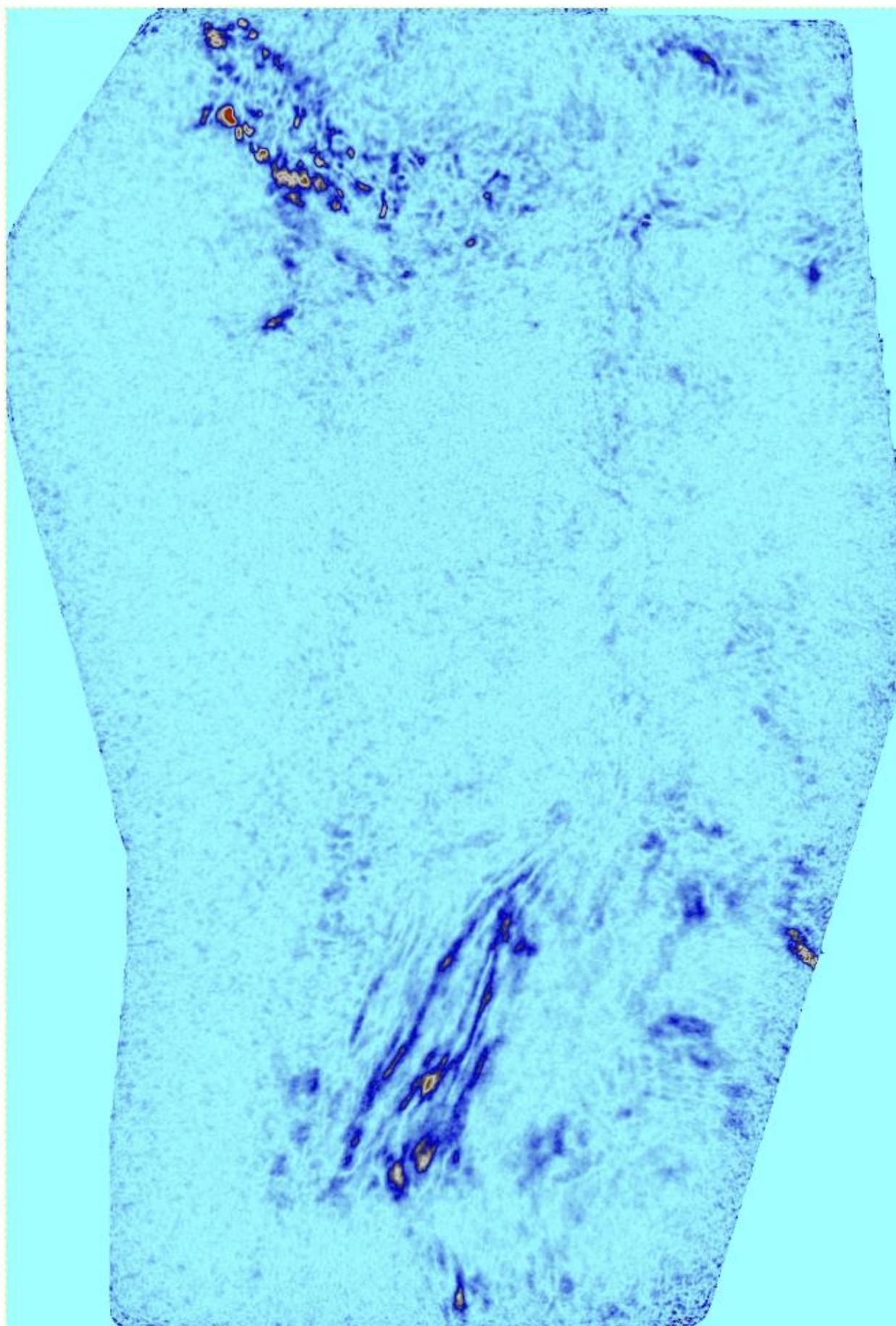


Рисунок 16 – Срез envelope в палеозое, 2300 мс

Метод PVT-axes – это кинематический подход, когда графически конструируются 3 теоретические оси напряжений для каждой плоскости скольжения (Тернер, 1953, Спернер и др, 1993): ось P в направлении сжатия, нейтральная ось V лежит в плоскости разлома и ось T в направлении растяжения. Предполагая совпадение σ_1 с P и σ_3 с T, а также магнитуду произвольного сдвигового напряжения $\tau=1$ для плоскости каждого разлома, цифровой динамический анализ рассчитывает восстановленный тензор напряжений для набора плоскостей скольжений (Спэнг 1972, Спернер и др, 1993).

Подробнее с анализом палеострессов и существующими методиками их реконструкции можно ознакомиться в статье D. Delvaux, V. Sperner, 2003.

На площади исследования реконструкция палеострессов проводилась для позднекарбонowego, пермского, среднеюрского, верхнеюрского и более позднего времени. Ввиду сложности геологического строения изучаемого участка, нельзя исключать, что разные части площади могли формироваться под влиянием разных векторов напряжений. Результаты расчета палеострессов (по двум методикам) приведены совместно со структурными картами и срезами когерентности соответствующего геологического возраста и представлены в Приложениях Ж – И. В большинстве случаев оба метода реконструкции палеострессов давали похожие результаты, в тех случаях, когда на отдельных интервалах решения расходились, приоритет отдавался тому результату, который больше соответствовал региональным представлениям.

Как видно из рассчитанных тензоров напряжений, в позднем карбоне - перми (Приложение Ж) метод PVT-Axes установил чисто компрессионный тектонический режим ($R'=2.5$), в то время как метод улучшенного прямого диэдра дал результат близким к режиму сжатия-сдвига ($R'=1.71$). Таким образом, исходя из наличия взбросов северо-восточного направления можно говорить о преобладании компрессионной тектоники со значительной сдвиговой компонентой.

В поздней перми – средней юре (анализ проводился по подошве юрских отложений) значения индекса R' колеблются в пределах 0.46-0.5, что свидетельствует о чистом тектоническом режиме растяжения (Приложение З). Главная ось напряжений (максимального растяжения) направлена в северо-восточном направлении.

В Приложении И приведено 3 тензора напряжений для кровли среднеюрских отложений по методике улучшенного прямого диэдра для южной, центральной и северной части площади. Данные тензоры позволяют сделать вывод о доминировании в кумкольское и более позднее время сдвиговой тектоники (значения индекса R' находятся в пределах 1.67-1.71. При этом, интерес представляет тот факт, что направление главных осей напряжений в разных частях площади исследований отличается, так на юге участка компонента сжатия близка к субширотной, в то время как по мере продвижения на север она постепенно меняется на субмеридиональную.

4.4 Классификация по форме сигнала на основе нейронных сетей

Строение верхнепалеозойских отложений дополнительно изучалось с помощью сейсмических атрибутов на основе алгоритмов машинного обучения и классификации по форме сигнала.

Классификация по форме сигнала на исследуемой площади проводилась с использованием кластерного подхода, который был реализован посредством обучения нейронных сетей на массиве данных сейсмических атрибутов.

Данный анализ представляет собой автоматическую классификацию всего набора исходных данных (атрибутов) по форме сигнала и разбиение массива на заранее заданное количество классов. Обучение нейронных сетей осуществлялось на следующих сейсмических атрибутах: RMS-амплитуды, Envelope, мгновенная частота, мгновенная фаза, variance, когерентность, доминантная частота, chaos. Полный набор атрибутов анализировался с помощью метода главных компонент и функции взаимной корреляции с целью исключения тех атрибутов, которые не приносят дополнительной информации. Полученная зависимость применялась для построения неконтролируемой (unsupervised) сейсмофациальной карты, а также для расчета куба классов.

Следует отметить, что интерпретация неконтролируемого сейсмофациального анализа предполагает значительную долю субъективности, что обусловлено как отсутствием четкой привязки сейсмофациального класса к конкретной литологической фации, так и ограничениями исходных сейсмических данных и используемого математического аппарата.

В Приложении К приведен срез классификации верхнепалеозойского интервала по форме сигнала на основе набора сейсмических атрибутов.

Данный интегральный атрибут также подтверждает сделанные ранее выводы о разных сейсмических фациях в южной и центральной частях площади.

Исходя из проведенного атрибутивного анализа можно сделать следующие выводы:

- Подстилающий юру верхнепалеозойский комплекс представлен разновозрастными отложениями.
- Верхнепалеозойские отложения литологически неоднородны. По латерали они обладают резкой литофациальной замещаемостью.
- В северном и южном районах площади исследований в формировании верхнепалеозойских литофаций интегрированно влияли тектонический и седиментационный факторы.
- В центральном районе исследуемого участка верхнепалеозойские образования подверглись интенсивным тектоническим дислокациям и вероятно сложены более древними метаморфизованными породами. В сейсмическом волновом поле данная зона представлена слабоконтрастными хаотическими отражениями.

• На юге площади исследований на сейсмических атрибутах проявляются некоторые признаки, которые могут быть характерны для карбонатного разреза, включая:

- Высокие амплитуды в кровле пластов как следствие резкой смены акустических жесткостей в силу смены литологии.
- Появление низкочастотной компоненты.
- Участки поглощения высоких частот, интерпретируемые как зоны повышенной трещиноватости/разуплотнения в разрезе карбонатных пород.

Наибольшую сложность представляет геологическое объяснение столь дифференцированного строения верхнепалеозойского комплекса. Анализируя отражения центральной части площади исследований на отдельных участках сейсмической съемки в данном интервале, можно обнаружить признаки пологих надвигов (Приложение Л). В данной концепции надвиги шарьяжного типа могли сформировать серию сменяющихся по горизонтали тектонических блоков, где южная часть площади представляют собой автохтонный блок, перекрытый в краевых частях аллохтоном центрального района. Автохтон на севере участка также частично перекрыт более древними отложениями аллохтона следующего надвига. Предполагается, что корневая зона надвигов уходит вглубь в северо-западном направлении.

В Приложении М на примере сейсмического профиля субмеридионального направления приводится концепция пологих надвигов шарьяжного типа, позволяющая объяснить, как наличие пород разной литологии в верхах палеозоя на сравнительно небольшом удалении друг от друга, так и возможность перекрытия более молодых (позднедевонско-каменноугольного возраста) предположительно карбонатных пород более древними девонскими или даже додевонскими метаморфизованными породами.

Изучение опубликованной литературы не дало результатов по присутствию масштабных надвигов в Арыкумском прогибе. Вместе с тем, надвиги (наряду со сдвигами), приуроченные к деформациям, вызванными перемещениями вдоль Таласо-Ферганского разлома упоминаются в работе Kopopelko, D., Seltmann, R. и др., 2013.

Кроме того, есть свидетельства надвигов в Северо-Западном Каратау. В частности, в районе станции Тимур скважина 2П под меловым комплексом прошла 1600 м по карбонатам фамена-визе, пересекла надвиг и после верхнего фамена вошла в терригенно-карбонатные отложения с фауной серпухова – раннего башкира [Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б. и др., 2016].

Таким образом, можно допустить наличие нарушений подобного типа и в регионе деформаций, связанных с Главным Каратауским разломом (ГКР), как части Каратау-Таласо-Ферганской (КТФ) тектонической зоны, где единообразная сдвиговая механика могла привести к аналогичным последствиям в виде не только вторичных сдвигов и сбросов, но и надвигов.

Так или иначе, но неопределенность в природе и механизме проявления возможных надвигов в Арыкумском прогибе сохраняется и требует отдельного научного исследования, подкрепленного новой фактологией (желательно в виде данных глубокого бурения с определением возраста вскрытого интервала верхнепалеозойского комплекса пород).

На рисунках 17-24 приводится серия седиментационных срезов по нескольким сейсмическим атрибутам (когерентность, envelope, спектральная декомпозиция, RMS-амплитуды, доминантная частота, chaos, T_attenuation, классификация по форме сигнала) по условному горизонту S_{2-3} в верхнепалеозойских отложениях, проинтерпретированному в соответствии с описанной выше концепцией о пологих надвигах. Данный срез также подтверждает сделанные ранее выводы о неоднородном составе палеозойского комплекса. Кроме того, на юге площади отчетливо выделяется смещение высокоамплитудной компоненты вдоль плоскости северо-восточного простирания. Данное смещение можно объяснить левосторонним сдвигом (на наличие сдвиговой компоненты в верхнепалеозойском интервале указал и описанные в подглаве 4.3 анализ палеострессов). Образование в позднем палеозое наряду со взбросами и левосторонних сдвигов описывается в работах Алексева Д.В. и др. Нельзя исключать, что, как и в случае более поздних сдвиговых деформаций юрского времени, данный левосторонний сдвиг северо-восточного простирания является вторичным по отношению к более крупному правостороннему сдвигу северо-западного направления, который находится за пределами сейсмической съемки 3Д. Небольшие размеры съемки не позволяют однозначно ответить на вопрос о природе данного сдвига.

4.5 Выявление малоамплитудных нарушений и зон трещиноватости в верхнепалеозойском интервале на основе алгоритмов машинного обучения

Проведенная ранее локализация потенциально карбонатных пород в верхнепалеозойском интервале ставит задачу рекомендации наиболее перспективных зон для последующего бурения. Так как на коллекторские свойства в карбонатном разрезе значительное влияние оказывает фактор вторичной пористости, то встал вопрос о выделении зон повышенной трещиноватости. Так как размеры большинства трещин значительно меньше разрешающей способности сейсморазведки, то выделение таких зон по данным сейсмике представляет собой нетривиальную задачу.

Традиционно, одним из способов такого выделения было установление анизотропии при распространении сейсмических волн, однако данный подход остается дорогостоящим и требует специальных методик наблюдения и обработки сейсмических данных.

В первом приближении на вопрос о распространении зон трещиноватости потенциально может ответить атрибут T-attenuation (Рисунок 23), основанный

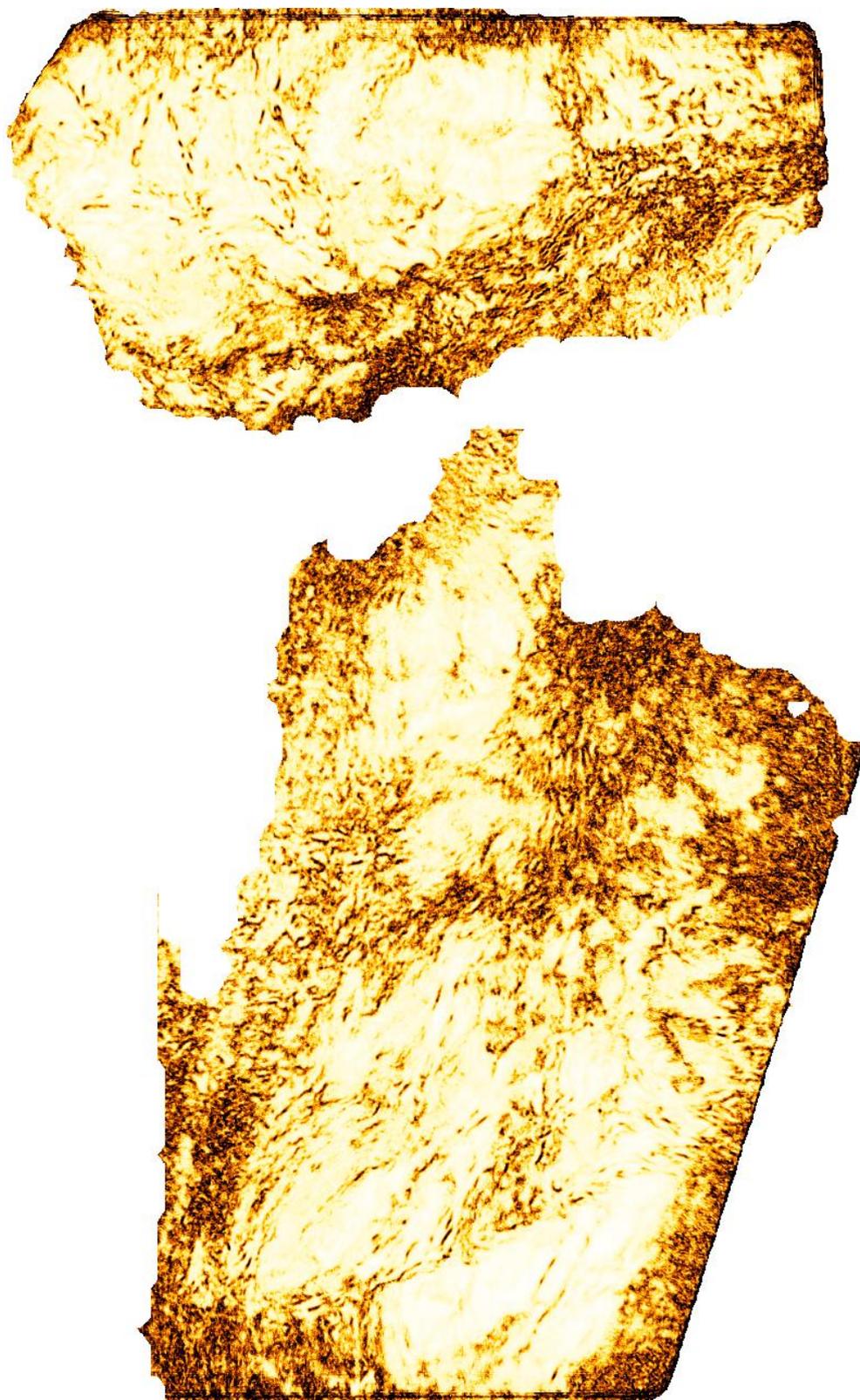


Рисунок 17 – Срез когерентности в палеозое, вдоль горизонта C2-3

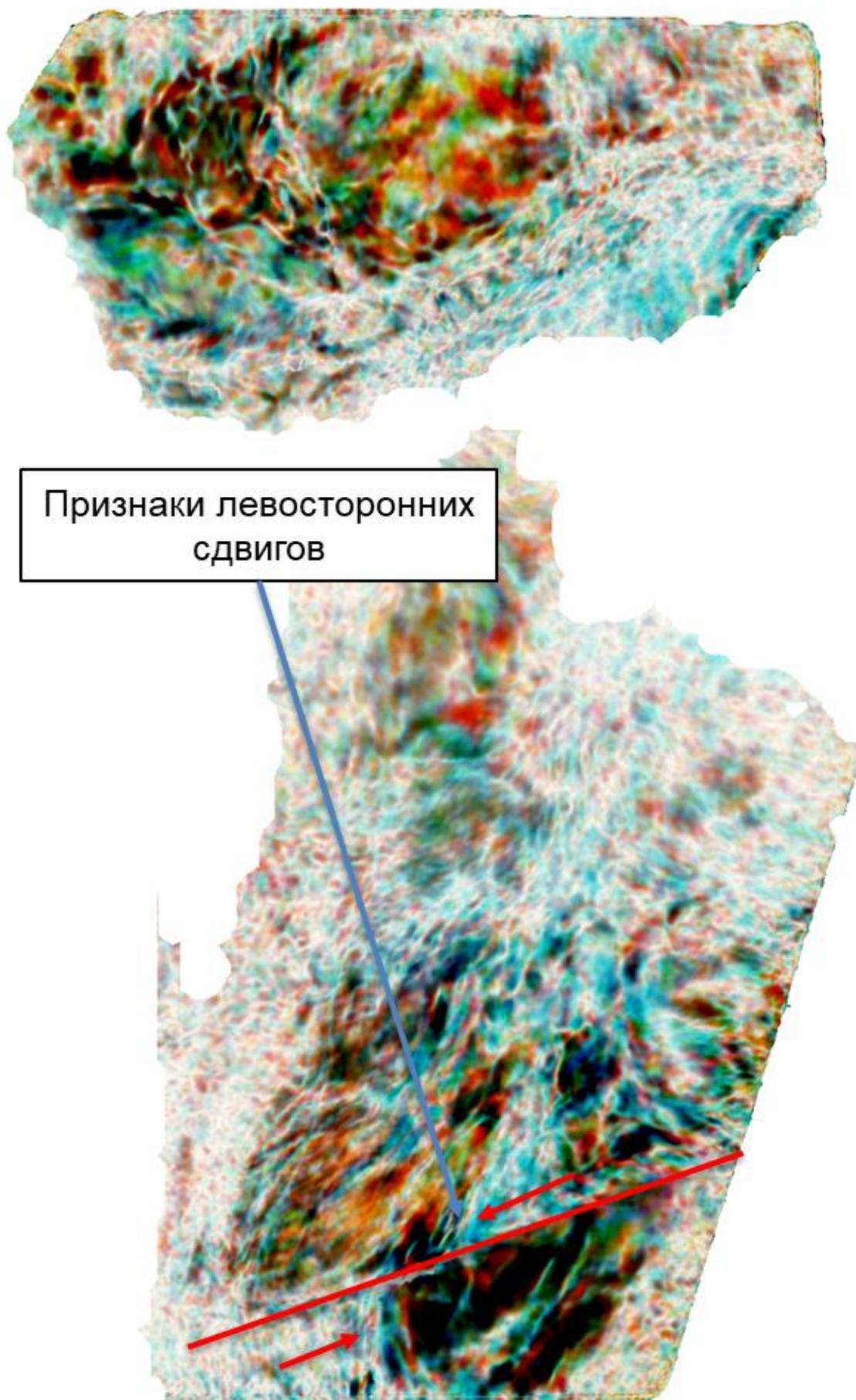


Рисунок 18 – Срез спектральной декомпозиции в палеозое (10-20-30 гц),
вдоль горизонта С2-3

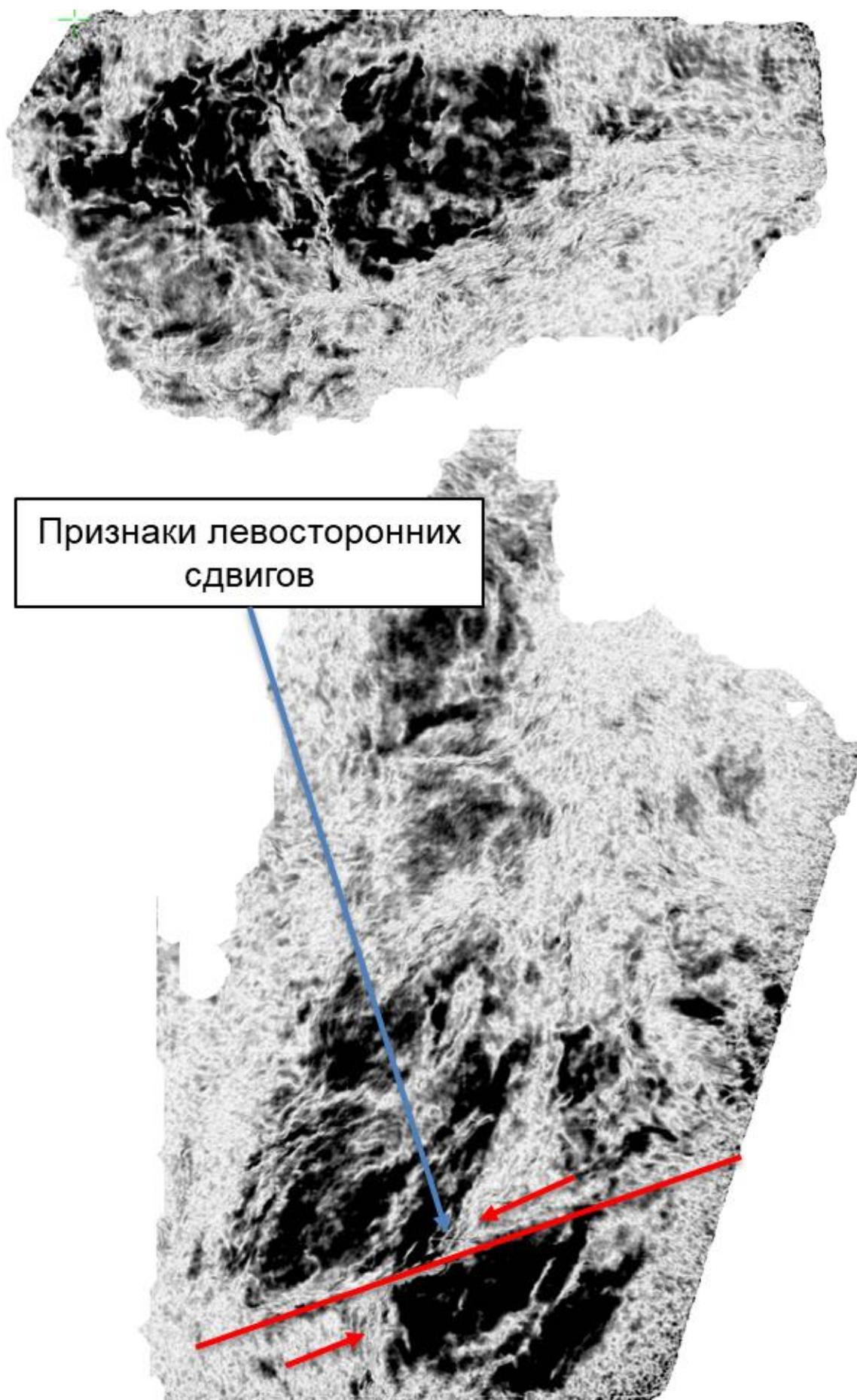


Рисунок 19 – Срез rms-амплитуд в палеозое, вдоль горизонта С2-3

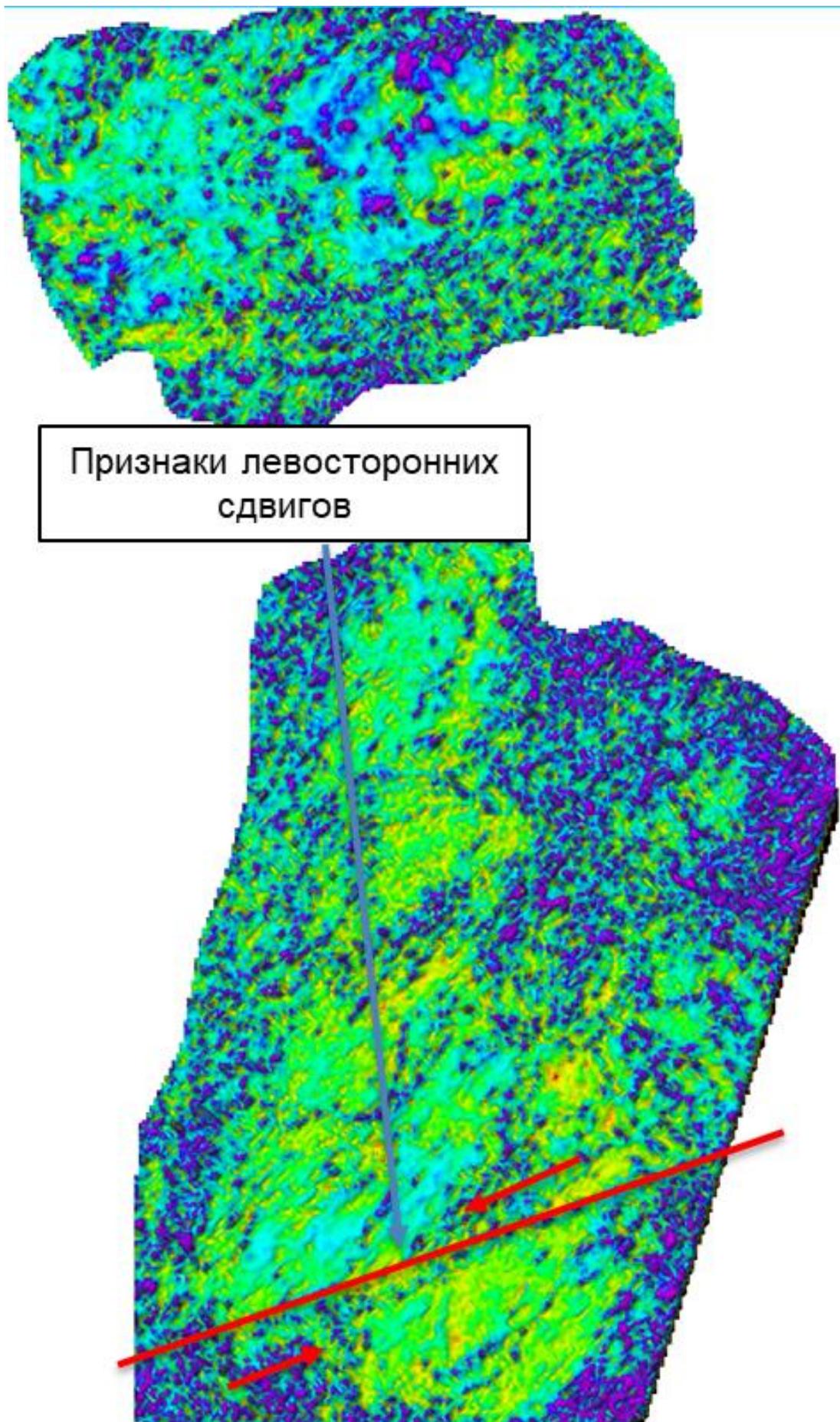


Рисунок 20 – Срез доминантной частоты в палеозое, вдоль горизонта С2-3

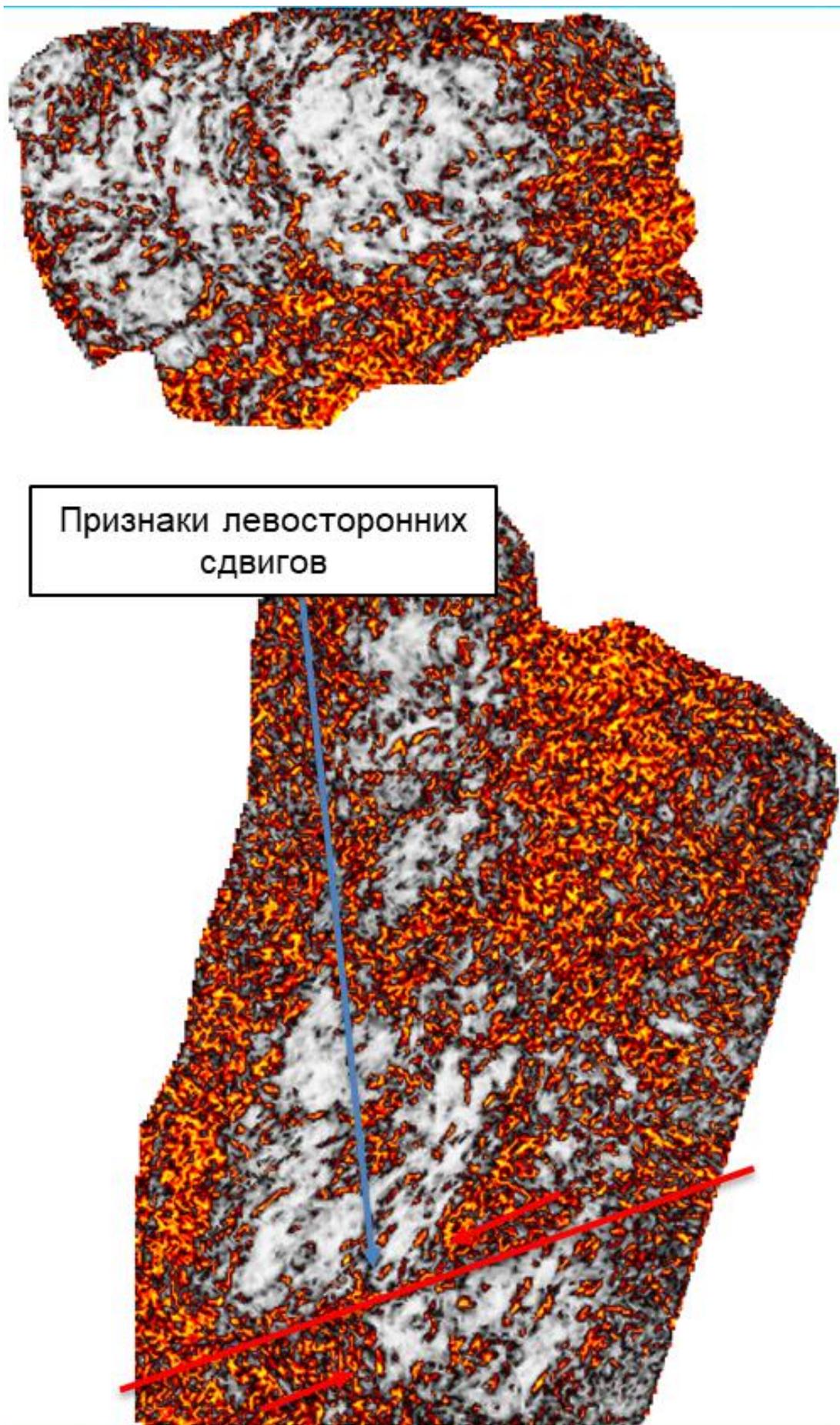
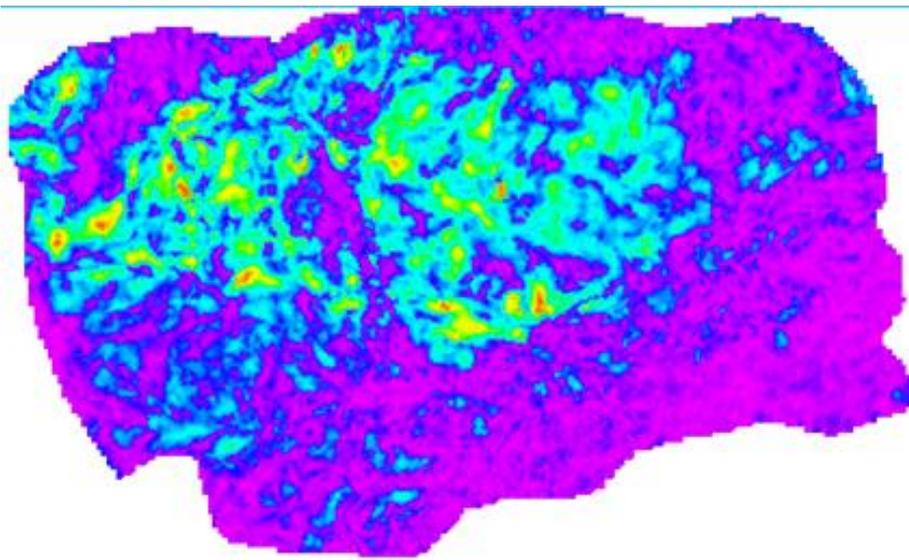


Рисунок 21 – Срез chaos в палеозое, вдоль горизонта С2-3



Признаки левосторонних сдвигов

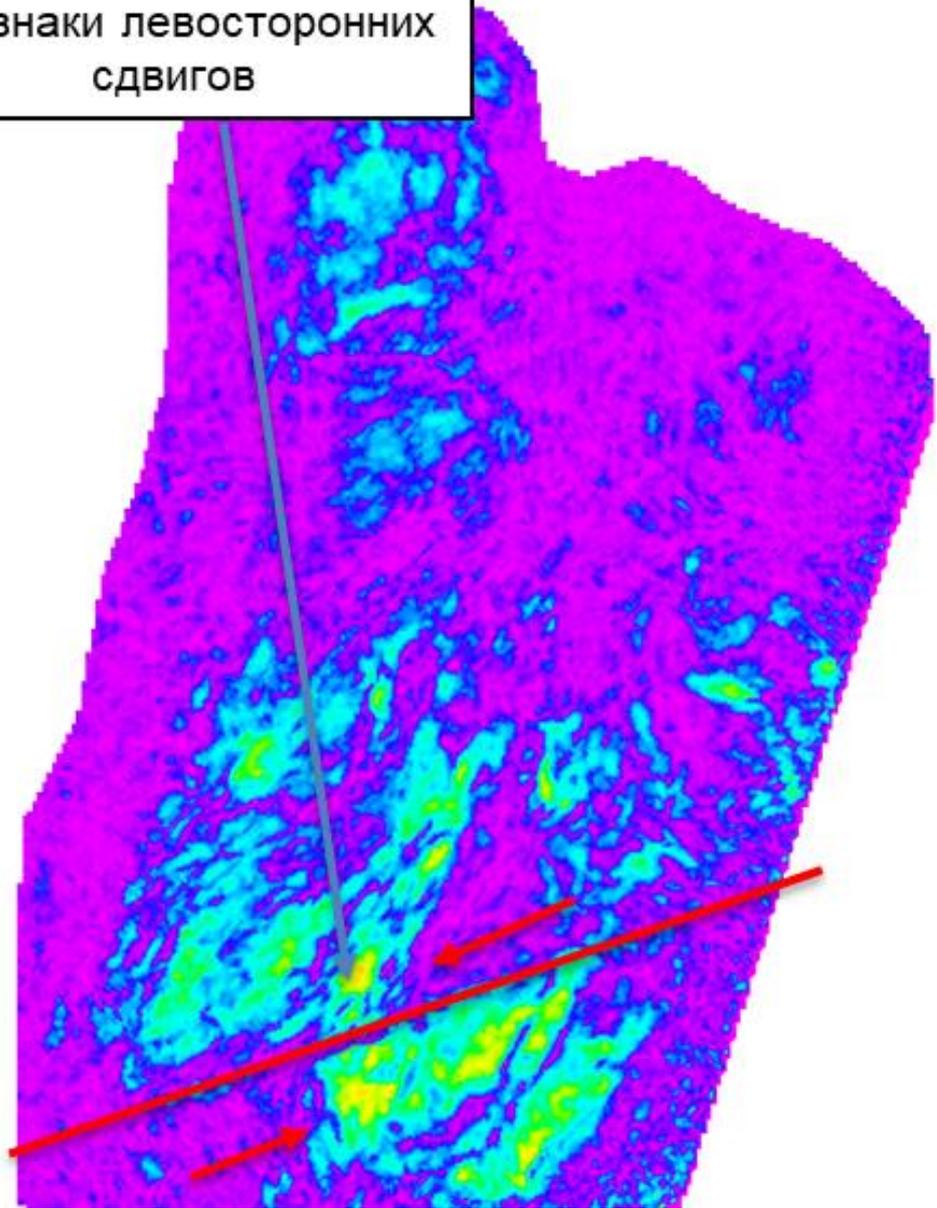


Рисунок 22 – Срез envelope в палеозое, вдоль горизонта С2-3

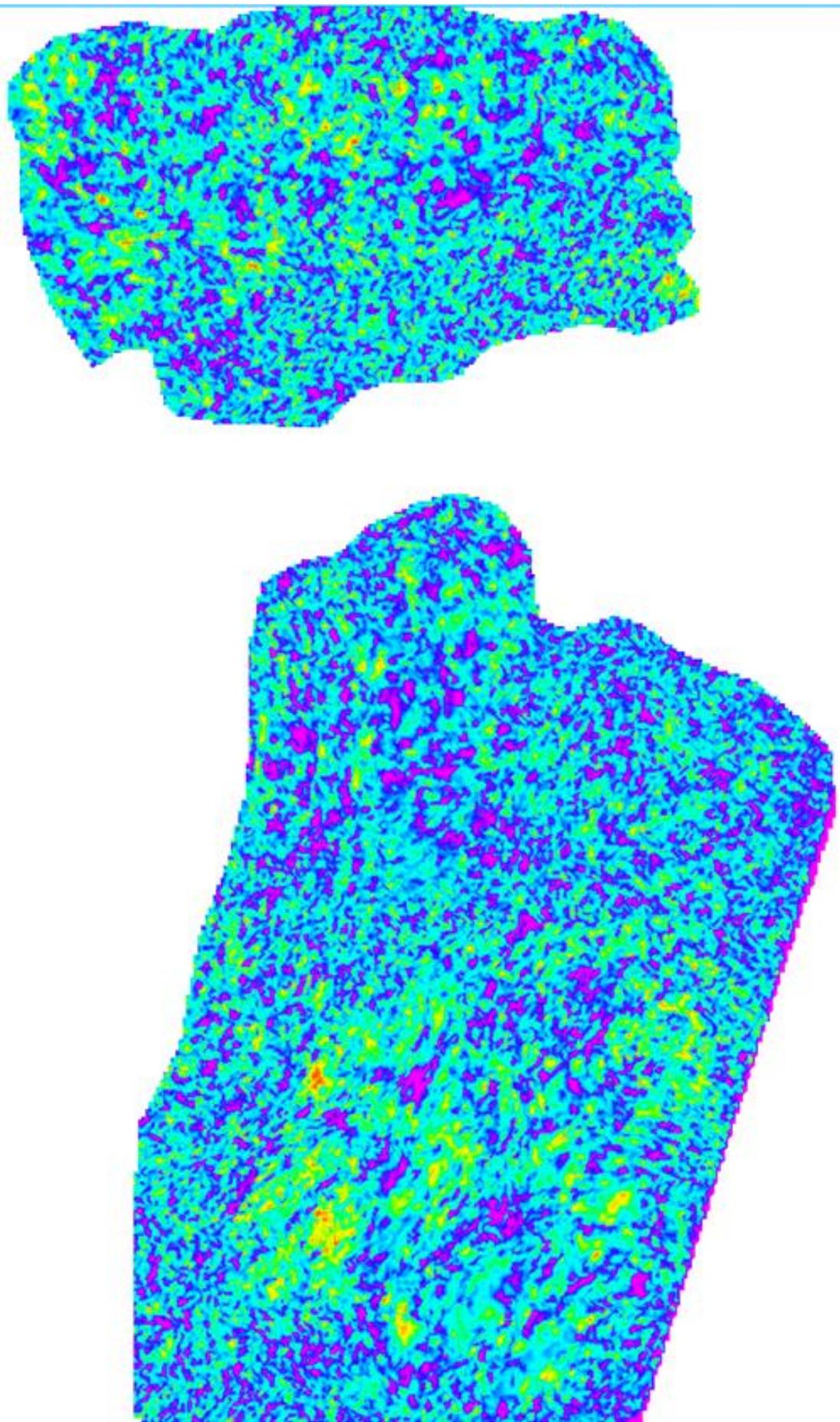


Рисунок 23 – Срез T-attenuation в палеозое, вдоль горизонта С2-3

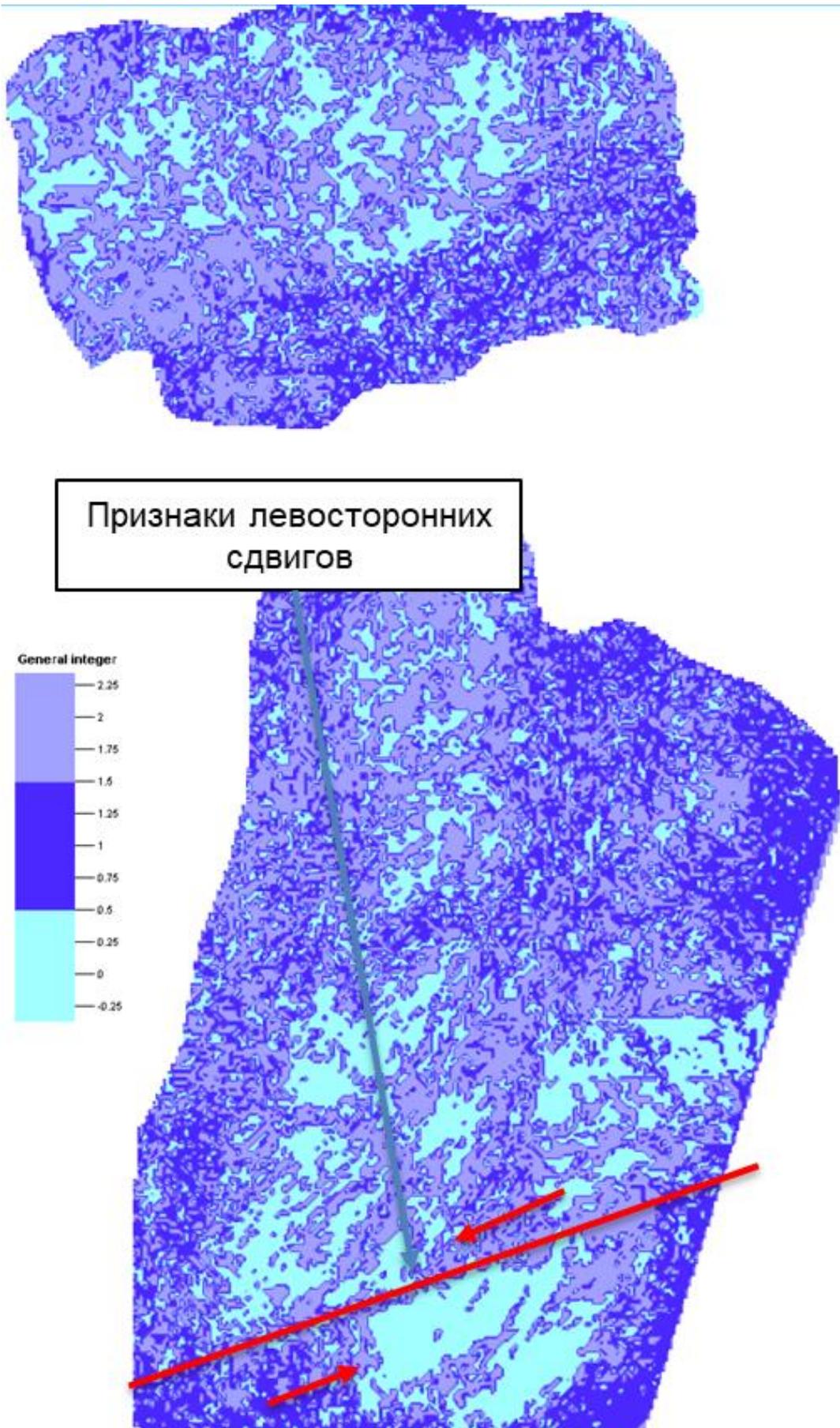


Рисунок 24 – Классификация по форме сигнала (обучение на группе атрибутов), вдоль горизонта С2-3

на изменении соотношений высоко- и низкочастотной компоненты. Однако основывать весь анализ только на частотной компоненте не представляется возможным ввиду большого количества факторов, способных оказывать влияние на данную характеристику отражений.

Таким образом, в качестве дополнительной методики для выявления потенциальных зон трещиноватости были использованы основанные на машинном обучении атрибуты ML Fracture Detect и Faults Simulation, разработанные компанией IPLAB. Данные алгоритмы позволяют лучше выявлять резкие латеральные изменения в сейсмическом поле, так как использует детальное сравнение двух трасс с минимальным горизонтальным расстоянием.

4.5.1 Описание алгоритма ML Fracture Detect (DTW)

Предположим, что существуют две сейсмические трассы с элементами $\{s_1^1, s_2^1, s_3^1, \dots, s_N^1\}$ и $\{s_1^2, s_2^2, s_3^2, \dots, s_N^2\}$, где верхний индекс-номер трассы, а нижний индекс-номер выборки. Обозначим DTW матрицу как матрицу квадратов разностей между элементами двух кривых $S_{ij} = (s_i^1 - s_j^2)^2$ или, альтернативно, абсолютное значение разности $S_{ij} = |s_i^1 - s_j^2|$. Необходимо найти путь через эту матрицу DTW от элемента (1,1) до конечного элемента близкого к (N, N) с минимальной суммой значений этой матрицы согласно уравнению 4.5 и как показано на рисунке 25.

$$r = \sum_{ij} S_{ij} \rightarrow \min \quad (4.1)$$

При этом нужно соблюдать условия непрерывности кривой пути без пропусков и контактами всех элементов.

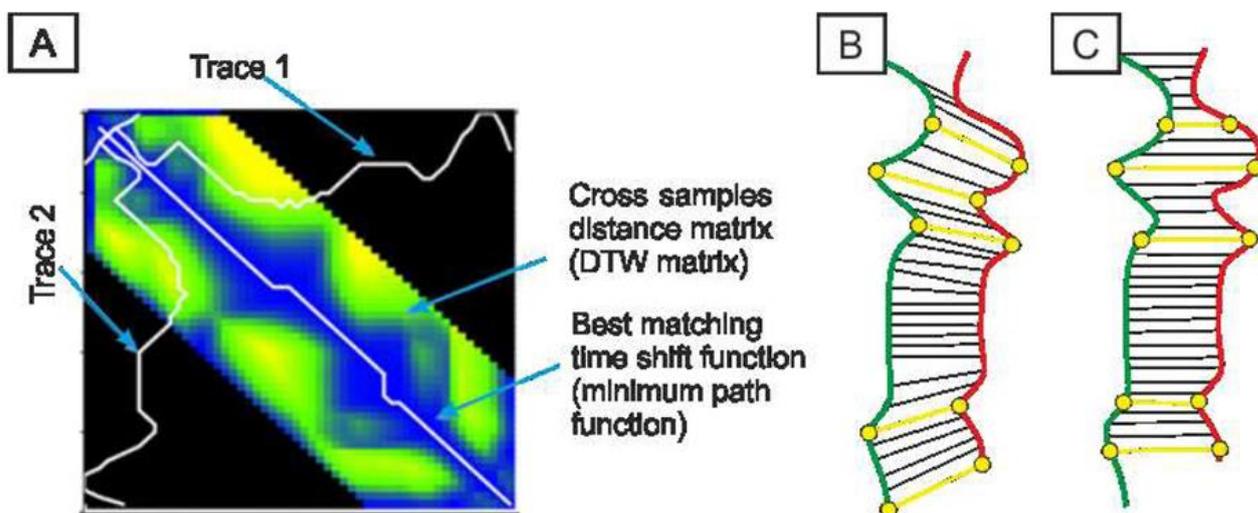


Рисунок 25 – Сравнение двух трасс с использованием матрицы DTW

Матрица DTW (слева) позволяет сравнить две сейсмические трассы на основе матрицы расстояния между образцами и определить наилучшую функцию временного сдвига. Сравнение двух трасс (справа): с использованием DTW-расстояний и евклидова расстояния.

4.5.2 Описание алгоритма Faults Simulation

Алгоритм работает в следующей последовательности:

1. Локальный стресс прилагается к случайно выбранной точке в изучаемом пласте (на карте), где предполагается возникновение разлома горных пород в виде линейного нарушения целостности (в объеме или на карте).

2. Рассматриваются все соседние точки с точкой приложения локального стресса.

Для продолжения линейного нарушения выбирается та точка, которая:

- совпадает с основным направлением линейного нарушения в виде продолжения этого нарушения с предыдущих точек и с учетом ранее заданного параметра максимальной кривизны и априорного направления максимального стресса;

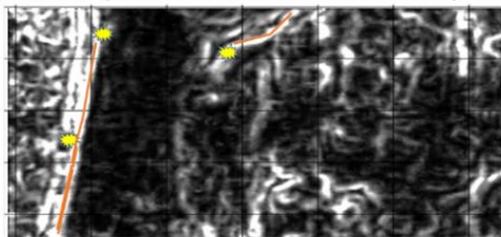
- имеет максимальную слабость пород (значение сейсмического атрибута).

3. Выбранная точка продолжения линейного нарушения целостности предполагается как новая точка приложения локального стресса и для последующего продолжения нарушения используются шаги, определенные в пункте 2 (Рисунок 26).

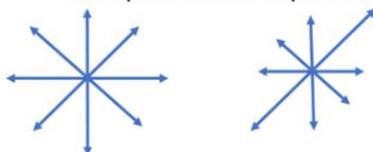
Таким образом, алгоритм описывается на основе физического описания возникновения нарушений целостности горных пород, что позволяет вводить в работу алгоритма реальные действия по работе алгоритма и использовать физические ограничения в процессе его работы.

Предлагаемый подход является более приближенным к физическому объяснению возникновения разрывных нарушений, что может помочь в будущем использовании более сложного математического аппарата, описывающего разрушение горных пород.

Точки приложения локального стресса



Направление стресса



А) Равновероятные направления стресса

В) Предопределенные направления стресса

Результат

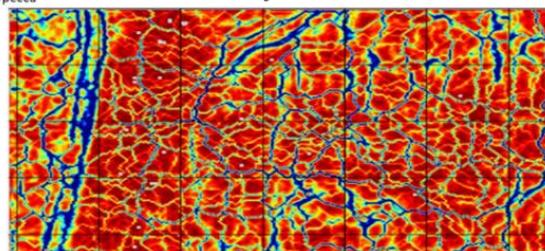


Рисунок 26 – Принципиальная схема метода локальных стрессов

4.5.3 Результаты применения атрибутов ML Fracture Detect и Faults Simulation

В Приложении Н приведено сопоставление срезов в верхнем палеозое по атрибутам когерентности, ML Fracture Detect и Faults Simulation.

Из сопоставления видно, что атрибут ML Fracture Detect выделил значительное большее количество нарушений, которые на атрибуте когерентности либо не просматривались вовсе, либо же едва прослеживались. Так, линия предполагаемого сдвига на юге площади стала более очевидной, а внутри блоков с устойчивыми отражениями четко прослеживаются нарушения северо-восточного простирания.

Эффект от атрибута Faults Simulation проявляется при рассмотрении данных в более крупном масштабе (Рисунок 27). В частности, на юге площади по данному атрибуту обособляются зоны с плотным размещением системы трещин в пределах выделенных ранее блоков предположительно карбонатной природы.

Необходимо отметить, что выявленные атрибутом Faults Simulation зоны потенциальной трещиноватости как правило совпадают с нулевым классом проведенной ранее классификации по форме сигнала (Приложение О). Таким образом, именно эти зоны предлагается считать первоочередными при бурении поисково-разведочной скважины на палеозойские отложения, вероятность вскрытия коллектора с двойной пористостью здесь наиболее высока.

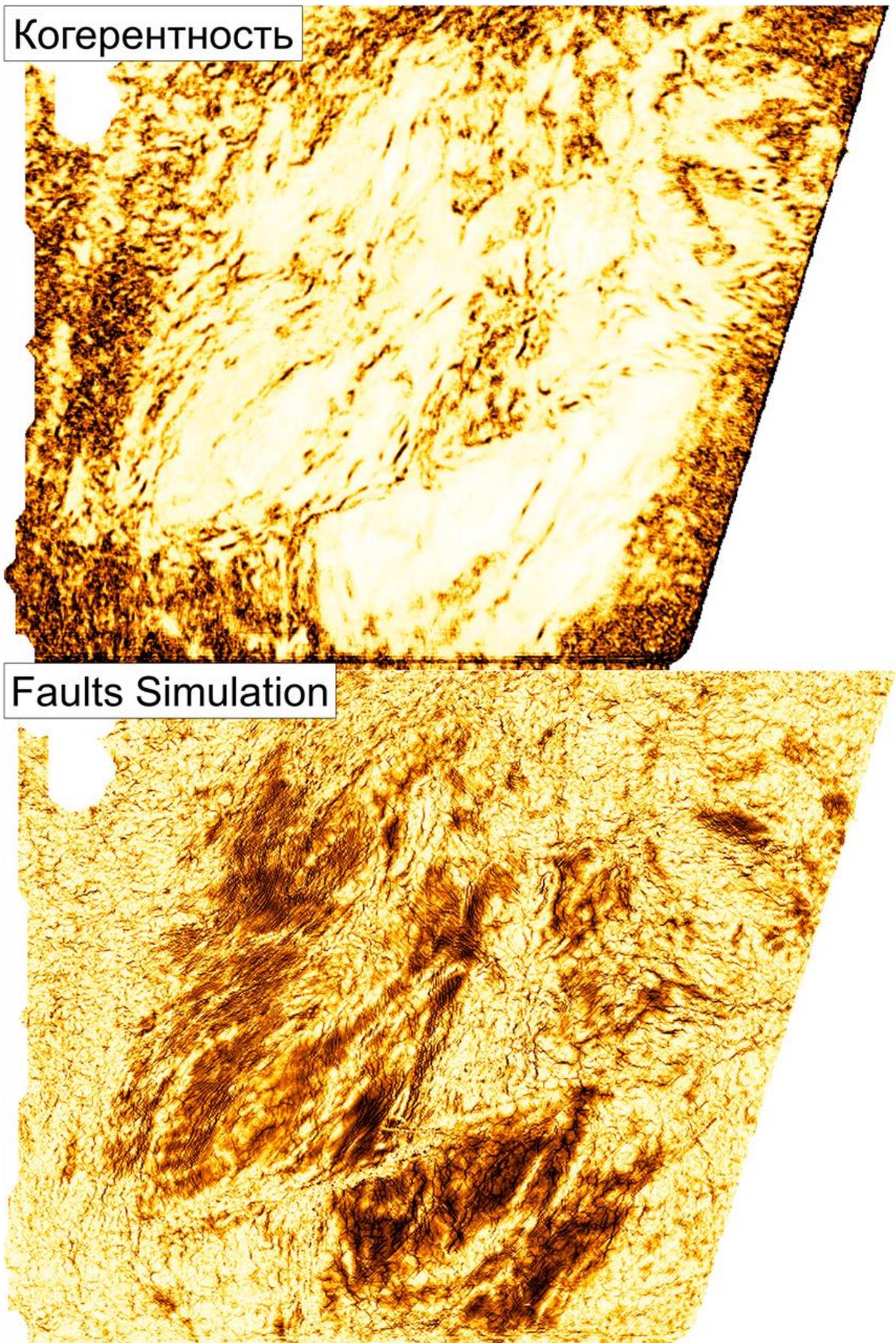


Рисунок 27 – Выделение системы трещин атрибутом Faults Simulation на юге площади на уровне горизонта C_{2-3}

5. Результаты работ

Таким образом, по результатам проведенных в рамках магистерской диссертации исследований можно восстановить следующую картину тектонической эволюции площади:

В **позднем карбоне – перми** вследствие закрытия Уральского палеоокеана и столкновения Восточно-Европейской платформы и Казахского континента сформировался компрессионный тектонический режим (направление сжатия СВ-ЮЗ). В этот период на площади исследований заложились взбросы северо-восточного простирания и левосторонний сдвиг на юге участка (Приложение П).

В конце **пермского времени** компрессионные процессы привели к скольжению кратонов друг относительно друга и заложению регионального правостороннего сдвига – КТФ и его северо-западной части в виде Главного Каратауского разлома (Приложение Р).

Дальнейшее скольжение привело к компрессионному сжатию по направлению СЗ-ЮВ, вероятно сопровождавшееся закрытием северной части Палеотетиса. В этот же период была сформирована предполагаемая система пологих позднепалеозойских надвигов шарьяжного типа, имеющих северо-восточное простирание. Возможно, надвиги были сформированы вследствие упора с северо-запада, обеспеченного консолидированными породами протерозоя и нижнего палеозоя в районе Мынбулакской седловины. Однако на данный момент как наличие самих надвигов, так и механизм их образования стоит рассматривать лишь как концепцию, требующую подтверждения и уточнения.

Конец перми – средняя юра. После завершения этапа герцинского тектогенеза начинается формирование пермско-триасовых рифтов и заложение Торгайской мезозойской рифтовой системы (Приложение С). На данном этапе образовались мезозойские грабены и сбросы субмеридионального и северо-западного направления.

В **кумкольское время** в результате правостороннего сдвига по линии ГКР были заложены субширотные взбросы, началось формирование рассматриваемых структур и их отделение друг от друга.

В период с **конца кумкольского времени** и до окончания формирования **арыкумского горизонта** активация вторичных сдвигов (вероятно, Ащисайский правосторонний сдвиг) привела к ситуации, когда рассматриваемый участок оказался под влиянием тектонических подвижек со стороны двух правосторонних сдвигов – ГКР с юго-запада и Ащисайского с северо-востока. Расположение между двумя правосторонними сдвигами одной направленности создает тектонический режим, близкий к левостороннему сдвигу той же направленности. В Приложении Т приведен эллипсоид напряжений для данной ситуации, согласно которому во время этой фазы участок подвергался сжатию в субмеридианальном направлении и горизонтальным смещениям по линии ЮЗ-СВ. В результате этих процессов

начавшие свое формирование в кумкольское время складки развернуло против часовой стрелки и немного сместило по горизонтали друг относительно друга.

Сведения о последней стадии реактивации ГКР в разных научных публикациях отличаются и варьируют от среднеюрского времени [Алексеев Д.В., Быкадоров В.А. и др., 2017] до поздне мелового [Yin Wei, Fan Zifei и др., 2012], при этом развитие правого сдвига вдоль КТФ южнее ГКР продолжалось и в позднем кайнозое [Алексеев Д.В., Быкадоров В.А. и др., 2017]. По результатам проведенного исследования можно сделать вывод, что в аптское время участок все еще оставался под воздействием правостороннего сдвига северо-западной направленности (ГКР). Признаки этого на основе сейсмических данных были описаны ранее. Вероятно, в это время произошла непродолжительная реактивация нарушений, разделяющих северный и южный своды Центрального поднятия, а также нарушения между Центральным и Южным поднятиями. Результатом воздействия ГКР стало и образование молодых сбросов субмеридиональной направленности.

В Приложении У представлена схема времени заложения/реактивации и типов нарушений в наиболее значимые временные отрезки тектонического развития исследуемой площади.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации затрагивается проблематика взаимосвязанного анализа локальных и региональных тектонических элементов, а также необходимость учета масштабности исследований для построения согласованной структурной модели месторождения. Использованный подход позволяет минимизировать противоречия между результатами «рутинной» интерпретации локальных сейсмических данных, осуществляемой в рамках производственного процесса, и фундаментальными представлениями о тектонике региона, выражаемыми научным сообществом.

Примененный алгоритм интерпретации сейсмических данных позволил детализировать строение мезозойского комплекса, к которому приурочено действующее нефтегазовое месторождение в Арыкумском прогибе Южного Торгая, а также по-новому взглянуть на верхнепалеозойский интервал, с которым могут быть связаны будущие перспективы региона.

Итеративный подход к интерпретации данных высокоплотной сейсморазведки МОГТ-3D при совместном анализе с региональными представлениями о тектонике дал возможность установить основные этапы формирования структуры в мезозойское и кайнозойское время под влиянием ГКР и многочисленных опережающих и вторичных нарушений меньшего порядка.

Сейсмические данные МОГТ-3D свидетельствуют о гетерогенности литологического состава верхнепалеозойского комплекса, в пределах которого, наряду с метаморфизованными породами, прослеживаются зоны распространения карбонатных отложений и сопряжённые с ними участки повышенной трещиноватости.

В диссертационной работе была продемонстрирована высокая эффективность интеграции региональных данных, сейсмической интерпретации, анализа палеострессов, а также применения современных алгоритмов машинного обучения для построения детальной тектонической модели площади. Данный подход позволяет значительно повысить вероятность выявления новых тектонически экранируемых ловушек УВ, зон развития коллекторов с двойной пористостью, повысить точность оценки углеводородного потенциала разведочных участков, выбрать оптимальную стратегию разработки залежи УВ.

Предлагаемый алгоритм интерпретации дизъюнктивных нарушений является универсальным и обладает большим потенциалом к масштабированности и адаптивности к разным геологическим условиям, а также качеству и полноте исходных геолого-геофизических данных. Представленный подход уже доказал свою эффективность в производственных проектах на территории Южно-Торгайского осадочного бассейна, Мангышлакско-Устюртской нефтегазовой провинции и северного борта Прикаспийской впадины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Буш В.А., Гарецкий Р.Г., Кирюхин Л.Г. Тектоника эпигеосинклинального палеозоя Туранской плиты и её обрамления. // Серия - Труды геологического института. Наука, Москва, 1975 г.
- 2 Умирова Г.К. , Исмаилова Г.А. , Исагали А.А. Использование инновационных технологий при интерпретации сейсмических данных 3D на примере акустической инверсии.. Журнал. Весник науки и образования 2020. № 9 (87). Часть 2. -С. 14-21
- 3 Парагульгов Х.Х., Парагульгов Т.Х., Мусина Э.С. Корреляция палеозоид востока Урала, Тянь-Шаня и запада Центрального Казахстана. // Известия НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2016. - №6. – С.22-32.
- 4 Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Геология нефтегазоносных областей Казахстана (геология и нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины). Учебное пособие. Алматы: ИИА Айкос, 1998. 287 с.
- 5 Абетов А.Е., Муқанов Д.Б. История геологического развития Южно-Тургайского бассейна в домеловое время. // Известия НАН РК. Сер. геол. и техн. наук. – 2023. - №4. – С.6-23. <https://doi.org/10.32014/2023.2518-170X.295>
- 6 Алексеев Д.В., Быкадоров В.А., Волож Ю.А. и Сапожников Р.Б. Кинематический анализ юрских грабенов Южного Тургая и роль мезозойского этапа в истории Каратау-Таласо-Фергнасского сдвига (Южный Казахстан и Тянь-Шань). // Геологический институт РАН, 2017 г
- 7 Yin Wei, Fan Zifei and others. Characteristics of strike-slip inversion structures of the Karatau fault and their petroleum geological significances in the South Turgay Basin, Kazakhstan. // Petroleum Science, 2012, Vol.9, p.444-454. <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0228-3>
- 8 Abetov, A.E., Mukanov D.B. Structure and interpretation of the anomalous magnetic field of the South Turgay petroleum region. // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. 2023, (5): p.005 – 011. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-5/005>
- 9 Klarner O., Khabibulin E. and Shestakov A. Interpretation of a Dextral Strike Slip Fault System for Fracture Prediction in the Kozhasay Field, Pre Caspian Basin. // European Association of Geoscientists & Engineers. 2nd EAGE International Conference KazGeo, Oct 2012, cp-315-00029. ISBN: 978-90-73834-37-8. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142918>
- 10 Муратова С.К., Ахметжанов А.Ж., Ли Л.В., Кенжегалиева Ж.М., Музаппарова А.Б. Закономерности размещения нефтегазоносных площадей Южно-Тургайской нефтегазоносной области. // World Science, Dec 2015, #4(4) Vol.1, p.16-19, ISSN 2413-1032
- 11 Ratov B.T., Khomenko V.L., Uteпов Z.G., KoroviakaYe.A., & Seidaliyev A.A. (2025). Blade bit drilling in Kazakhstan: Achieved results, unresolved issues. NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. ISSN 2224–5278. Volume 1. Number 469 (2025), 182–201 <https://doi.org/10.32014/2025.2518-170X.484>.

12 Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б., Антипов М.П. Палеозойские отложения Сырдарьинской впадины: строение, геодинамика, оценка нефтегазоносности. // Геология нефти и газа. – 2016. - №3. – С.28-37.

13 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П. и Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла). // Геологический институт РАН, 2016 г

14 Абетов А.Е., Муқанов Д.Б. Рифтогенез в домеловой истории геологического развития Южно-Тургайского осадочного бассейна- Proceedings of the International Satbayev Conference 2023 «Science and technology: From idea to implementation», Алматы, 2023, с.41-48

15 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Парагульгов Х.Х. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. // Нефть и газ. Том третий. Алматы, 2002 г.

16 Филиппьев Г.П., Цирельсон Б.С., Мурсалимов С.Д., Штыренко Л.С., Альпаев А.А. О соотношении структурных планов триас-юрских и мелкайнозойских отложений Арысқумской зоны Южного Тургай в связи с нефтегазоносностью // Изв. АН Каз. ССР. Сер. геол. 1986. № 4. С. 41–50.

17 Ratov B, Mechnik V, Nevorkian E, Rucki M, Pieniak D, Bondarenko N, Kolodnitskyi V, Starik S, Bilorusets V, Chishkala V, Sundetova P, Bektilevov A, Shukmanova A, & Seidaliyev A. (2025). Wear Resistance of the Refractory WC–Co Diamond-Reinforced Composite with Zirconia Additive. Materials 2025, 18, 1965. <https://doi.org/10.3390/ma18091965>

18 Umirova, G.K., Istekova, S.A., Modin, I.N. Geological interpretation of MT data in combination with GIS data and seismic surveys in caspian depression in Kazakhstan. 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences. с. 843-847

19 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Парагульгов Х.Х. и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана». Нефть и газ. Том третий. Алматы, 2002 г.

20 D. Delvaux, B. Sperner. New aspects of tectonic stress inversion with reference to the TENSOR program, 2003.

21 J. Sippel. The Paleostress History of the Central European Basin System, 2009.

22 B. Sperner , B. Muller, O. Heidbach , D. Delvaux, J. Reinecker, K. Fuchs. Tectonic stress in the Earth's crust: advances in the World Stress Map project, 2003.

23 I.I. Priezzhev, D.A. Danko, U. Strecker and Y.Y. Taikulakov. The Fault Simulation Algorithm Based on Multiple Random Local Stresses Technique - The Tool for Detail Seismic Interpretation. // European Association of Geoscientists & Engineers. Geomodel 2021, Sep 2021, Volume 2021, p.1 – 5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157083>

Список использованных сокращений

РК	Республика Казахстан
УВ	Углеводороды
МОГТ	Метод общей глубинной точки
ГИС	Геофизические исследования скважин
ОБ	Осадочный бассейн
ЮТОБ	Южно-Торгайский осадочный бассейн
ГКР	Главный Каратауский разлом
КТФ	Каратау-Таласо-Ферганская тектоническая зона

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Шестаков Антон Геннадьевич

Кафедра «Геофизика и сейсмология»

№ по п/п	Наименование	Форма работы	Выходные данные	Объем	Соавторы
1	2	3	4	5	6
Публикации в научных журналах, рекомендованных Комитетом по контролю в сфере образования и науки					
1	ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-3D НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО ПРОГИБА https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.03	Статья	НЕФТЬ И ГАЗ, Volume 145, 2025, Issue 1, 59-79	19 стр	Доктор геол.-минерал. наук, профессор, академик НАН РК Абетов А.Е.

Автор

 Шестаков А.Г.

Научный руководитель

 Абетов А.Е.

Заведующий кафедрой «Геофизики и сейсмологии»

 Ратов Б.Т.

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию «Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ»

Магистерская диссертация представлена на 89 страницах текста, с рисунками и графическими приложениями.

Актуальность темы исследования:

Тема магистерской диссертации рассматривает важную задачу изучения тектонических особенностей сложноустроенных залежей углеводородов с использованием современных методов интерпретации данных сейсморазведки. В условиях перехода к освоению месторождений углеводородов с всё более сложным геологическим строением, выбор данной темы является оправданным и актуальным.

Цель и задачи исследования:

Основной целью диссертационного исследования является создание и внедрение оптимального алгоритма тектонического анализа на основе данных сейсморазведки, предназначенного для использования на поисковых и разведочных стадиях геологоразведочных работ на нефтегазовых месторождениях в Республике Казахстан.

Поставленной цели автор магистерской диссертации добивался за счет последовательного решения следующих задач:

1. Сбор, анализ и систематизация существующих геолого-геофизических данных, охватывающих тектонику района исследования, литологию, стратиграфию и характеристики коллекторов целевых комплексов.
2. Анализ научной литературы, посвящённой результатам тектонических исследований Южно-Торгайского осадочного бассейна.
3. Исследование возможностей применения анализа на основе сейсмических данных с привязкой к региональной тектонике района.
4. Обоснование выбора наиболее эффективного алгоритма интерпретации данных сейсморазведки и интеграция его результатов в общую региональную тектоническую схему Южно-Торгайского бассейна.
5. Подтверждение надёжности выбранного алгоритма на примере действующего нефтяного месторождения как в пределах юрско-меловых отложений с доказанной нефтеносностью, так и в интервале потенциально перспективных палеозойских пластов.

Научная новизна и практическая значимость:

Автор обобщил свой многолетний опыт работы с данными сейсморазведки и сформулировал алгоритм интерпретации тектонических нарушений, направленный на повышение точности анализа и построение согласованной тектонической модели исследуемой территории. Разработанный комплексный подход к тектоническому анализу значительно увеличивает вероятность обнаружения новых тектонически экранированных

ловушек углеводородов и зон развития коллекторов с двойной пористостью, способствует более точной оценке разведочных объектов и помогает определить оптимальную стратегию освоения залежей углеводородов.

Методология исследования:

В исследовании рассматривается использование сейсмических атрибутов для определения возраста и типа локальных тектонических нарушений, а также реконструкция палеострессов, что позволяет установить тектонический режим для каждого этапа тектонической активности. Также в работе используются алгоритмы машинного обучения для выявления малоамплитудных нарушений и зон повышенной трещиноватости.

Основные результаты и их интерпретация:

Применённый алгоритм интерпретации данных сейсморазведки позволил уточнить строение мезозойского комплекса действующего нефтегазового месторождения в Арысқумском прогибе и по-новому оценить перспективы его верхнепалеозойских отложений. Итеративный анализ данных позволил выявить основные этапы формирования структуры, а также объяснить различия в типе насыщающего флюида. Такой комплексный подход позволил снизить неопределённость интерпретации, повысить вероятность открытия новых ловушек УВ и точнее оценить углеводородный потенциал.

Замечания и предложения:

Несмотря на высокую научную и практическую значимость работы, необходимо отметить следующие моменты:

1. Предлагается уделить больше внимания оценке достоверности выделения надвигов в палеозойском интервале.
2. Провести верификацию сделанных выводов о строении доюрского комплекса после появления соответствующих данных бурения.

Заключение:

Магистерская диссертация «Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ» является примером исследования, выполненного зрелым специалистом на высоком научном уровне. Автор продемонстрировал глубокую теоретическую подготовку и широкий спектр практических навыков в области геофизических исследований. Полученные результаты и выводы свидетельствуют о высокой степени научной новизны и важной практической значимости.

Работа заслуживает положительной оценки, а её автор — присуждения степени магистра.

Оценка 96 %.

Рецензент:

Кандидат технических наук, ассоциированный профессор

Аршидинова М.Т.



Дата: 23 июня 2025

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию Шестакова Антона Геннадьевича на тему:
«Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ» по направлению подготовки 7М07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

Магистерская диссертация Шестакова А.Г. представляет собой комплексное и методологически выверенное исследование, посвящённое одной из ключевых проблем современной прикладной геофизики — интерпретации тектонических нарушений по данным сейсморазведки МОГТ-3D.

Актуальность диссертационных исследований

Южно-Торгайский осадочный бассейн (в аббревиатуре ЮТОБ), входящий в состав Туранской плиты, представляет собой геодинамически сложную и стратиграфически неоднородную структуру, формирование которой сопровождалось чередованием рифтогенных и пострифтогенных режимов, эпизодами сдвиговой тектоники и инверсионных деформаций. По данным новейших региональных и междисциплинарных исследований, в пределах бассейна фиксируются признаки как минимум двух — а по ряду источников, трёх — этапов рифтового развития, что определяет его высокую структурно-геофизическую контрастность.

Современное геодинамическое понимание ЮТОБ как области наложенного тектонического деформирования, где взаимодействуют горизонтальные и вертикальные силы напряжений, требует принципиального пересмотра традиционных методик геофизической интерпретации. Особенно это актуально в контексте оценки нефтегазоносного потенциала глубоко залегающих (в том числе доюрских) комплексов, часто экранированных системой сдвигово-инверсионных дислокаций и зон разломно-блокового дробления.

В этих условиях исключительно важным становится применение инновационных, цифровых и количественных подходов к обработке и интерпретации геофизических данных — способных обеспечить не только детальное восстановление архитектуры разреза, но и реконструкцию палеодинамической эволюции региона с учётом всей сложности его тектонического развития.

Актуальность диссертационного исследования усиливается совокупностью следующих объективных и научно-практических факторов:

- недостаточной геолого-геофизической изученностью глубинных разломных систем, в том числе латеральных сдвигов и обратных нарушений, играющих ключевую роль в формировании ловушек нефти и газа экранированного и стратиграфического типов;
- высокой степенью тектонической фрагментации (в доюрской части разреза), препятствующей надёжной интерпретации сейсмических изображений при использовании традиционных методов и подходов;
- необходимостью прецизионного картирования дизъюнктивных нарушений на основе количественных сейсмических атрибутов и трассировки слабовыраженных отражающих горизонтов в условиях ухудшенного сигнала;
- актуальностью интеграции методов машинного обучения, искусственного интеллекта и стохастического моделирования в геофизическую практику, что позволяет повысить разрешающую способность сейсмических моделей, автоматизировать процессы выявления структурных ловушек и достоверно оценивать геолого-геофизическую неопределённость;
- возрастающими требованиями к цифровой трансформации геологоразведочных процессов в контексте перехода к интеллектуальным системам недропользования, устойчивому развитию и ресурсной эффективности.

В условиях глобального тренда на освоение трудноизвлекаемых и глубоко залегающих залежей углеводородов, особенно в регионах с высоким структурным риском, исследование направлено на формирование методологической базы, обеспечивающей синтез высокоточной сейсморазведки, атрибутивного анализа и технологий машинного обучения. Это делает предлагаемую диссертационную работу не только актуальной, но и стратегически значимой в контексте развития отечественной и международной геологоразведочной науки, и практики.

Цели, решаемые геологические задачи и методические аспекты

Целью диссертационной работы является повышение информативности и достоверности интерпретации тектонических нарушений по данным МОГТ-3D с использованием атрибутивного анализа, машинного обучения и геомеханического моделирования.

Для достижения поставленной цели автором была реализована комплексная методология, включающая как геофизические, так и геомеханические подходы. В рамках исследования выполнен детальный атрибутивный анализ 3D-сейсмических данных, направленный на выявление и трассировку зон разломной нарушенности. Разломы классифицированы по морфологическим, кинематическим и геометрическим признакам, что позволило выделить их типы и реконструировать историю деформаций.

Для повышения достоверности интерпретации и выявления субсейсмических индикаторов трещиноватости были использованы методы машинного обучения, в том числе алгоритмы *ML Fracture Detect (DTW)* и *Faults Simulation*, обеспечивающие пространственную классификацию нарушенных зон. Результаты сейсмической интерпретации дополнены анализом палеонапряжений и геомеханических параметров, что позволило интегрировать представление о напряжённом состоянии среды в общую модель.

Итоговые тектонические модели были сопоставлены с региональными схемами и геолого-структурными данными, что обеспечило геологическую верификацию интерпретации и её увязку с крупномасштабной тектонической обстановкой региона

Использование современной цифровой платформы для интерпретации (например, **Petrel и др.**) обеспечило высокий уровень обработки и визуализации, позволило получить надёжные пространственные модели разрывных деформаций и повысить интерпретационную достоверность.

Научная новизна и теоретическая значимость

Научная новизна диссертации заключается в разработке и верификации интегрального методологического подхода к интерпретации разломно-блоковой тектоники, основанного на синтезе количественного сейсмического анализа, методов интеллектуальной обработки данных и реконструкции палеогеодинамических условий, применённого к ЮТОБ.

Впервые в региональной практике:

- **формализована и апробирована методика многопараметрической интерпретации дизъюнктивных нарушений**, основанная на совокупной оценке количественных геометрических, текстурных и амплитудных сейсмических атрибутов с последующей верификацией результатов через геомеханическую и тектоническую фильтрацию;

- **реализован гибридный алгоритмический подход**, объединяющий атрибутивный анализ, методы машинного обучения (*ML Fracture Detect*, *Faults Simulation*) и палеострессовую реконструкцию, позволяющий не только картировать разломные зоны, но и дифференцировать их по кинематике, активности и потенциальному влиянию на флюидодинамику недр;

- **выделены и пространственно локализованы зоны макротрещиноватости**, сопряжённые с проницаемыми зонами флюидоупоров и вторичными коллекторами, на основе обобщённой корреляции сейсмических признаков и алгоритмов интеллектуальной классификации;

• уточнены поля палеострессов и кинематика деформационных процессов, в том числе в пределах скрытых инверсионно-сдвиговых систем, что позволило предложить новую интерпретационную модель геодинамической эволюции ЮТОБ с учётом мультифазной тектонической активности.

Результаты исследования обладают высокой степенью научной и практической значимости, поскольку соответствуют современным тенденциям развития цифровой геологоразведки, интеллектуального анализа геофизических данных и адаптивной интерпретации в условиях геологической неопределённости. Предложенный подход является универсальным и может быть адаптирован для структурно-сложных регионов с сейсмической выраженностью разломных зон.

Практическая ценность и возможности масштабирования:

Практическая ценность выполненного исследования заключается в его непосредственной ориентированности на решение прикладных задач, актуальных для нефтегазовой отрасли при освоении тектонически сложных территорий. Разработанная методология позволяет существенно повысить достоверность построения геологических моделей, необходимых для обоснованного планирования поисково-разведочного бурения и оптимизации стратегий ресурсного освоения.

Уточнение конфигурации и кинематики разломных систем способствует более точной оценке геологических рисков, связанных с герметичностью ловушек, структурной целостностью флюидоупоров и фильтрационно-ёмкостными свойствами коллекторов. Предложенные алгоритмы позволяют выявлять перспективные участки аккумуляции углеводородов и интегрировать полученные результаты в региональные геодинамические модели и схемы тектонического районирования.

Разработанные подходы адаптированы к условиям высокой фрагментированности разреза (в доюрской части), что особенно важно для работы в пределах ЮТОБ, а также в других инверсионно-деформированных и плохо изученных осадочных бассейнах.

Полученные результаты могут быть масштабированы и внедрены в практику геологоразведочных и сервисных компаний при проведении сейсмических работ, геологического моделирования и оценки ресурсного потенциала. Методология обладает универсальностью и высокой адаптивностью к различным объёмам, типам и форматам геофизических данных, что обеспечивает её широкое прикладное применение в современных цифровых контурах недропользования.

Оценка качества выполнения работы

Магистрант продемонстрировал высокий уровень научной подготовки, критического мышления и способность к самостоятельному решению комплексных геофизических задач с использованием современных цифровых и аналитических инструментов. Выполненная работа отличается выверенной структурой, логически выверенным построением и методологической целостностью, отражающей глубокое понимание предметной области.

Особо следует отметить высокий уровень визуализации и графического сопровождения исследования, свидетельствующий о хорошем владении специализированными программными платформами. Изложение материала выдержано в научном стиле, с точной аргументацией и соблюдением академической культуры. Работа носит выраженный междисциплинарный характер — на стыке геофизики, геомеханики, цифровой интерпретации и региональной геодинамики.

Автор уверенно оперирует инструментами количественного анализа, способен эффективно обрабатывать и интерпретировать большие массивы сейсмических данных, формулировать оригинальные гипотезы и обосновывать выводы в контексте современных теоретических и прикладных задач геонауки.

Замечания и рекомендации

Несмотря на объём проделанной работы и актуальность поставленных задач, в диссертации сохраняется ряд аспектов, требующих методического и содержательного усиления.

В частности, рекомендуется более полно осветить этапы машинного обучения, указав применённые метрики качества, процедуры валидации и способы предотвращения переобучения. Это повысит воспроизводимость результатов и убедительность выводов. Также целесообразно углубить интерпретацию реконструированных полей палеонапряжений путём сопоставления с результатами структурно-геологического дешифрирования и другими независимыми данными.

Для усиления региональной обоснованности следует провести сравнительный анализ с аналогичными исследованиями по Торгайской впадине. Важно также дополнить анализ количественными оценками чувствительности сейсмических атрибутов к различным типам нарушений и учесть возможные погрешности при определении параметров и структурных границ.

Отдельные разделы требуют доработки в части логики, академического стиля и композиционной стройности, что необходимо для повышения ясности и аргументированности изложения.

При наличии солидной эмпирической базы и современных методических подходов, научный потенциал исследования реализован лишь частично, что отразилось на глубине обоснования ключевых положений. Тем не менее, выявленные недостатки не снижают общей значимости диссертационной работы, которая соответствует требованиям, предъявляемым к магистерским исследованиям, и демонстрирует высокий уровень практической ориентированности

Заключение

Магистерская диссертация Шестакова А.Г. на тему «Определение тектонического фактора по данным сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ» представляет собой самостоятельное, завершённое научное исследование, выполненное на высоком профессиональном уровне.

Работа отличается актуальностью, научной новизной и практической направленностью. Автором проведён значительный по объёму и сложности комплекс геофизических и интерпретационных исследований, направленный на решение прикладных задач нефтегазовой геологии в условиях высокой структурной фрагментации разреза. Поставленная цель полностью достигнута, а сформулированные задачи решены с применением современных методов анализа, включая машинное обучение, атрибутивную сейсмику и геодинамическое моделирование.

Достоверность результатов подтверждается комплексом аналитических процедур, а качество графических материалов и визуализаций соответствует академическим стандартам. Выводы обоснованы и логично вытекают из проведённого анализа.

Таким образом, диссертацию Шестакова А.Г. можно квалифицировать как завершённую научную работу, соответствующую установленным требованиям к магистерским исследованиям. Представленная работа заслуживает высокой оценки (85%) и может быть рекомендована к защите. Автор достоин присуждения академической степени магистра техники и технологий по образовательной программе 7M07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика».

Научный руководитель:
Профессор кафедры «Геофизика и сейсмология»
доктор геолого-минералогических наук,
академик НАН РК

 **Абетов А.Е.**

«17» июня 2024 г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Шестаков Антон Геннадьевич

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Диссертация магистра наук

Название работы: 2025_mag_ШестаковАнтонГеннадьевич_rev3

Научный руководитель: Ауэз Абетов

Коэффициент Подобия 1: 0.2

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из здругих алфавитов: 1

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

2025-06-24

Дата

25.06.25

Заведующий кафедрой



**Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы**

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Шестаков Антон Геннадьевич

Тақырыбы: 2025_маг_ШестаковАнтонГеннадьевич_rev3

Жетекшісі: Ауэз Абетов

1-ұқсастық коэффициенті (30): 0.2

2-ұқсастық коэффициенті (5): 0

Дәйексөз (35): 0.1

Әріптерді ауыстыру: 1

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме:

2025-06-24

Күні

25.06.25

Кафедра меңгерушісі



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Шестаков Антон Геннадьевич

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Диссертация магистра наук

Название работы: 2025_маг_ШестаковАнтонГеннадьевич_rev3

Научный руководитель: Ауэз Абетов

Коэффициент Подобия 1: 0.2

Коэффициент Подобия 2: 0

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 1

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование: *Доступ к защите*

2025-06-24

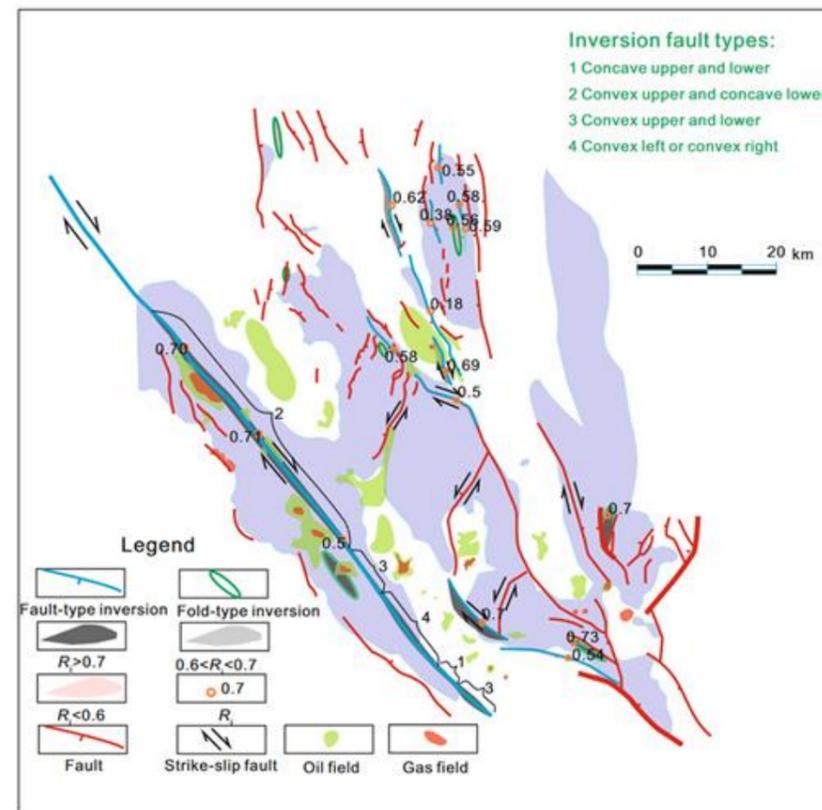
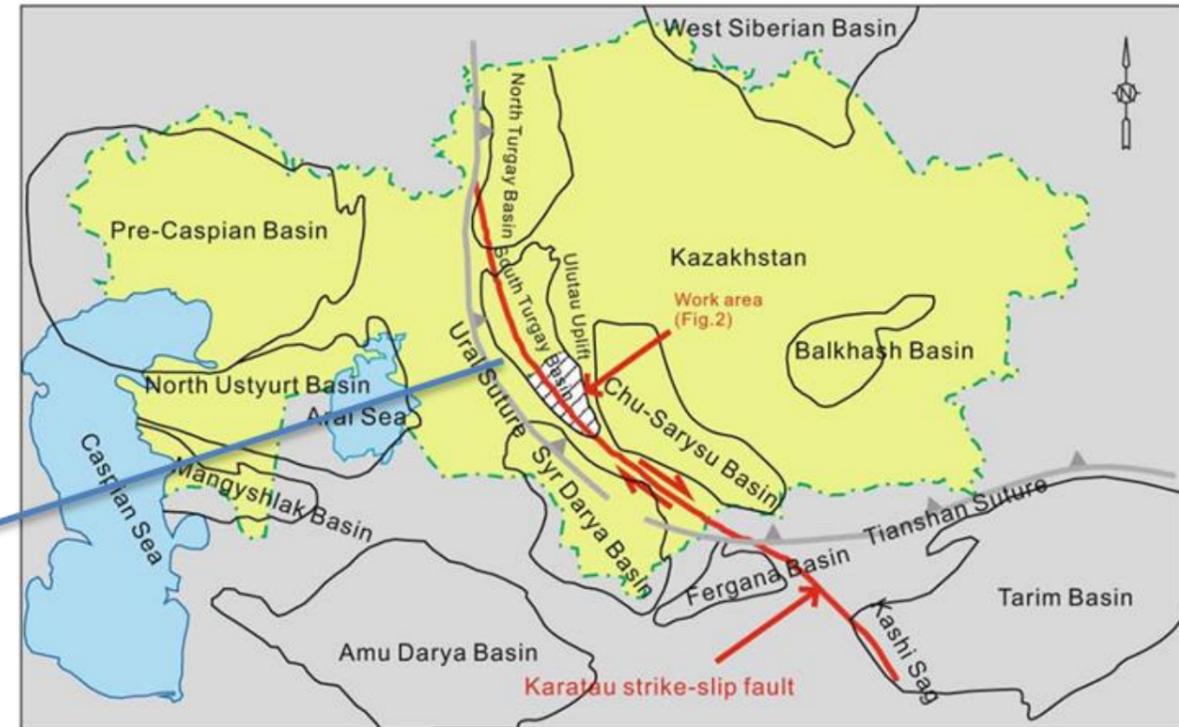
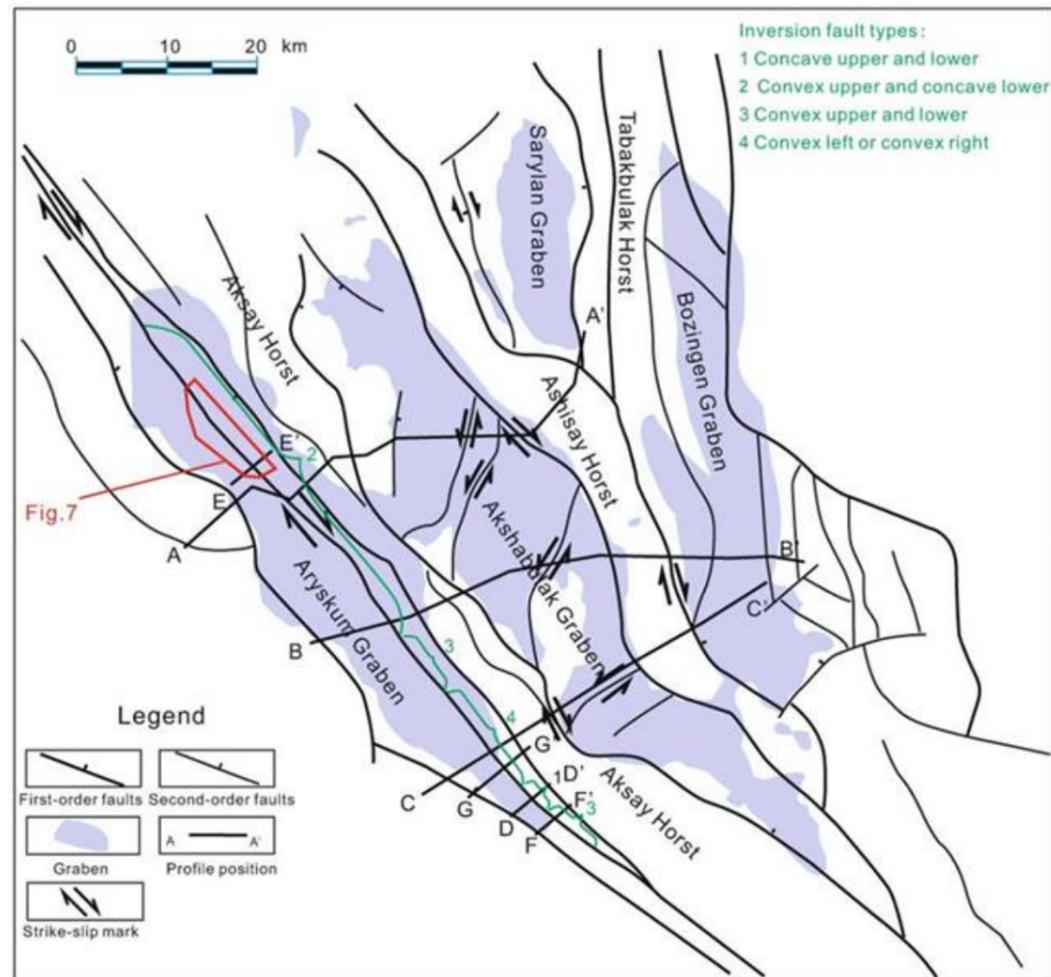
Дата



Арайлым Жәңгірханова

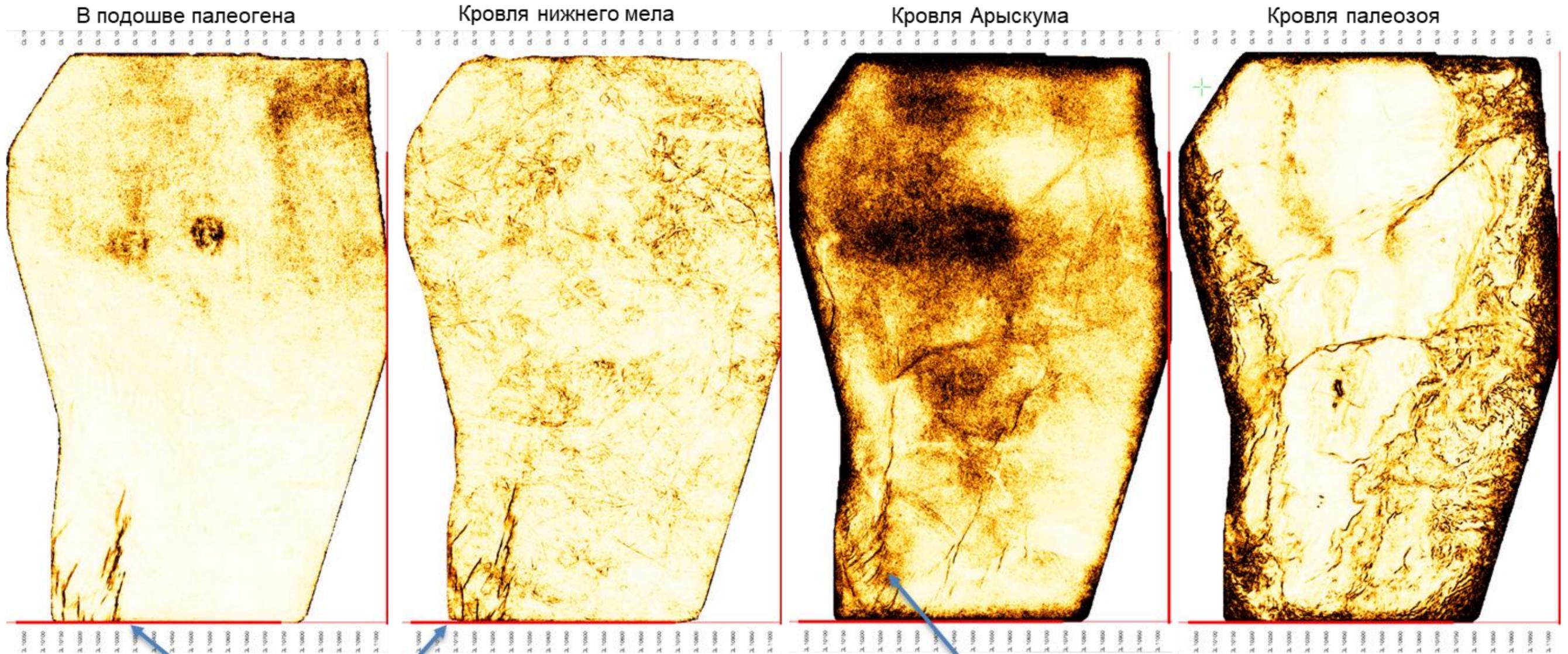
проверяющий эксперт

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



Тектонические схемы Арыскупского прогиба (Yin Wei, Fan Zifei и др.)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

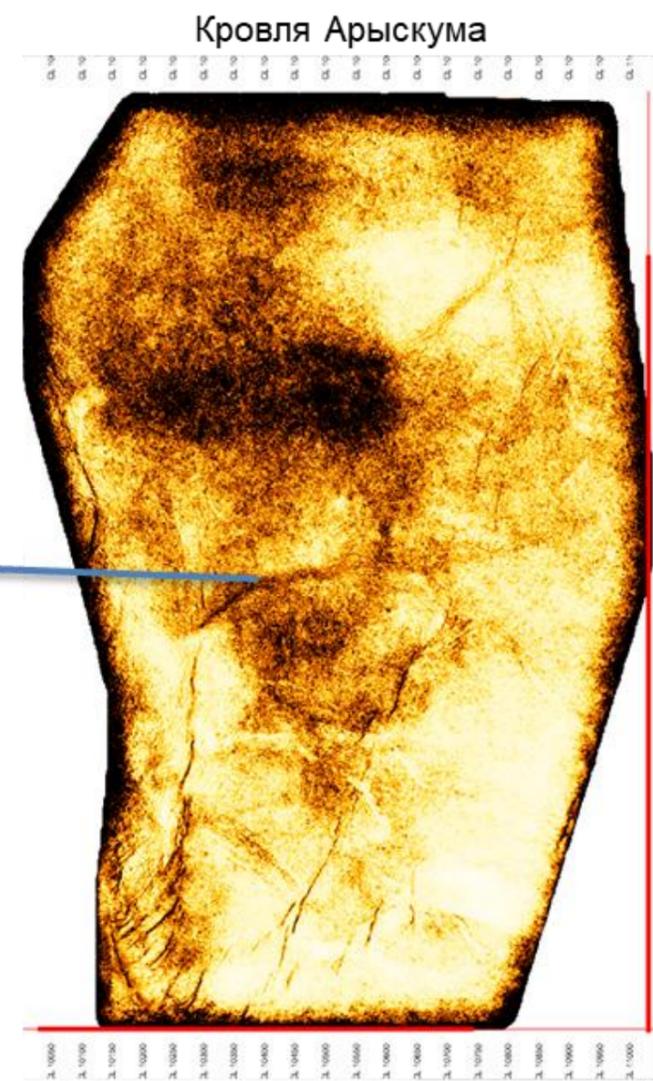
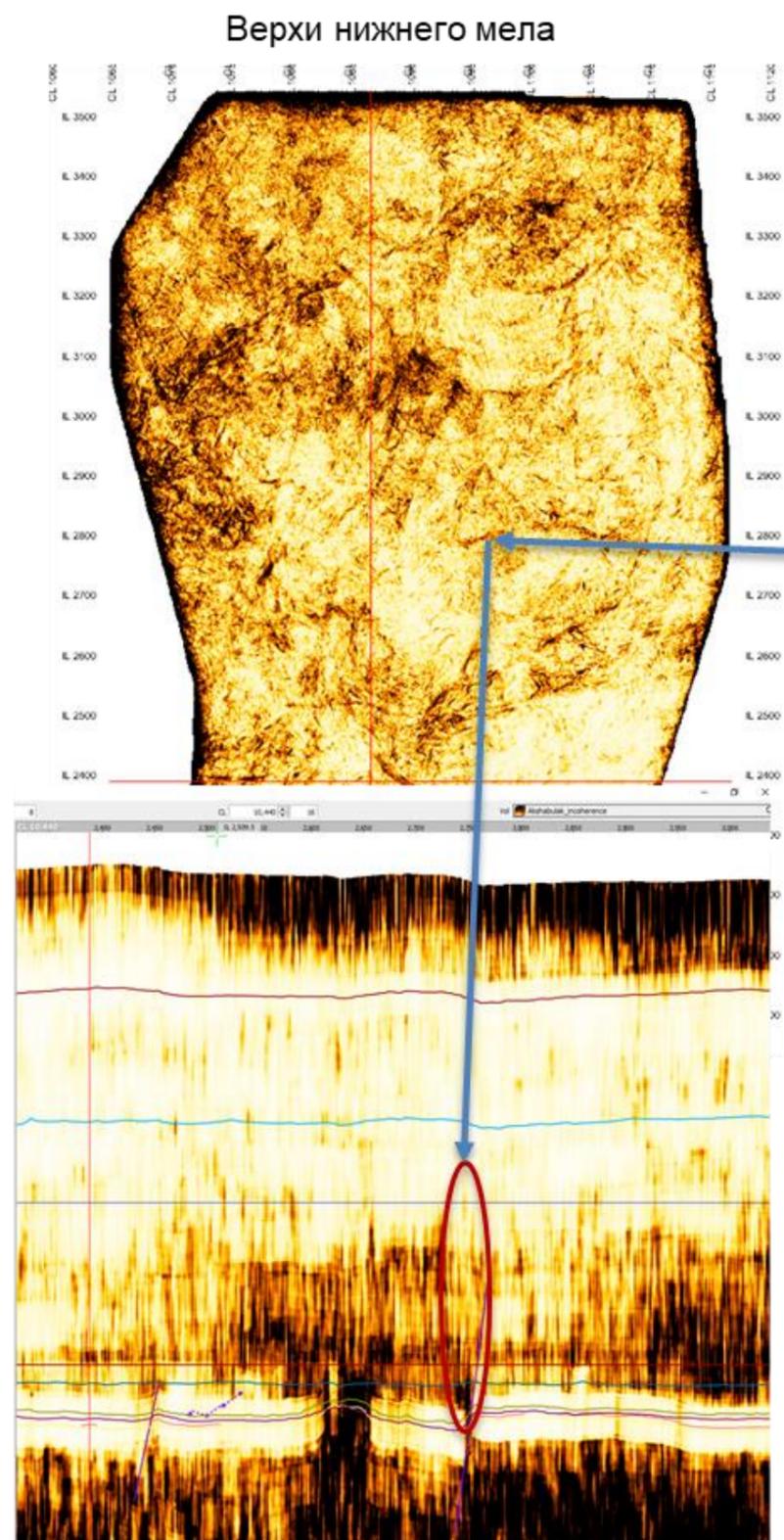
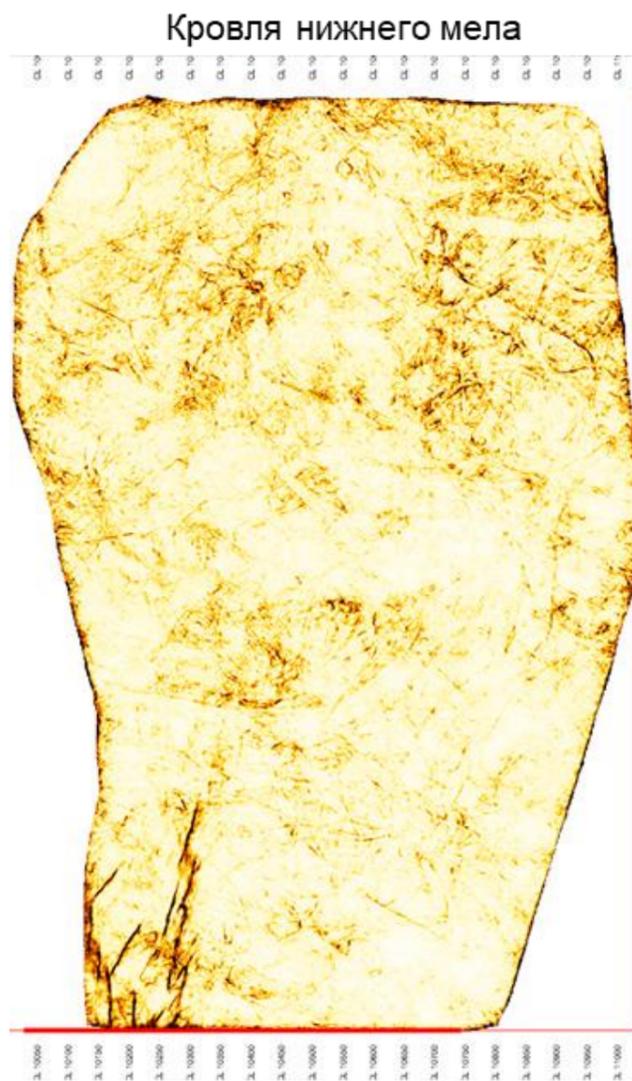


Сбросы

Эшелонированная сеть разломов

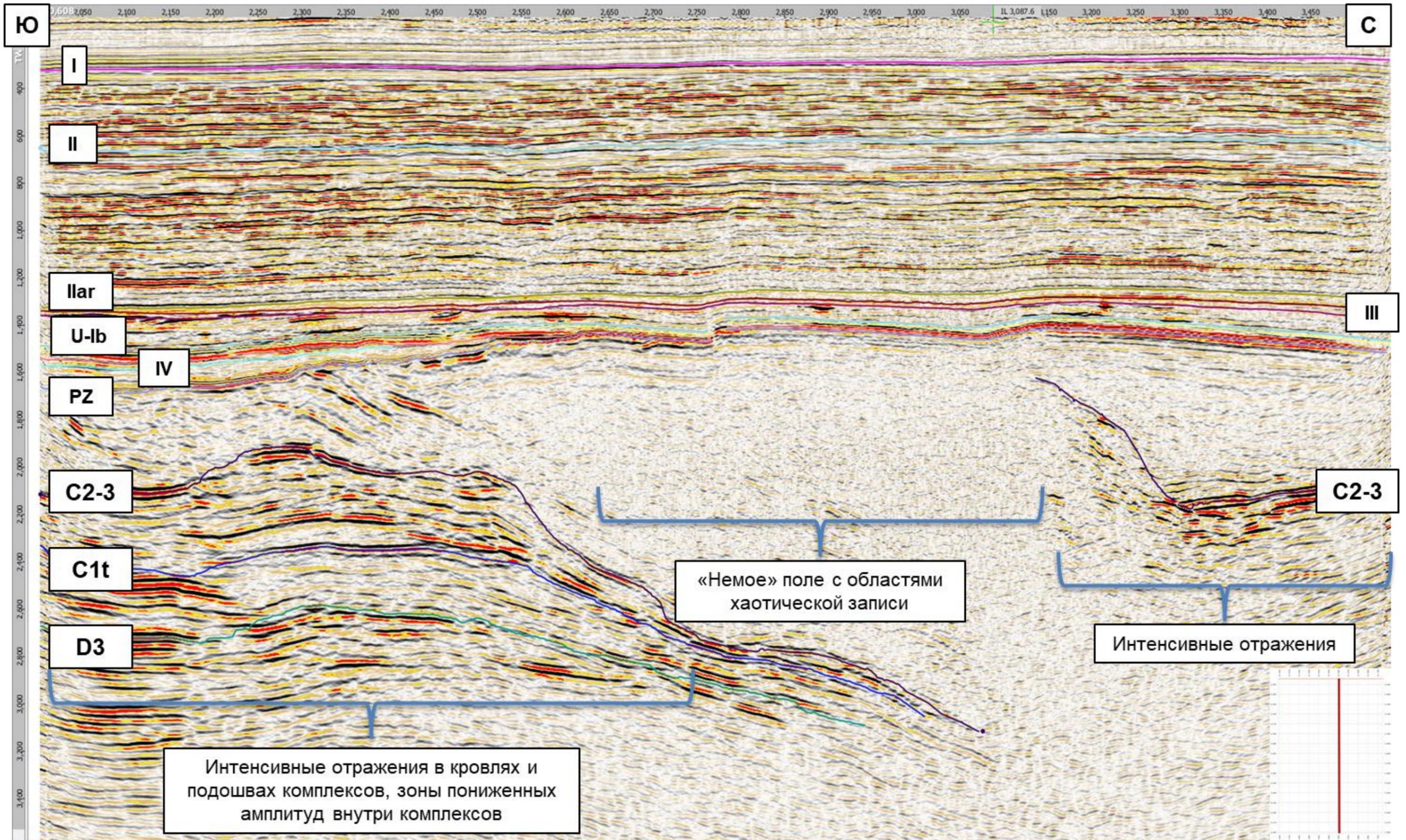
Распределение атрибута когерентность на разных стратиграфических срезах

ПРИЛОЖЕНИЕ Г



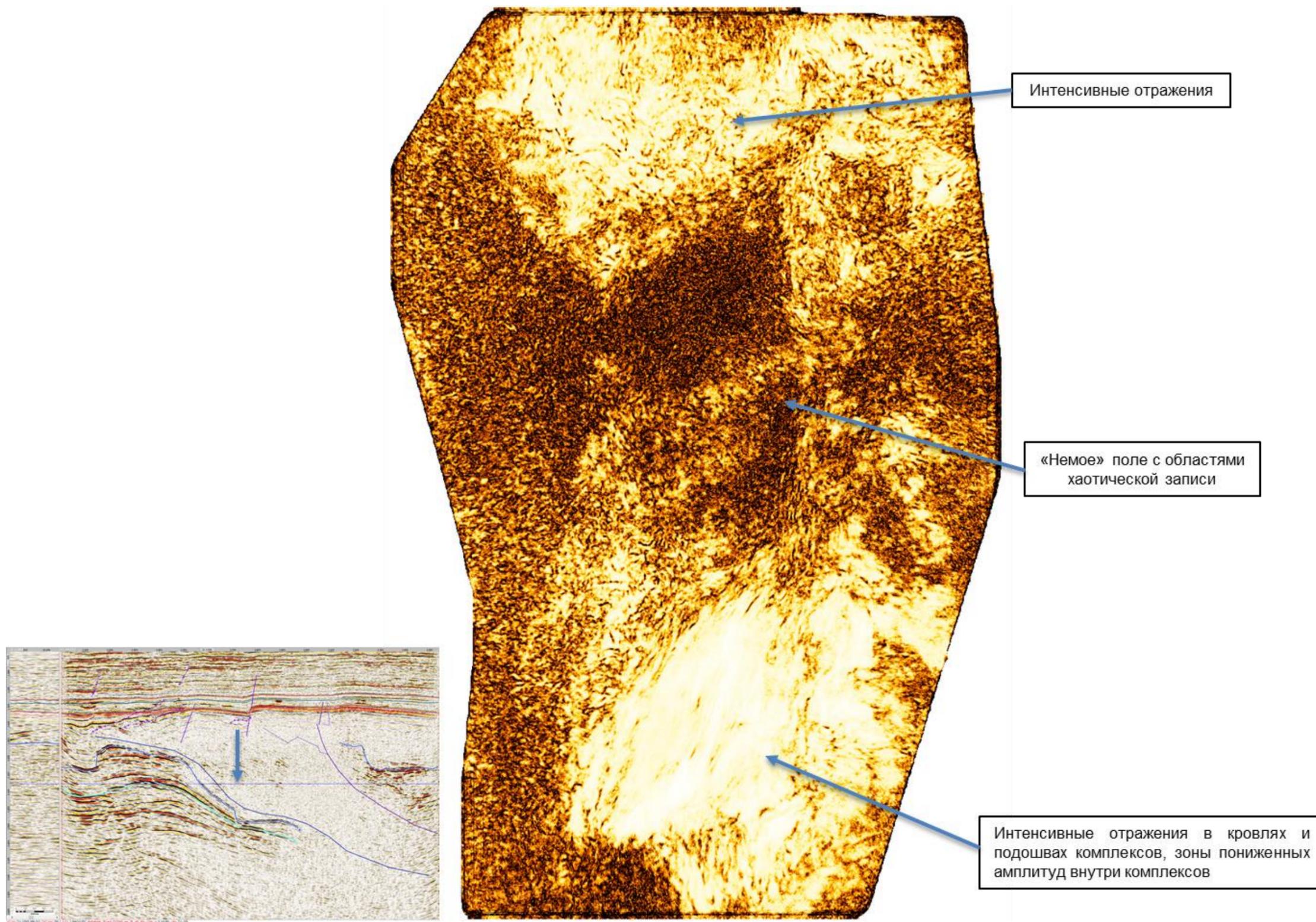
Определение времени последней реактивации нарушения между центральным и южным поднятиями

ПРИЛОЖЕНИЕ Д



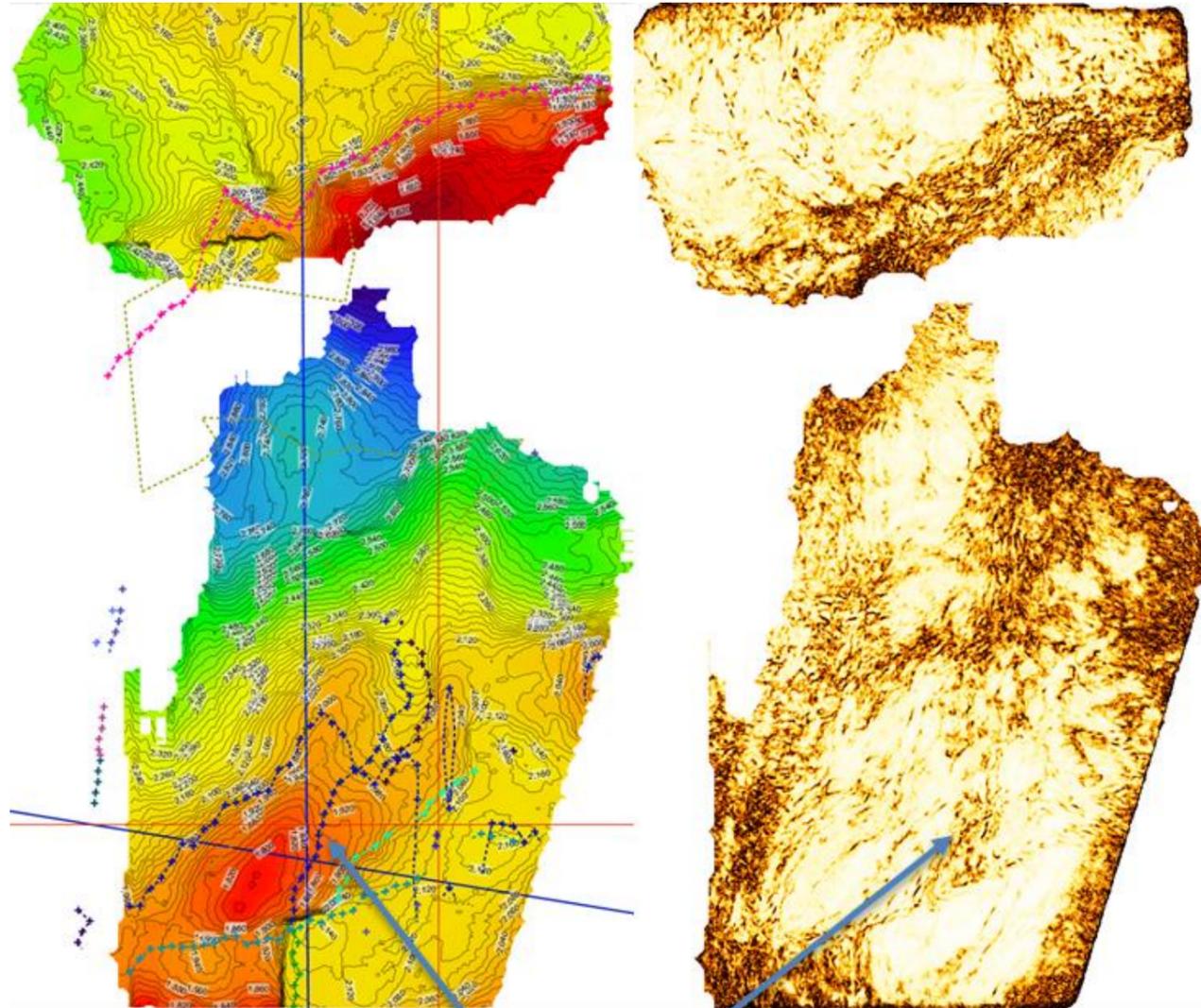
Неоднородности сейсмической записи в верхнепалеозойском интервале разреза

ПРИЛОЖЕНИЕ Е



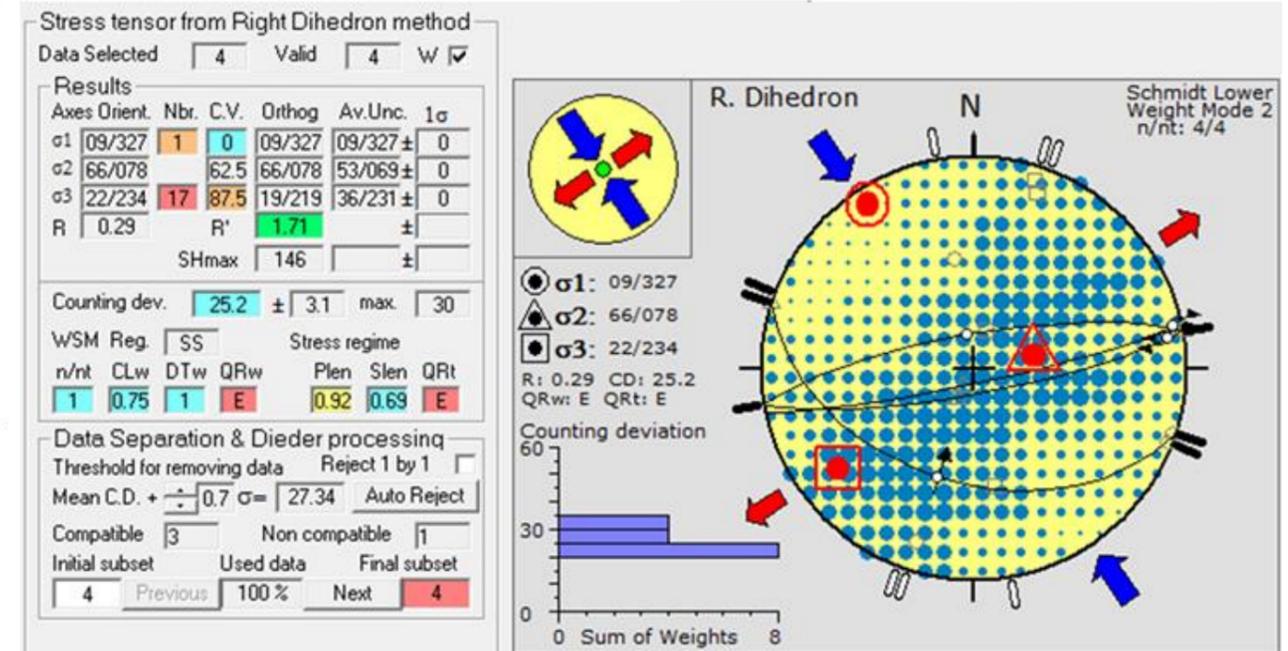
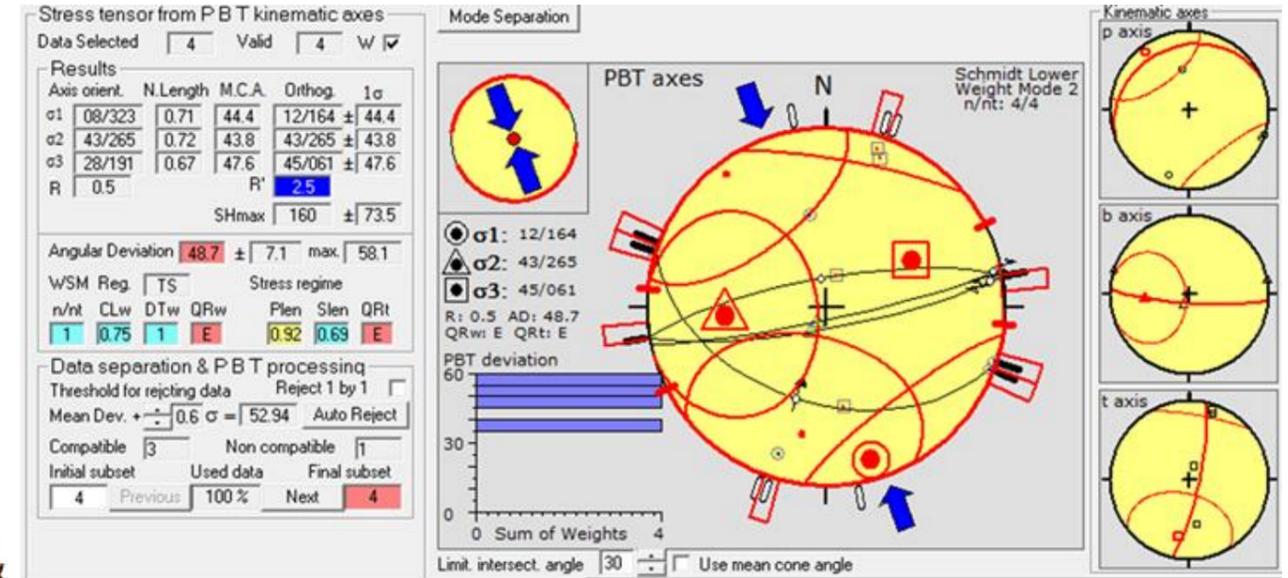
Срез когерентности в палеозое, 2300 мс

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



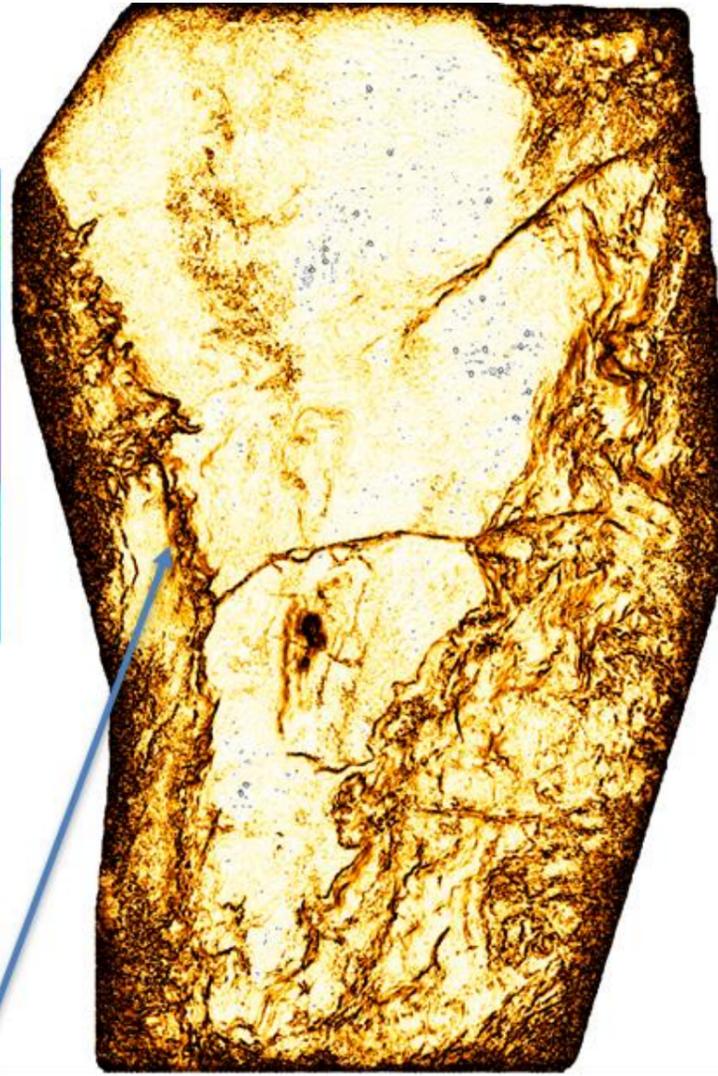
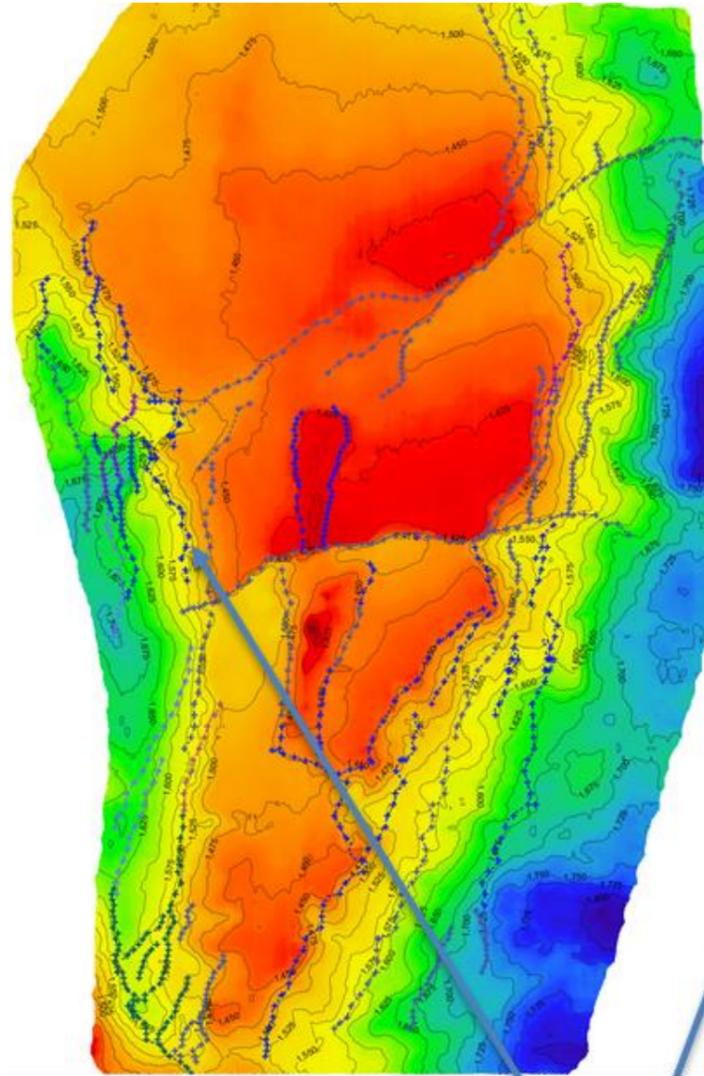
взбросы

$R' = 0-1$ при режиме растяжения,
 $R' = 1-2$ при режиме сдвига,
 $R' = 2-3$ при режиме сжатия

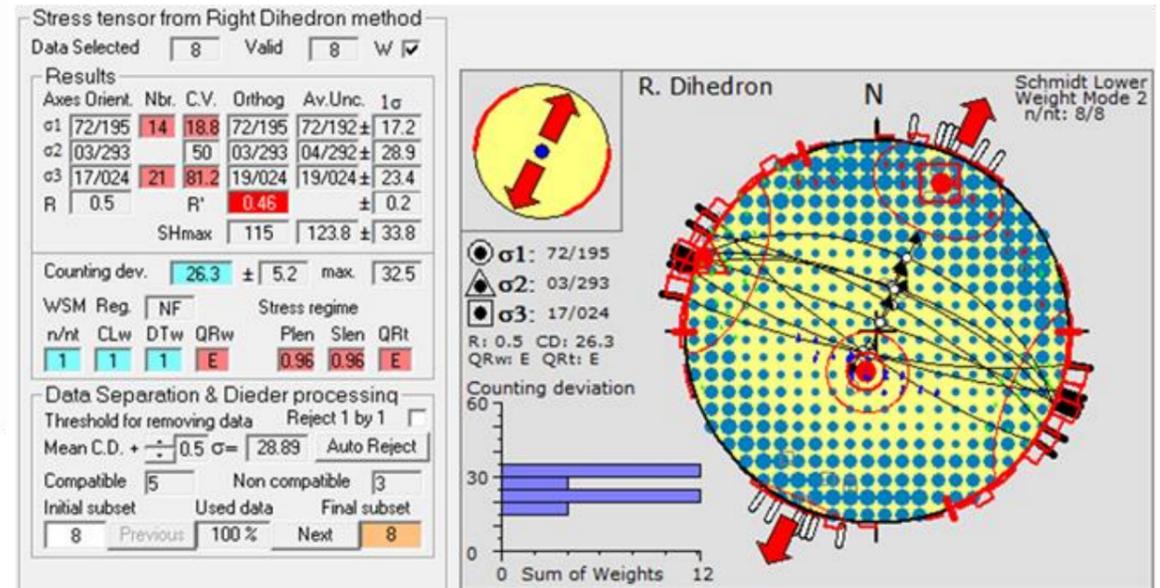
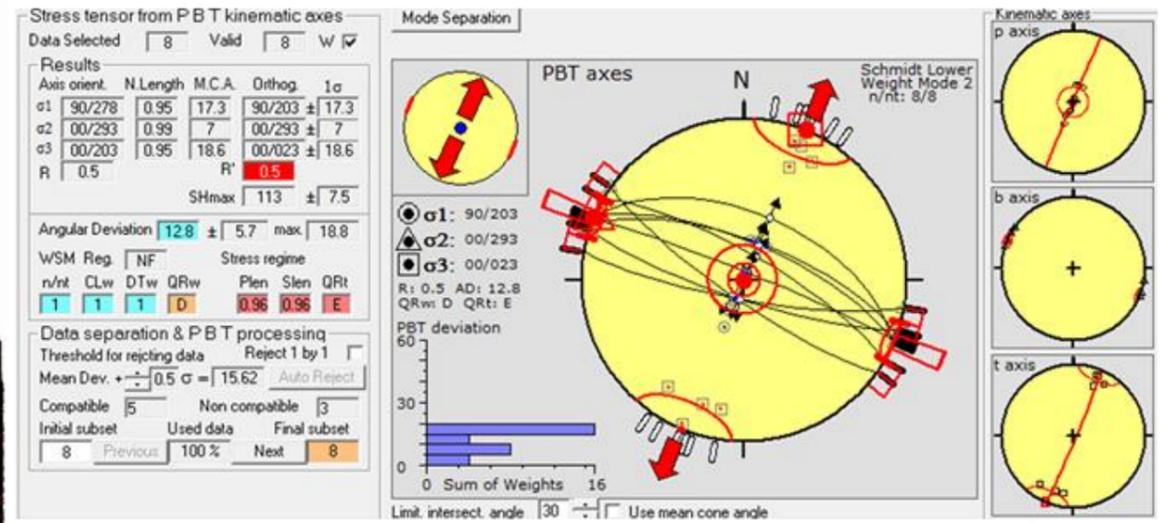


R' имеет значения 0.5 при чистом растяжении, 1.0 при растяжении-сдвиге, 1.5 при чистом сдвиге, 2.0 при сжатии-сдвиге и 2.5 при чистом сжатии.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



сбросы

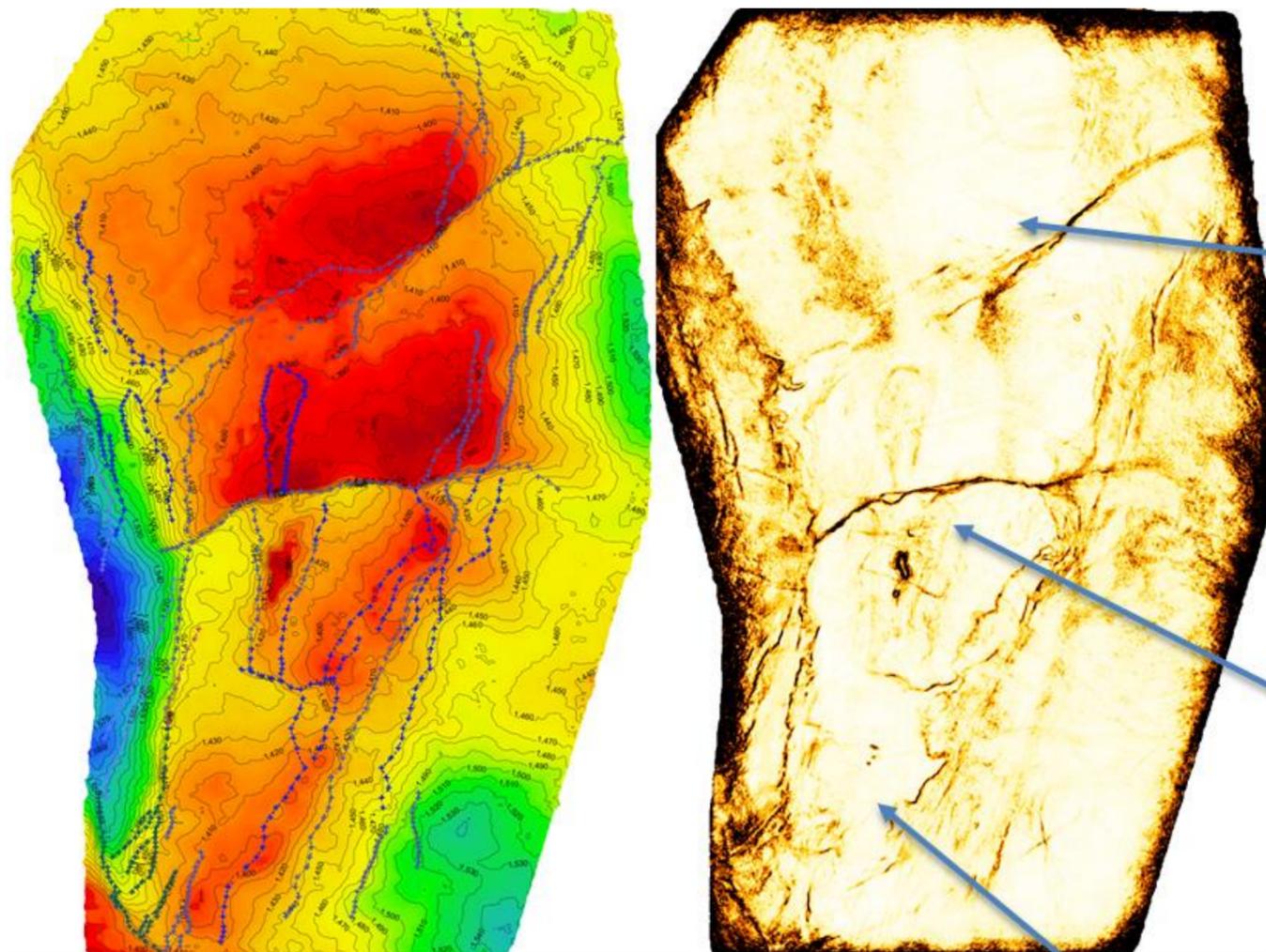


$R' = 0-1$ при режиме растяжения,
 $R' = 1-2$ при режиме сдвига,
 $R' = 2-3$ при режиме сжатия

R' имеет значения 0.5 при чистом растяжении, 1.0 при растяжении-сдвиге, 1.5 при чистом сдвиге, 2.0 при сжатии-сдвиге и 2.5 при чистом сжатии.

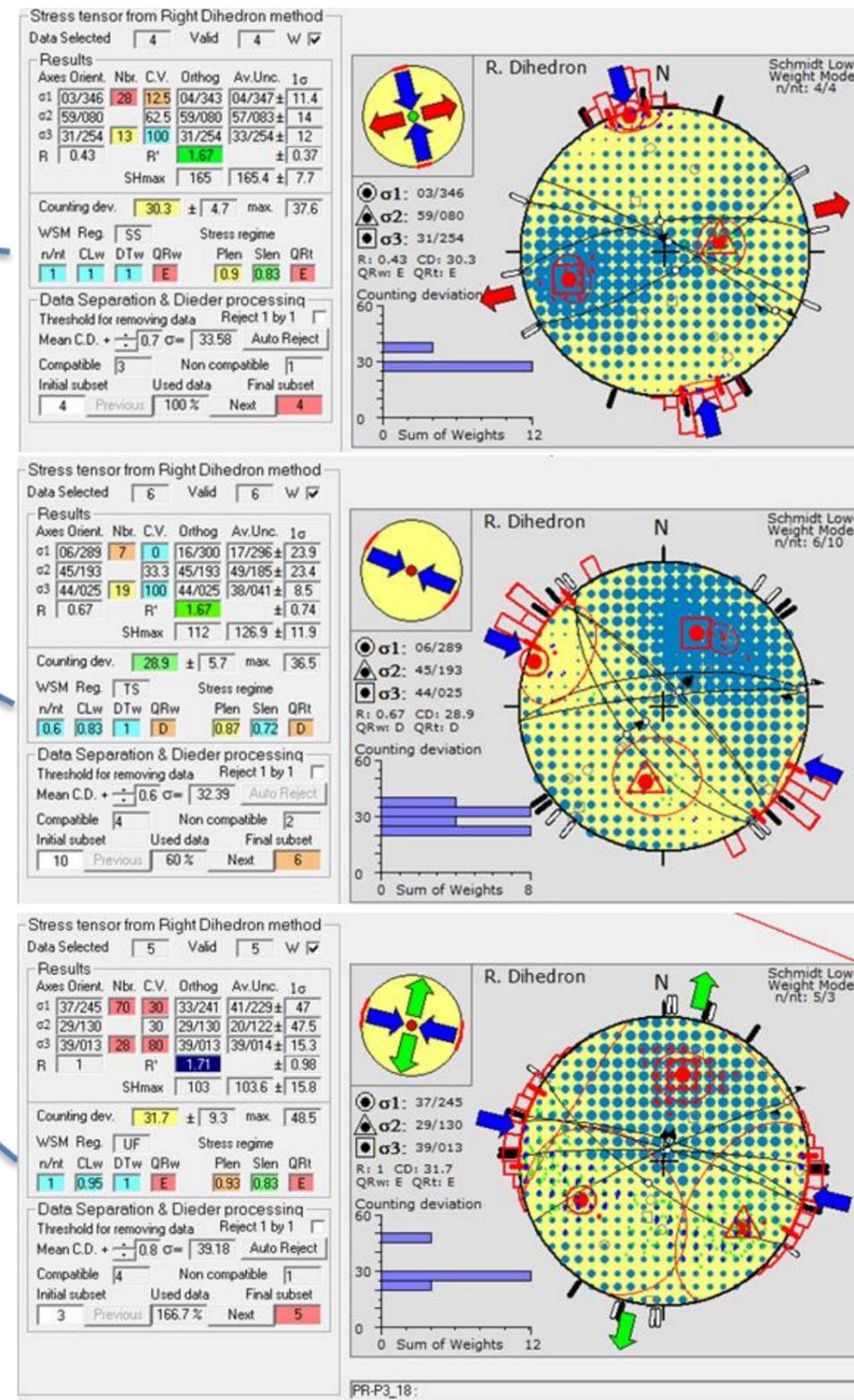
Анализ палеострессов по срезу на уровне подошвы юрских отложений, тектонический режим в поздней перми - средней юре

ПРИЛОЖЕНИЕ И



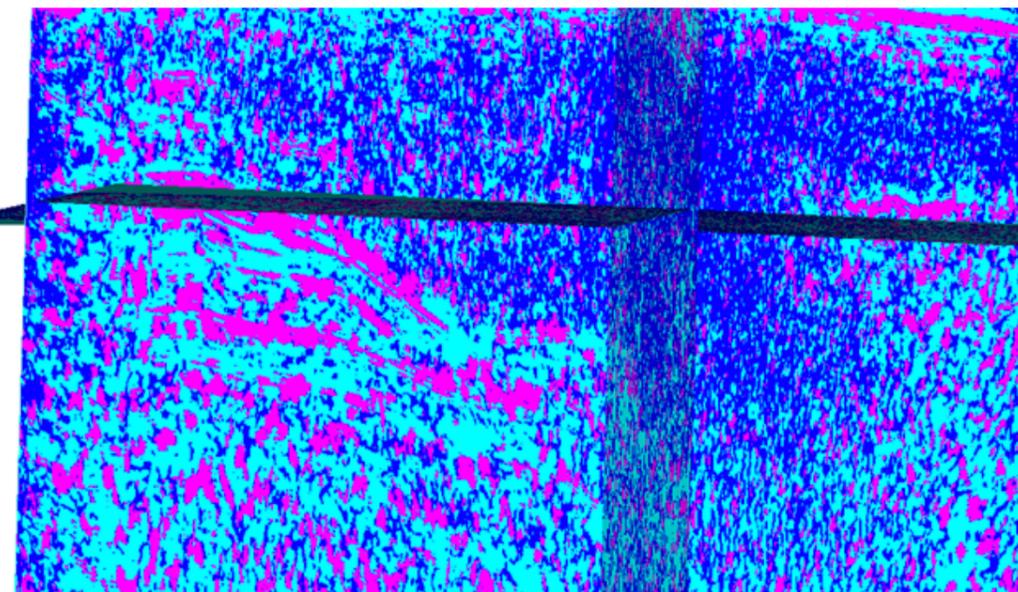
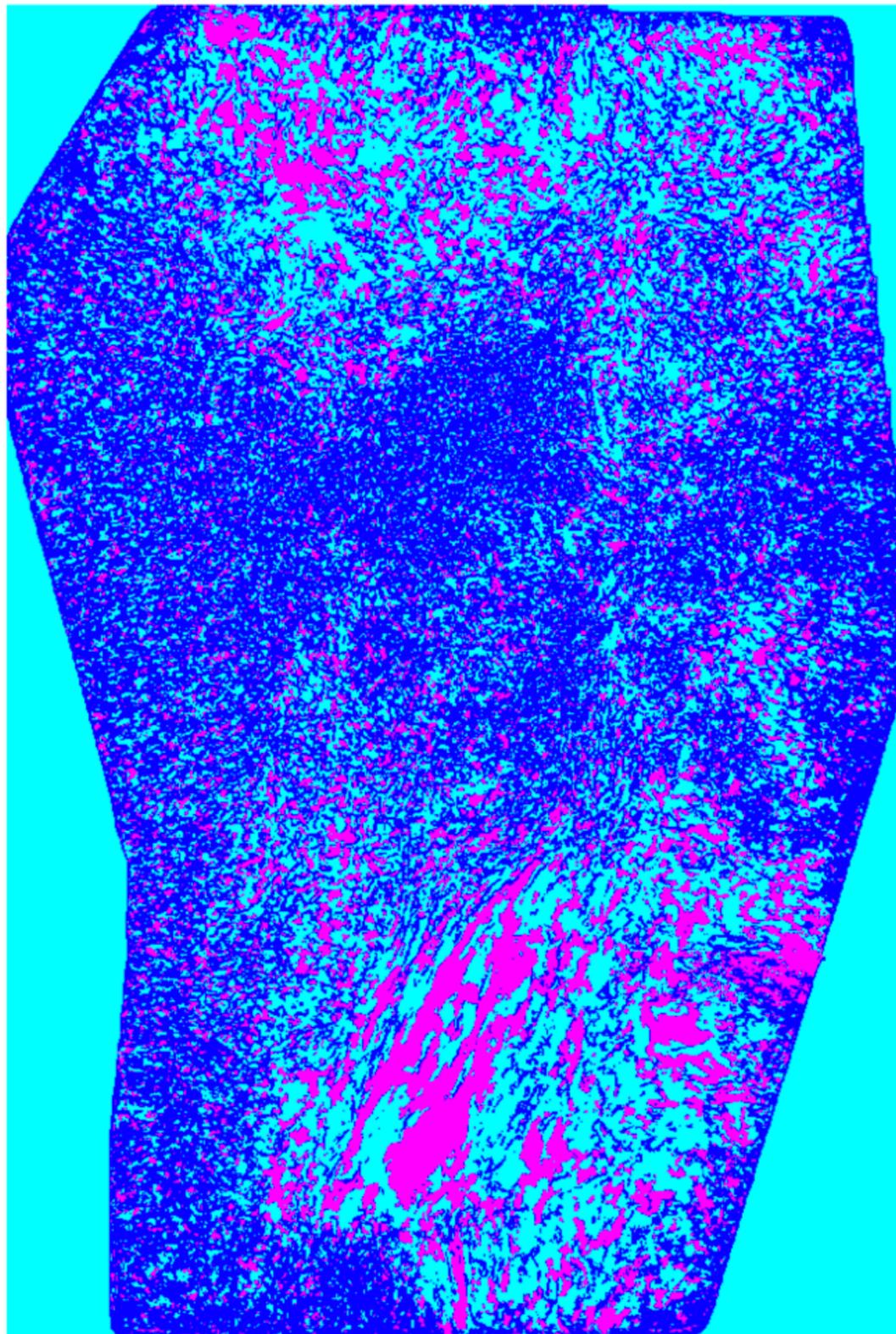
$R' = 0-1$ при режиме растяжения,
 $R' = 1-2$ при режиме сдвига,
 $R' = 2-3$ при режиме сжатия

R' имеет значения 0.5 при чистом растяжении,
 1.0 при растяжении-сдвиге, 1.5 при чистом сдвиге,
 2.0 при сжатии-сдвиге и 2.5 при чистом сжатии.



Анализ палеострессов по срезу на уровне кровли среднеюрских отложений, тектонический режим в кумкольское время и позднее

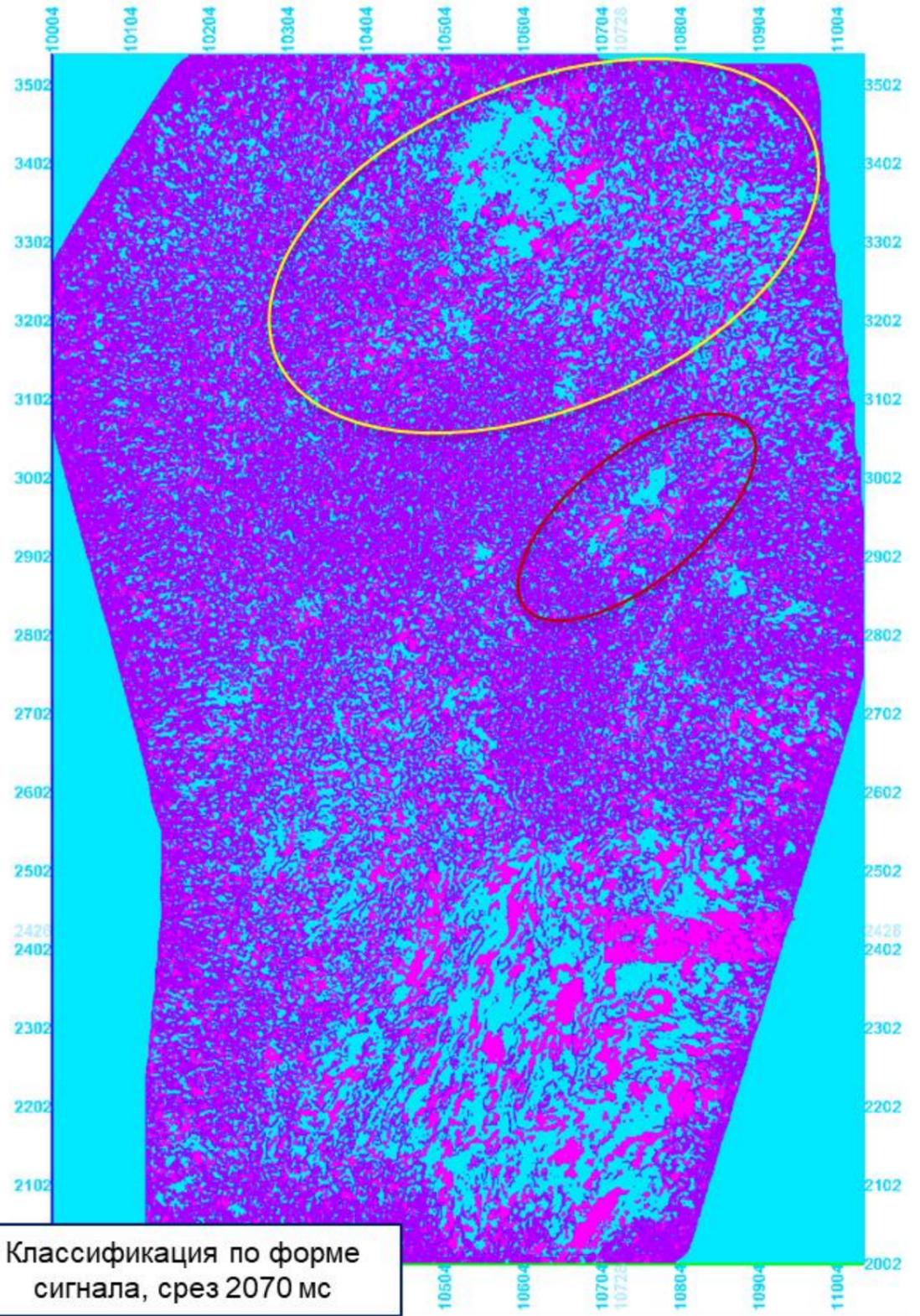
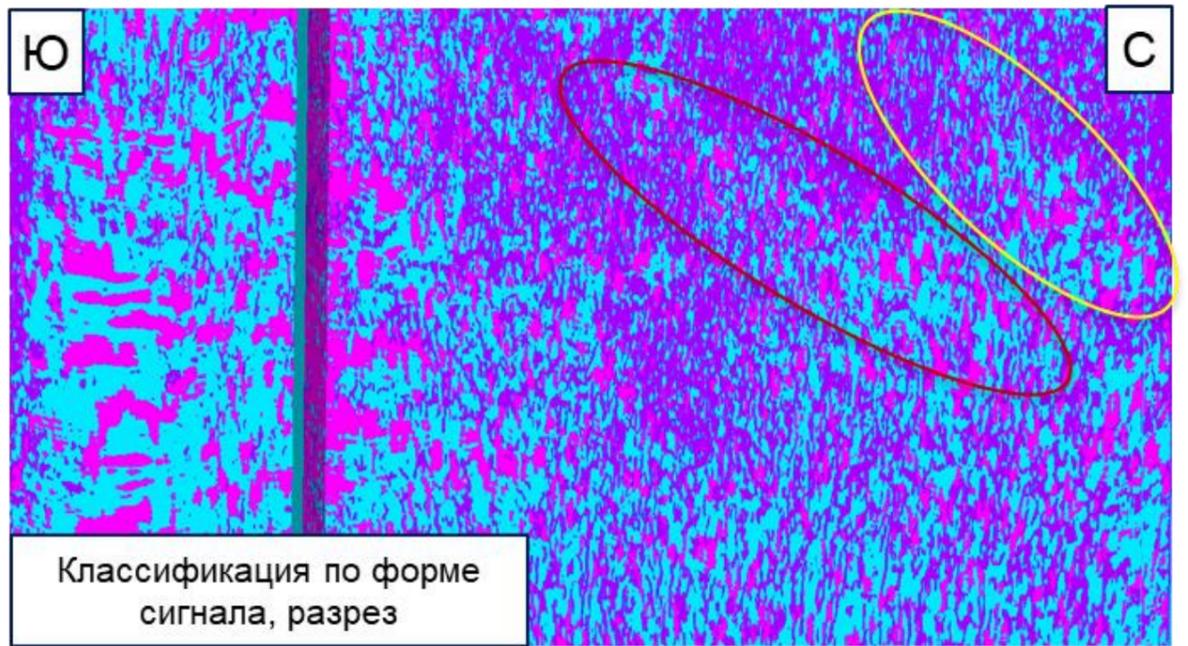
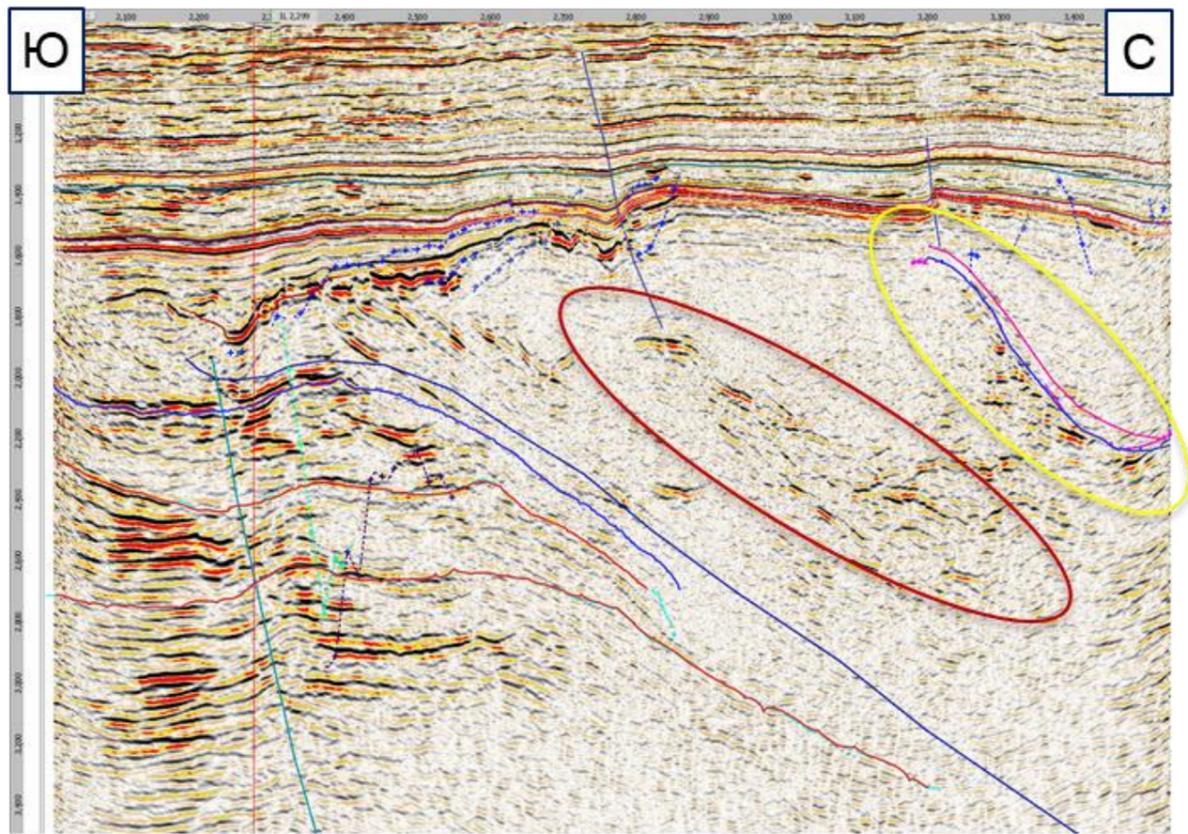
ПРИЛОЖЕНИЕ К



- Палеозой неоднороден по латерали.
- В северном и южном районах площади исследований в формировании верхнепалеозойских литофаций интегрированно влияли тектонический и седиментационный факторы.
- В центральном районе исследуемого участка верхнепалеозойские образования подверглись интенсивным тектоническим дислокациям и вероятно сложены более древними метаморфизованными породами. В сейсмическом волновом поле данная зона представлена слабоконтрастными хаотическими отражениями.
- На юге площади исследований на сейсмических атрибутах проявляются некоторые признаки, которые могут быть характерны для карбонатного разреза, включая:
 - Высокие амплитуды в кровле пластов как следствие резкой смены акустических жесткостей в силу смены литологии.
 - Появление низкочастотной компоненты.
 - Участки поглощения высоких частот, интерпретируемые как зоны повышенной трещиноватости/разуплотнения в разрезе карбонатных пород.

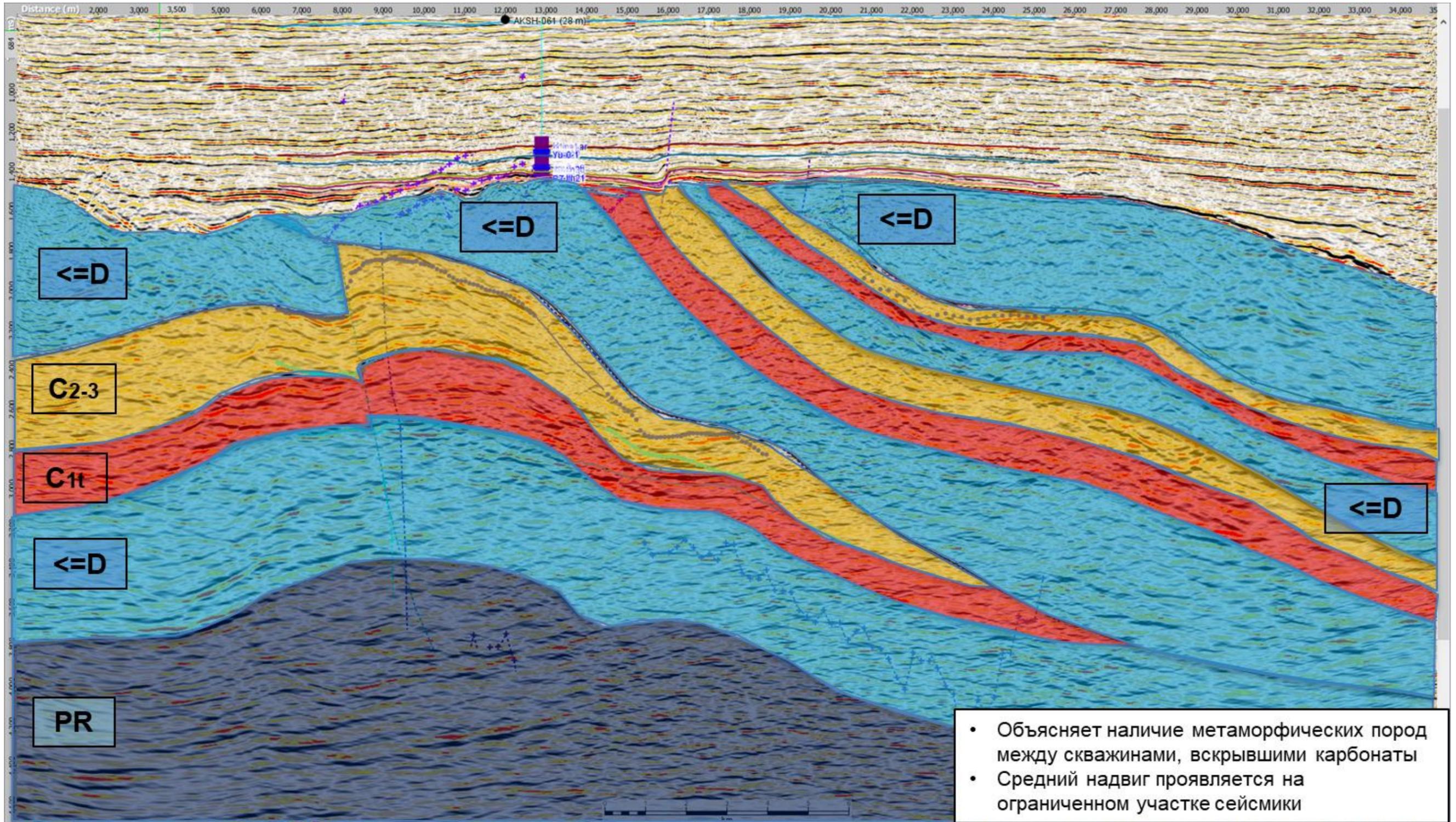
Классификация по форме сигнала, срез в верхнем палеозое на уровне 2300 мс

ПРИЛОЖЕНИЕ Л



Признаки пологих надвиговых на сейсмических данных в верхнепалеозойском интервале разреза

ПРИЛОЖЕНИЕ М



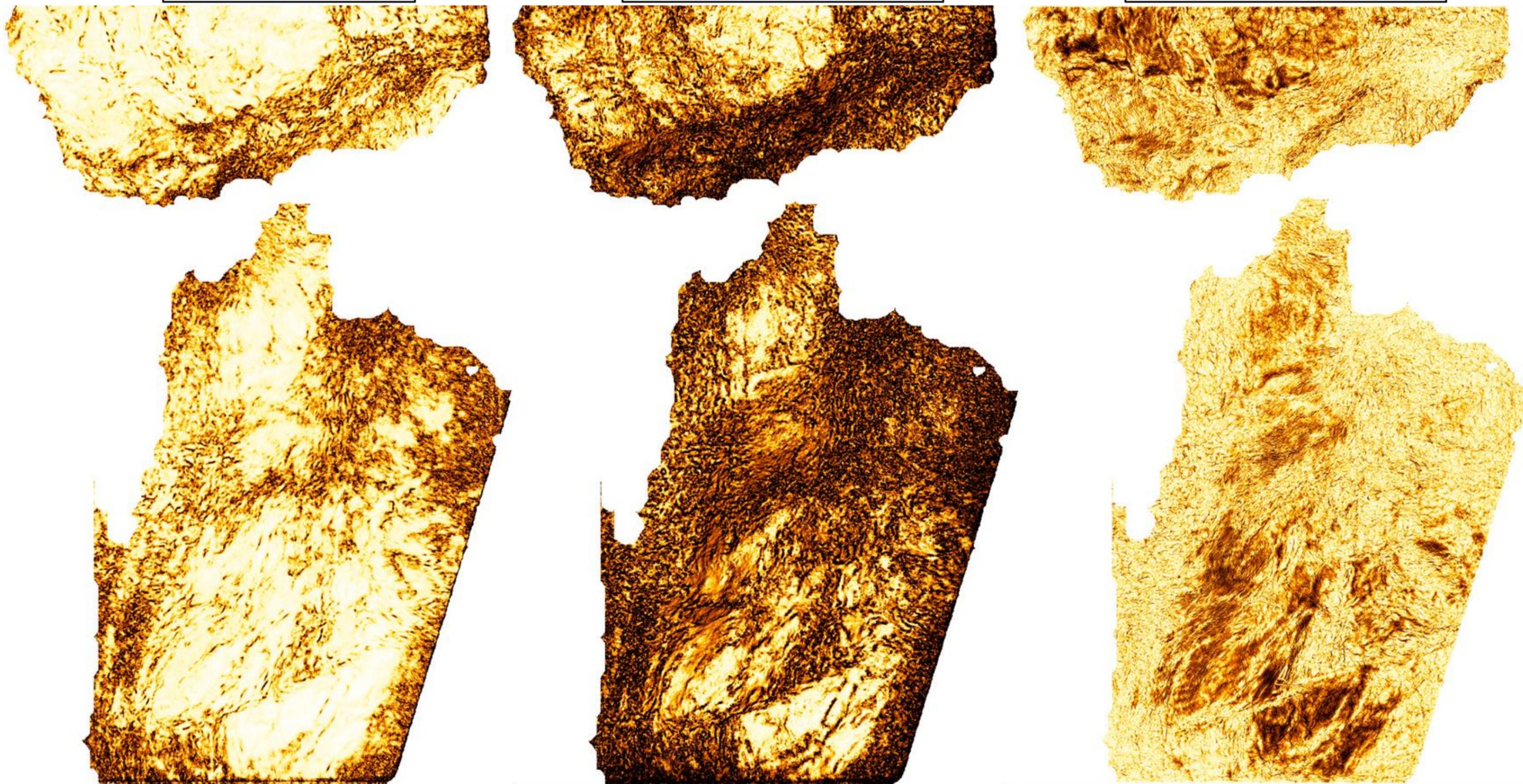
Концепция пологих надвигов шарьяжного типа в палеозое, сейсмический профиль в направлении юг-север

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

Когерентность

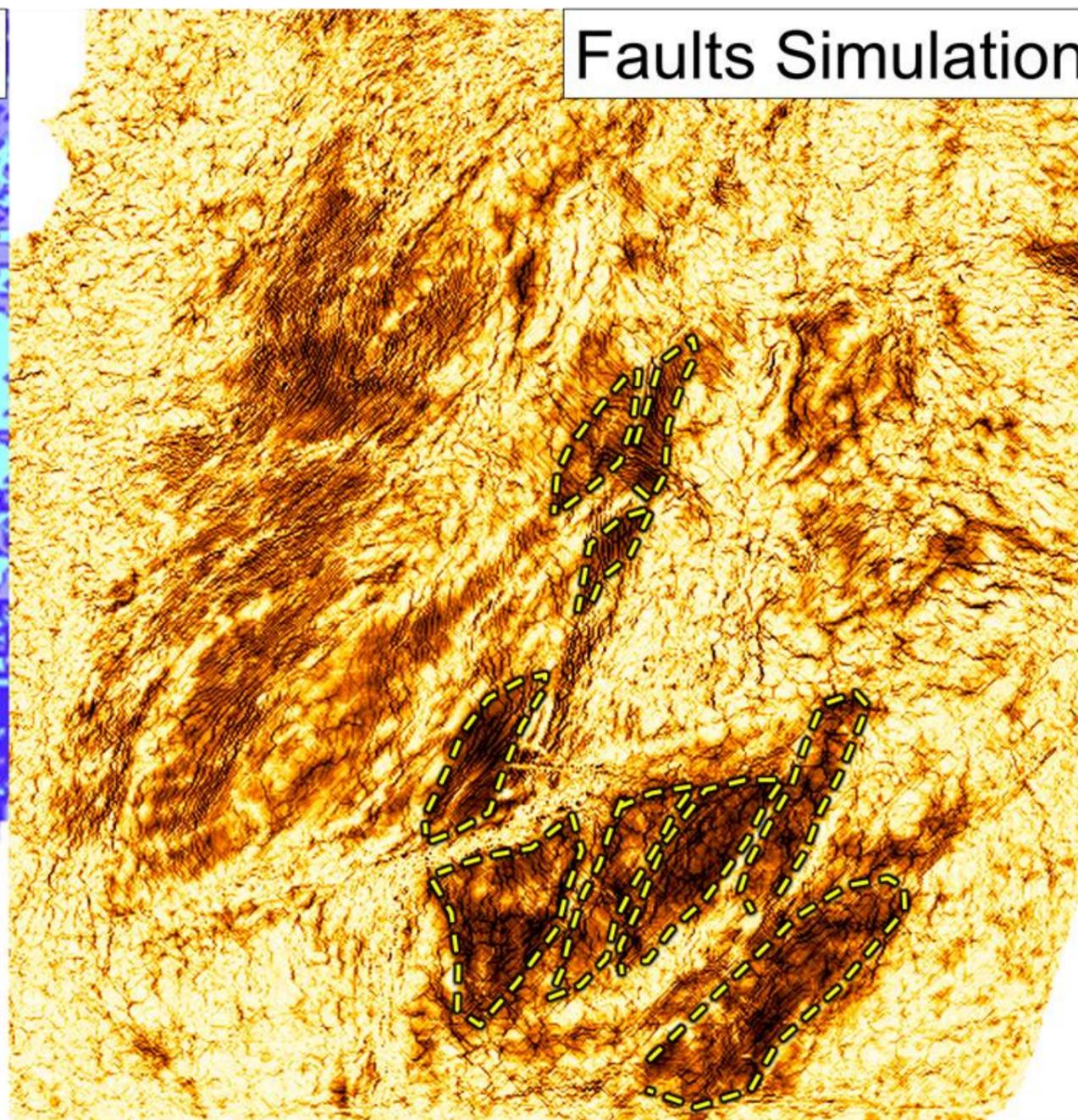
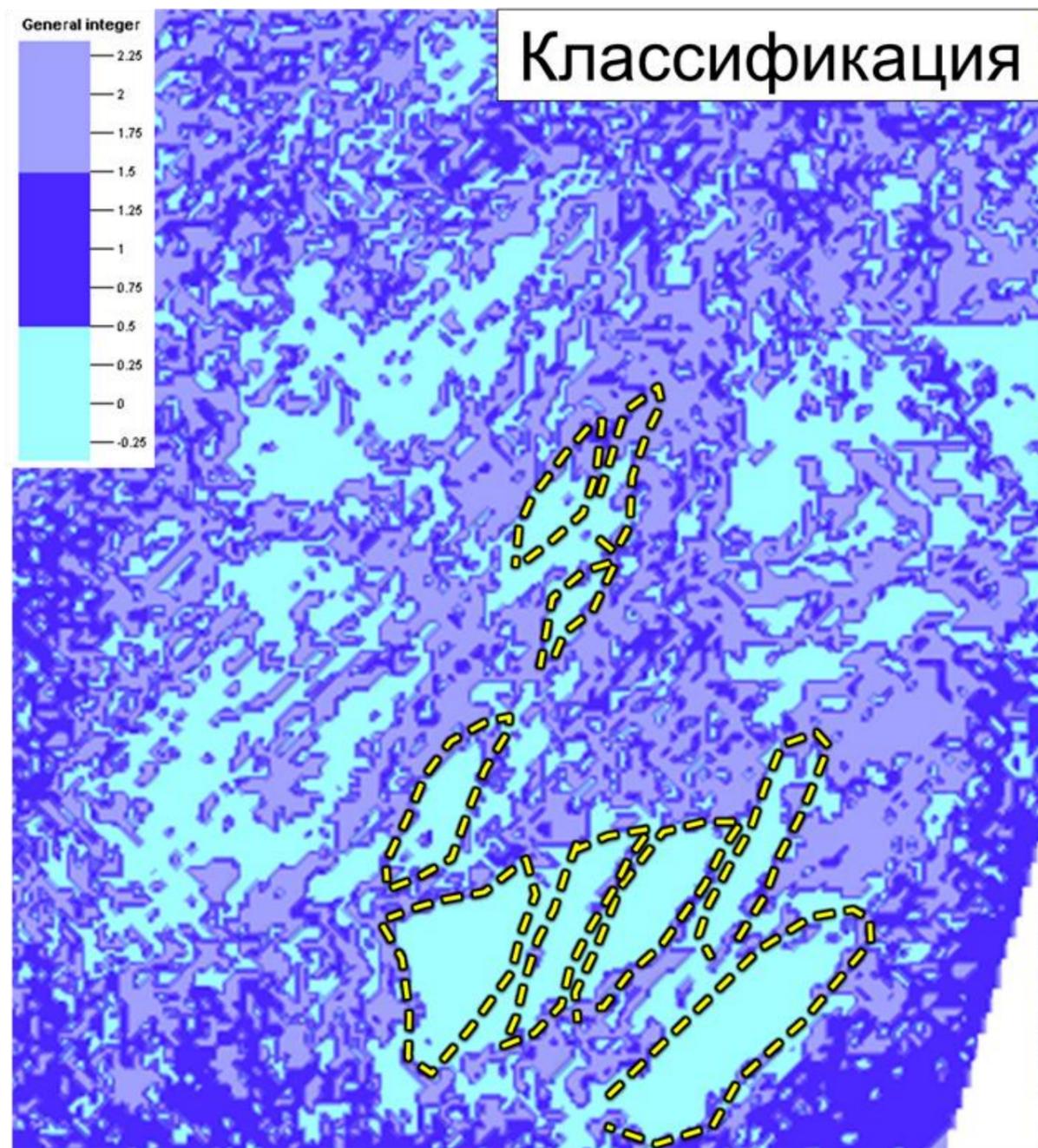
ML Fracture Detect

Faults Simulation



Сопоставление атрибутов когерентность, ML Fracture Detect и Faults Simulation на уровне горизонта C₂₋₃

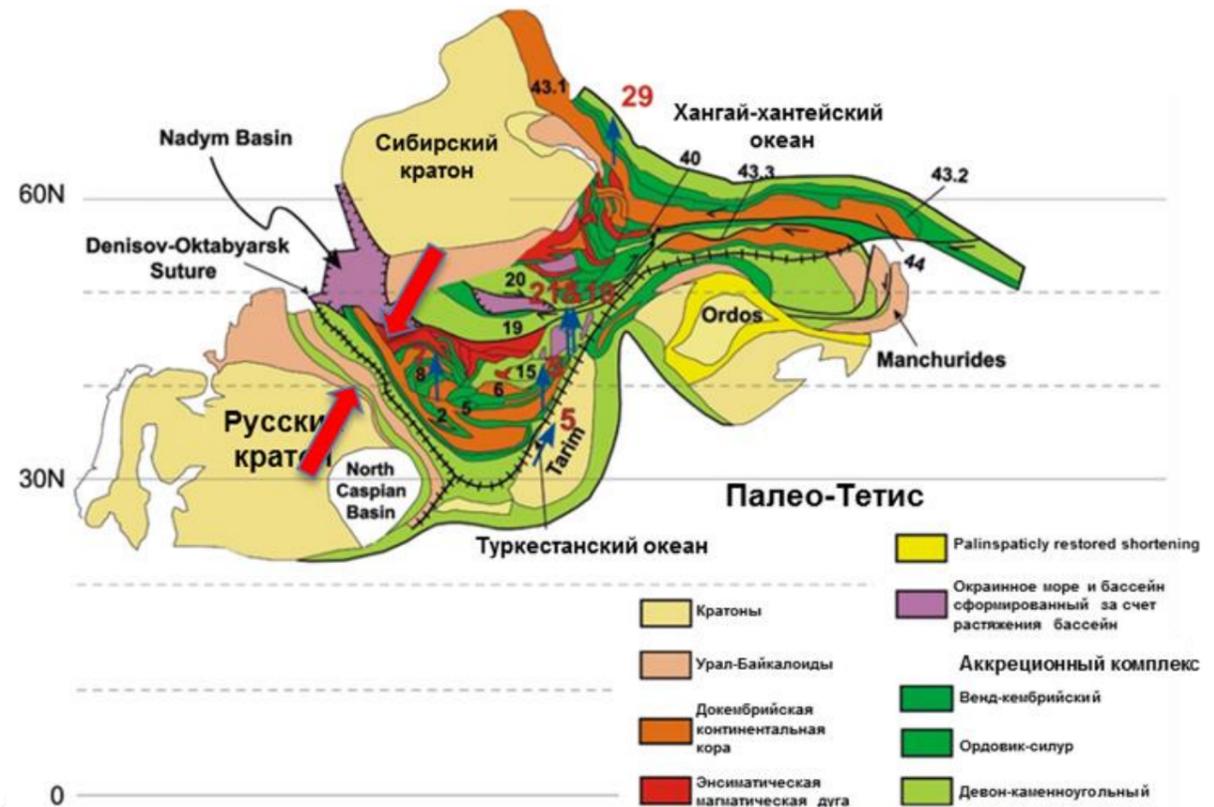
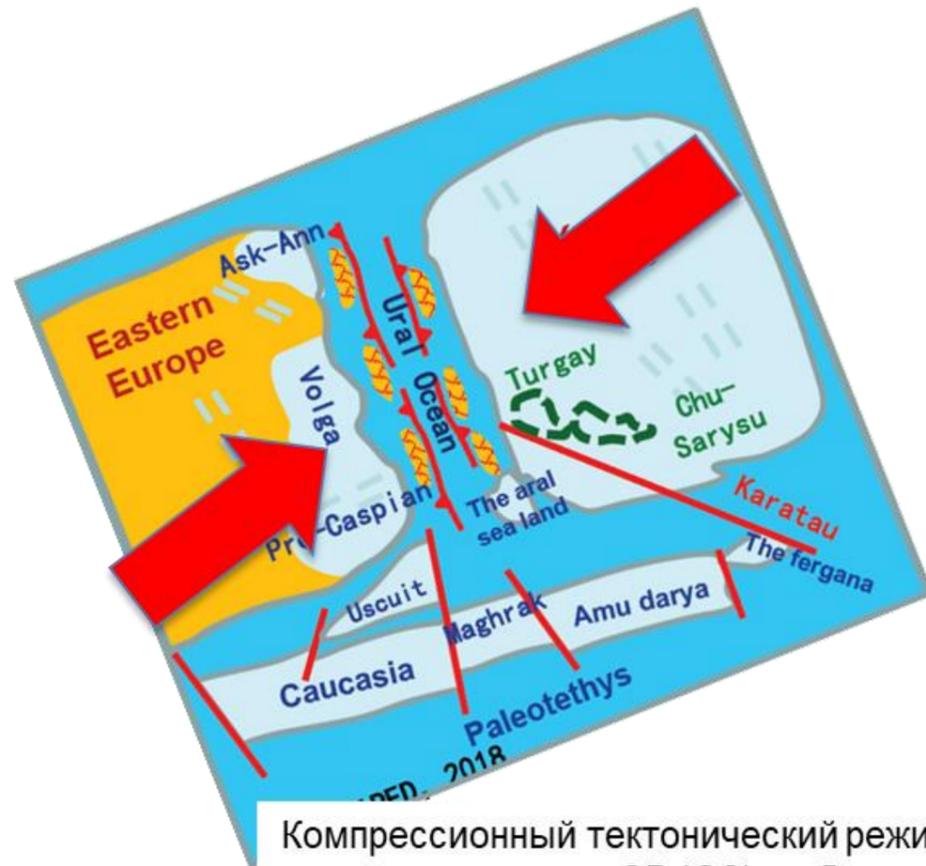
ПРИЛОЖЕНИЕ О



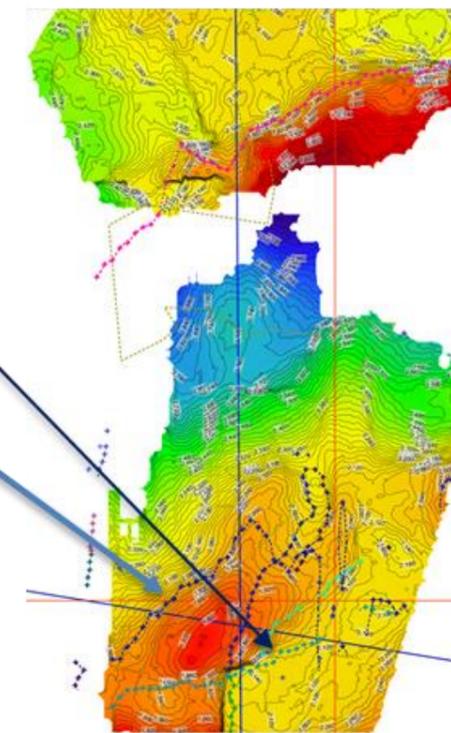
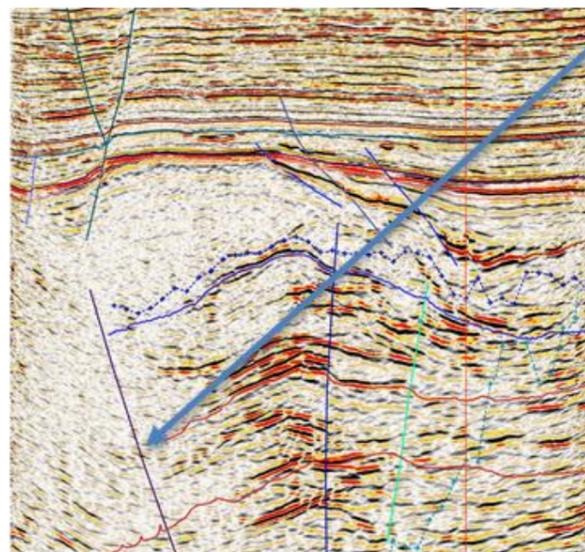
Прогнозные зоны
повышенной
трещиноватости

Прогноз зон повышенной трещиноватости на основе атрибута Faults Simulation на уровне горизонта C_{2-3}

ПРИЛОЖЕНИЕ П



Компрессионный тектонический режим – закрытие Уральского океана (на тот момент сжатие СВ-ЮЗ) – образование взбросов (тогда СЗ простирания, а сейчас они СВ простирания), образование левосторонних сдвигов

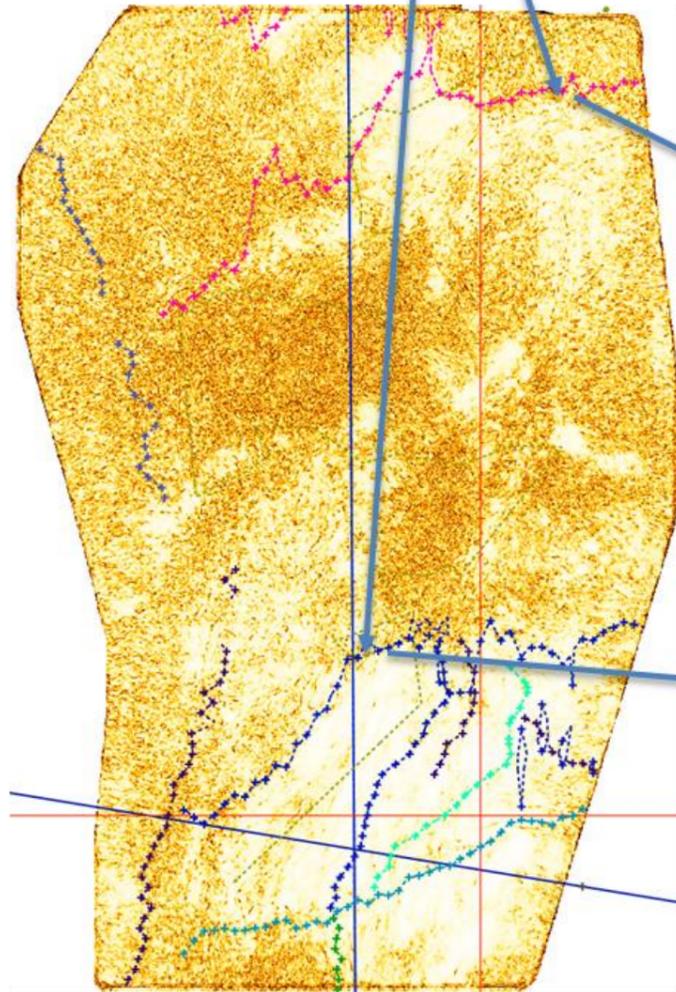


Тектонические процессы в позднем карбоне – перми

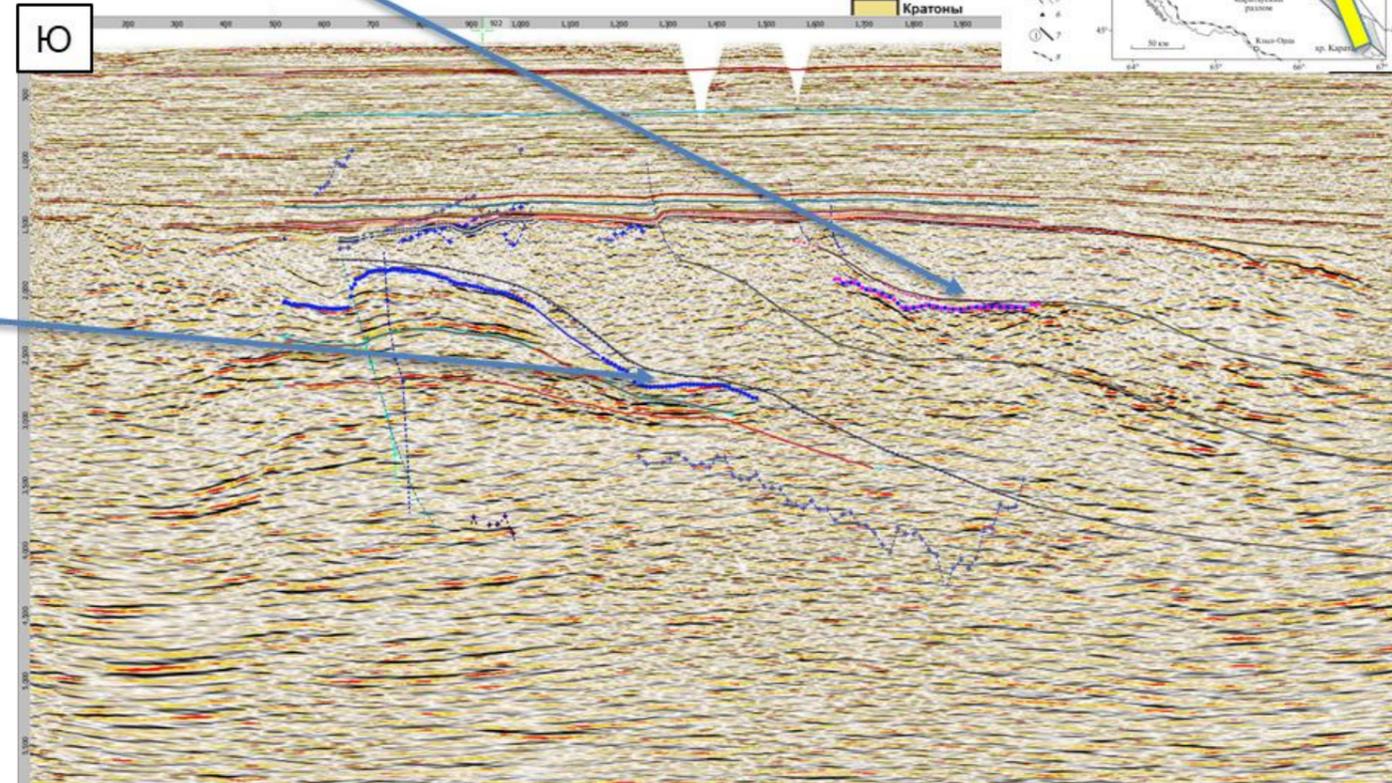
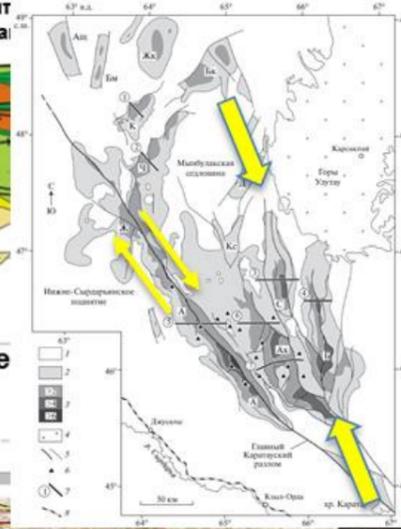
ПРИЛОЖЕНИЕ Р

После орогенеза столкнувшиеся ранее Восточно-Европейская платформа и Казахский континент стали «скользить» друг относительно друга → региональный правосторонний сдвиг – КТФ (Главный Каратауский разлом)

Компрессионный тектонический режим – закрытие Туркестанского океана (сжатие СЗ-ЮВ) – возможный упор со стороны Мынбулакской седловины → образование надвигов СВ простирания



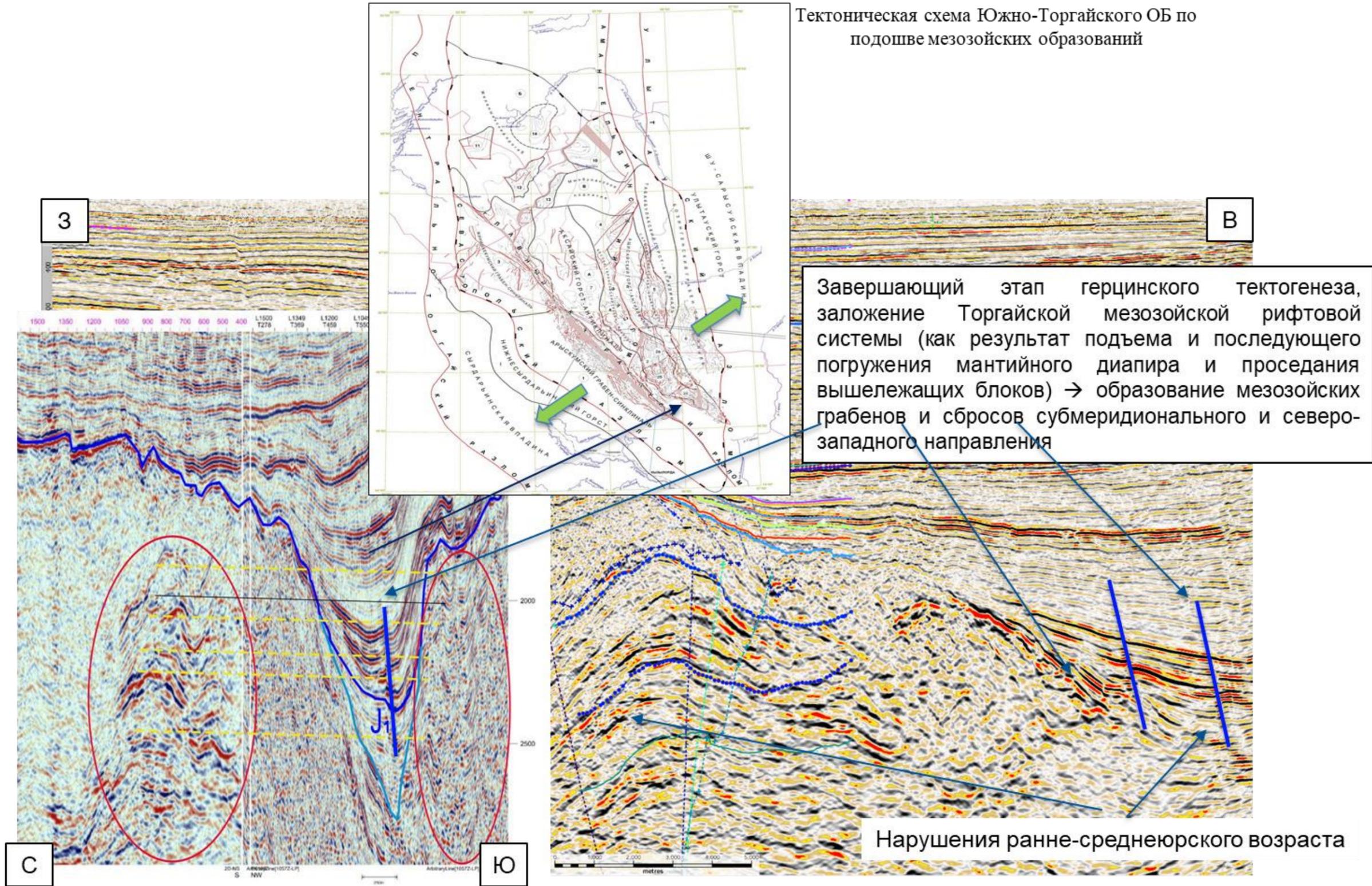
Поздняя пермь
259-252 Ма



Тектонические процессы в поздней перми

ПРИЛОЖЕНИЕ С

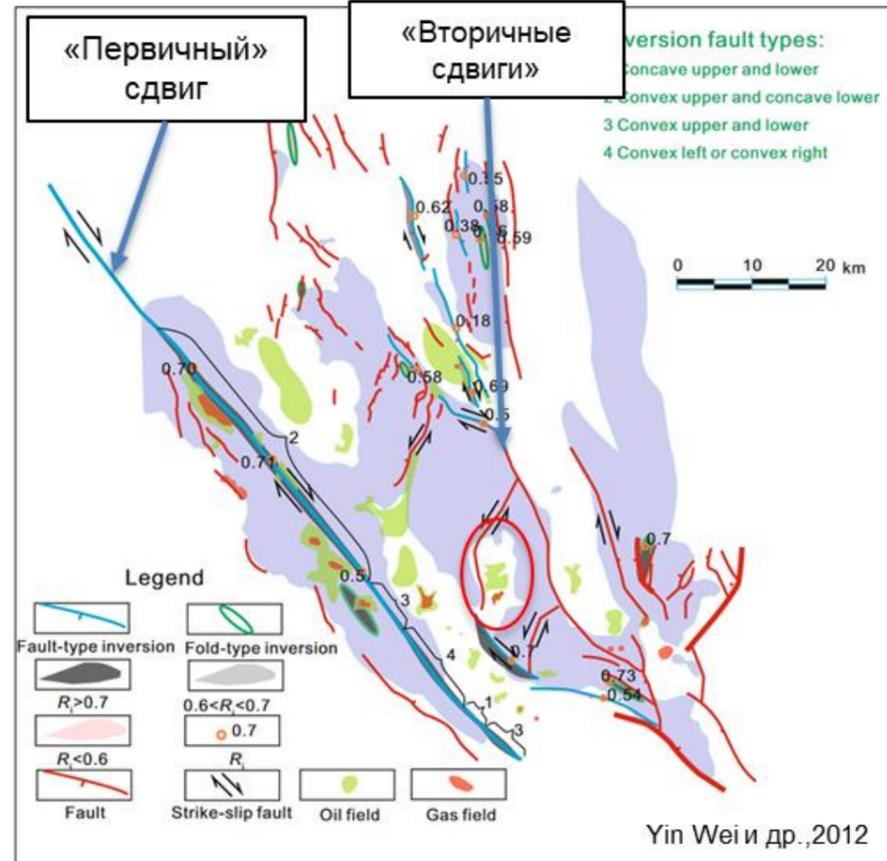
Тектоническая схема Южно-Торгайского ОБ по подошве мезозойских образований



Нарушения ранне-среднеюрского возраста

Тектонические процессы в конце перми – средней юре

ПРИЛОЖЕНИЕ Т



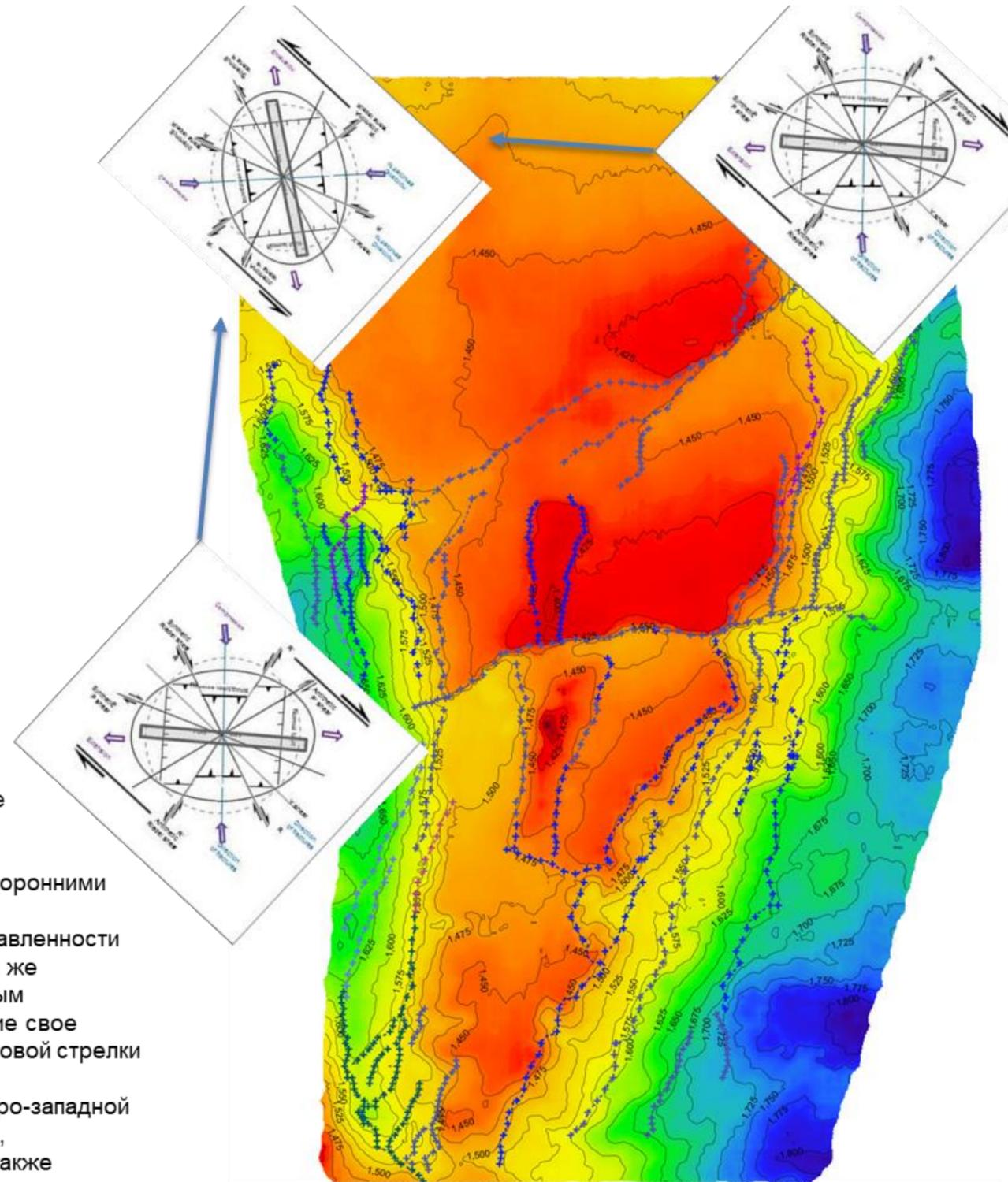
Тектоника в юре-мелу:

1 этап (кумколь) - Правосторонний сдвиг по линии ГКР – заложение субширотных взбросов, начало формирования структур.

2 этап (поздний кумколь - арыскул) – Образование Ащисайского правостороннего сдвига. Структура находится между двумя правосторонними сдвигами – ГКР с юго-запада и Ащисайский с северо-востока.

Расположение между двумя правосторонними сдвигами одной направленности создает тектонический режим, близкий к левостороннему сдвигу той же направленности, со сжатием по линии запад-восток и горизонтальным смещением по линии ЮЗ-СВ. В результате этих процессов начавшие свое формирование в кумкольское время складки развернуло против часовой стрелки и немного сместило по горизонтали друг относительно друга.

3 этап (апт и позднее) – воздействие правостороннего сдвига северо-западной направленности (ГКР). Непродолжительная реактивация нарушений, разделяющих северный и южный своды Центрального поднятия, а также нарушения между Центральным и Южным поднятиями, образование молодых сбросов субмеридиональной направленности.



Влияние сдвиговых тектонических процессов начиная с кумкольского времени

ПРИЛОЖЕНИЕ У

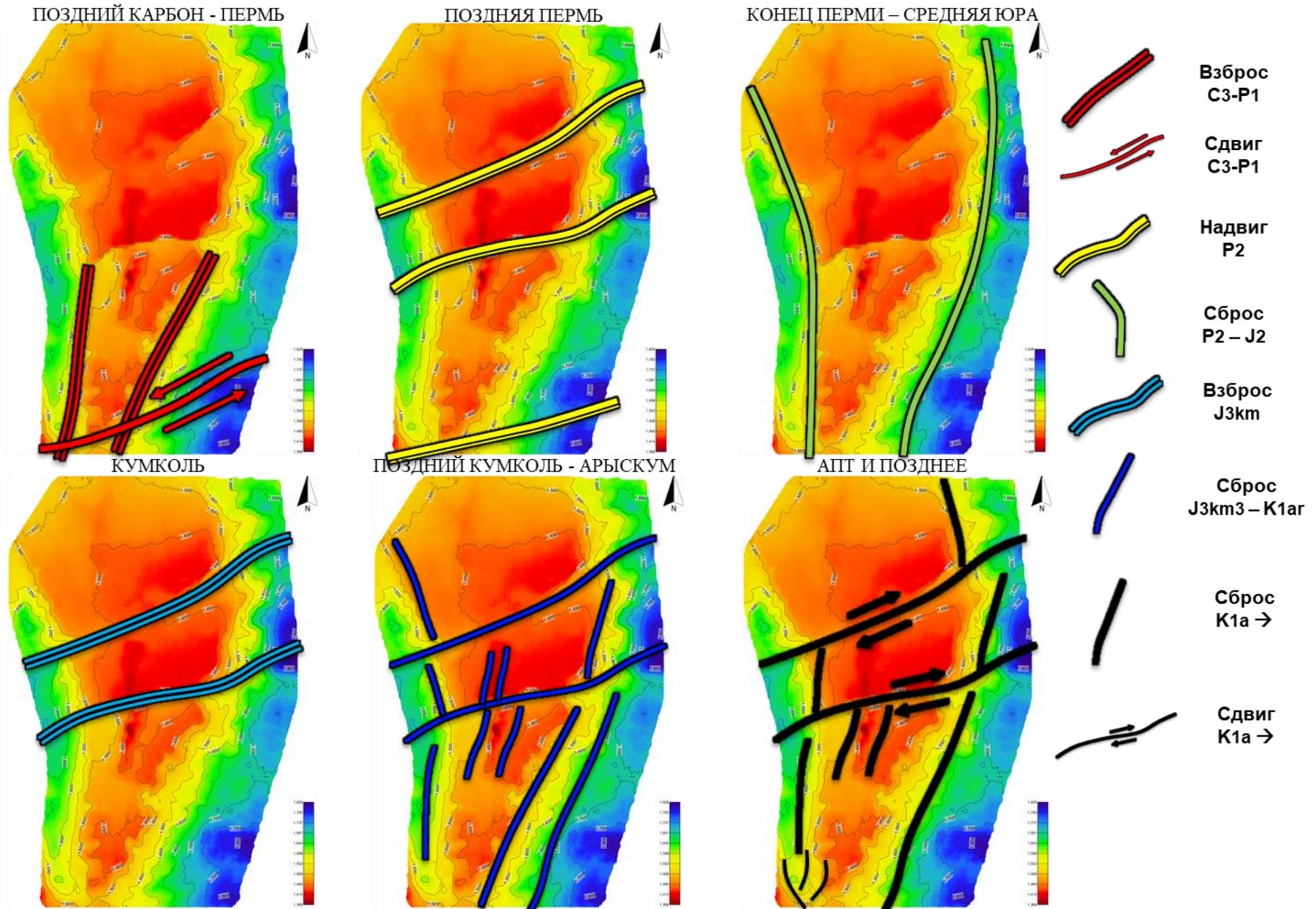


Схема времени заложения и типов нарушений в основные этапы тектонического развития площади