

На правах рукописи

Половинкин Олег Михайлович

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНОЙ ГЛУБОКОВОДНОЙ
ЧАСТИ БАССЕЙНА ЮЖНЫЙ КОНШОН ВЬЕТНАМА**

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата
геолого-минералогических наук

Научный руководитель:

Доктор геолого-минералогических
наук, профессор

Гаврилов В.П.

Москва 2016

Содержание

Список сокращений	4
Введение.....	5
1. Геолого-геофизическая изученность.....	11
2. Тектоническое строение	21
3. Литолого-стратиграфическая характеристика	33
Фундамент	35
Осадочный чехол	37
4. Палеогеографическая характеристика	43
4.1. Эоцен – Оligоценовая эпоха	43
4.2. Раннемиоценовая эпоха.....	45
4.3. Среднемиоценовая эпоха	45
4.4. Позднемиоценовая эпоха	48
4.5. Плиоцен – Четвертичная эпоха	48
5. Нефтегазоносность.....	51
5.1. Нефтегазоносность докайнозойского гранитоидного фундамента	52
5.2. Нефтегазоносность осадочного чехла	56
5.3. Резервуары	57
5.3.2. Терригенные коллектора олигоцена	58
5.3.3. Терригенные коллектора миоцена	58
5.3.4. Карбонатные коллектора миоцена	59
5.4. Флюидоупоры.....	59
5.5. Нефтематеринские породы	60
5.6. Типы ловушек.....	62
5.7. Углеводородная система	64
5.9. Прямые признаки углеводородов.....	65
6. Восстановление эволюции осадочного бассейна и моделирование нефтегазоносных систем	67
6.1. Модель доэрозионных поверхностей и палеобатемитрия.....	68
6.2. Восстановление эволюции осадочного бассейна	73

6.3. Модель термальной истории и генерации УВ	84
6.4. Калибровка модели прогрева: 1D моделирование истории по скважинам	85
6.5. Моделирование истории прогрева и нефтегазогенерации	90
6.6. Модель прогрева	91
6.7. Модель созревания ОВ	100
6.8. Модель вторичной миграции и аккумуляции УВ.....	118
7. Оценка перспектив нефтегазоносности и определение наиболее перспективных областей для дальнейшего проведения ГРП.....	127
7.1. Рекомендации по проведению дальнейших работ	130
Заключение	133
Список использованной литературы.....	138

Список сокращений:

НГБ – нефтегазоносный бассейн;

НМТ – нефтематеринская толща;

ОВ – органическое вещество;

ПОС – полная отражающая способность;

ССЗ – север – северо-запад;

ССВ – север – северо-восток;

СЗ – ЮВ – северо-запад – юго-восток;

ЮЮЗ – юг – юго-запад;

т.н.э. – тонн нефтяного эквивалента;

УВ – углеводороды

ЮЮЗ – юг – юго-запад

ГПИ – «Газпром Интернэшнл».

Введение

Континентальный шельф Вьетнама вот уже около 50 лет является предметом внимания исследователей нефтяных и газовых компаний. Поиски нефти и газа на территории шельфа Вьетнама ведутся с конца 60-х годов XX века. В настоящий момент здесь открыто уже более 70 месторождений углеводородов. Большинство из них приходится на относительно хорошо изученную бурением мелководную часть шельфа Вьетнама. В тоже время, в связи с технологическими трудностями, глубоководный шельф практически не изучен, а по аналогии с мелководными участками имеет большой потенциал.

Начиная с 80-х годов прошлого века Советский Союз, а затем как правопреемник, Российская Федерация постоянно участвует в геологоразведке и добыче углеводородов Вьетнама. В настоящее время крупные российские компании с государственным участием, такие как ПАО «Газпром» ведут активные геологоразведочные работы на шельфе Вьетнама, и один из поисковых проектов расположен в северо-восточной глубоководной части осадочного бассейна Южный Коншон.

Актуальность работы

Организованное совместное предприятие российской компании ПАО «Газпром» и вьетнамской компании «Петровьетнам» – совместная операционная компания «ВьетГазпром» – для развития нефтедобывающего комплекса на территории Вьетнама поставило перед собой задачу – для осуществления своей операционной деятельности нарастить ресурсы. И одним из возможных путей значительного прироста запасов углеводородов является исследование слабо разведанных глубоководных участков.

В 2009 году СОК «ВьетГазпром» получила права на осуществление геологоразведочной деятельности на территории четырех блоков,

расположенных в слабо изученной северной части осадочного бассейна Южный Коншон, где, по данным сейсморазведки, выделяются крупные структурные и не структурные объекты.

Проведенное в работе численное бассейновое моделирование позволило оценить генерационный потенциал нефтематеринских толщ, этапы первичной и вторичной миграции, а также вычислить объем аккумулярованных углеводородов северо-восточного борта бассейна Южный Коншон и определить наиболее перспективные зоны для осуществления поисково-разведочного бурения.

Цель работы

Существенно прирастить ресурсы нефти и газа на основе актуализированной оценки перспектив нефтегазоносности глубоководного шельфа бассейна Южный Коншон и разработки эффективных направлений геологоразведочных работ.

Основные задачи исследований

Достижение поставленной цели потребовало решения ряда задач:

1. Уточнения модели тектонического строения северо-восточной глубоководной части осадочного бассейна Южный Коншон на основе анализа новых сейсморазведочных данных.
2. Восстановление палеотектонической обстановки к различным этапам геологической истории.
3. Восстановление палеогеографических особенностей условий осадконакопления с целью выделения зон распространения возможных коллекторов, условий образования нефтематеринских и экранирующих толщ.
4. Выявление закономерностей распределения возможных залежей углеводородов по выделенным структурно-фациальным комплексам.

5. Проведение бассейнового моделирования с целью восстановления условий формирования и эволюции залежей УВ со временем.

6. Определение наиболее перспективных областей для дальнейшей нефтепоисковой деятельности.

Научная новизна

1. Составлена актуализированная геологическая и геолого-тектоническая модель строения северо-восточной глубоководной части осадочного бассейна Южный Коншон.

2. Выявлены палеогеографические особенности осадконакопления кайнозойских отложений северо-восточной части осадочного бассейна Южный Коншон.

3. Выполнено бассейновое моделирование на основе новых сейсмических данных, в модель которого были заложены новые результаты сейсморазведочных работ последних лет, учитывающие особенности строения основных нефтегазоносных комплексов.

4. Научно обоснованы наиболее эффективные направления геологоразведочных работ по поиску нефти и газа в кайнозойских отложениях территории исследования.

Основные защищаемые положения

1. Актуализированная геологическая и геолого-тектоническая модель, которая позволила детализировать строение северо-восточной глубоководной части осадочного бассейна Южный Коншон и выделить новые тектонические элементы второго порядка, поднятия и прогибы.

2. Количественная оценка объемов генерации углеводородов основных нефтегазоматеринских толщ. Оценены этапы первичной и вторичной миграции углеводородов и определены зоны и возможный объем аккумулированных углеводородов на основе бассейнового моделирования. Основным эпизодом нефтегазогенерации в пределах прогибов имел место в

среднем миоцене, именно в это время были сгенерированы основные объемы углеводородов. Суммарные объемы генерации углеводородов, в пределах участка работ, составляют 17 028 млн. т.н.э.

3. Научное обоснование наиболее эффективных направлений геологоразведочных работ по поиску нефти и газа на основе проведенных геологических исследований и модели истории эволюции осадочного бассейна.

Моделирование УВ-систем показало, что наиболее перспективными для поиска нефти и газа являются структуры расположенные в пределах прогибов и непосредственно прилегающие к ним (или расположенные внутри них) структурам. Эти объекты расположены на поднятиях непосредственно над областью нефтегазогенерации и сопряжены с достаточно обширными областями дренажа углеводородов, что обеспечивает заполнение названных объектов углеводородными соединениями. Другие структуры вследствие удаленности их от очага нефтегазогенерации, или слишком малой области дренажа оказываются недозаполненными.

Дальнейшие работы предлагается вести по двум направлениям: добиваться большей структурной детализации внутреннего строения чехла в высокоперспективной зоне, а также выяснения литологических особенностей строения стратиграфического разреза.

Личный вклад

При личном участии автора работы, для уточнения геолого-тектонической модели, выполнена интерпретация более 20 тыс. пог. км. 2D сейсморазведочных данных. Проанализирована информация по результатам бурения близлежащих скважин и обобщены литературные данные по региону. Выполнена количественная оценка объемов генерации углеводородов основных нефтегазоматеринских толщ, оценены этапы первичной и вторичной миграции углеводородов и определены зоны и возможный объем аккумулярованных углеводородов на основе бассейнового

моделирования. Предложена схема зон перспектив нефтегазоносности региона.

Практическая значимость результатов работы

Полученные автором результаты работ были использованы при планировании геологоразведочных работ на глубоководном шельфе Вьетнама СОК «ВьетГазпром». Разработанные практические рекомендации и выполненная ресурсная оценка были практически использованы при заложении новых скважин.

Апробация и публикации

Основные положения и результаты исследований докладывались и обсуждались на III Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (г. Москва, 2014). По теме диссертации опубликовано шесть работ, включая тезисы и тексты докладов конференций, в том числе три статьи в журналах входящих в перечень ВАК Минобрнауки РФ: «Газовая промышленность» № 2, 2014; «Геология нефти и газа» № 5, 2015; «Геология нефти и газа» № 6, 2015.

Фактический материал

В работе использованы обширные сейсмические, геохимические и магнито-электроразведочные исследования, выполненные на территории северной части бассейна Южный Коншон по 2010 год объемом более 30 тыс. пог. км.; результаты бурения скважин, в том числе, предварительные анализы бурения СОК «Вьетгазпромом» в 2015 году новых скважин 131-ТВ-1Х и 130-ТД-1Х; фондовые материалы научных и производственных организаций проводивших исследования на территории Вьетнама; результаты собственных исследований автора за 2011 – 2015 гг.

Объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, семи глав и заключения, изложенных на 142 страницах текста, включая 60 рисунков и 3 таблицы. Список литературы содержит 66 наименований.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю работы, доктору геолого-минералогических наук, заведующему кафедрой геологии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, профессору В.П. Гаврилову.

Искреннюю признательность за консультации и поддержку во время работы над диссертацией автор выражает к.г.-м.н. В.Л. Гулеву, С.В. Туманову, к.г.-м.н С.М. Карнаухову, И.В. Огородникову, А.В. Пинчуку, Ю.Г. Алексахину, К.М. Зелинко, к.г.-м.н. С.Н. Болотову, к.г.-м.н. А.В.Ершову, к.г.-м.н. М.В. Коротаеву, С.П. Михайленко, С.В. Кольцову.

Также автор выражает благодарность руководству компании «Газпром Интернэшнл» за возможность использования материалов для написания диссертации.

1. Геолого-геофизическая изученность

Историю геолого-геофизического изучения южного шельфа Вьетнама и в частности Южно-Коншонской впадины можно разделить на три основных этапа:

- регионального изучения (середина 60-х гг. – 1975 г.);
- площадных геофизических работ (1975-1979 гг.);
- поисково-разведочных работ (конец 70-х гг. – настоящее время).

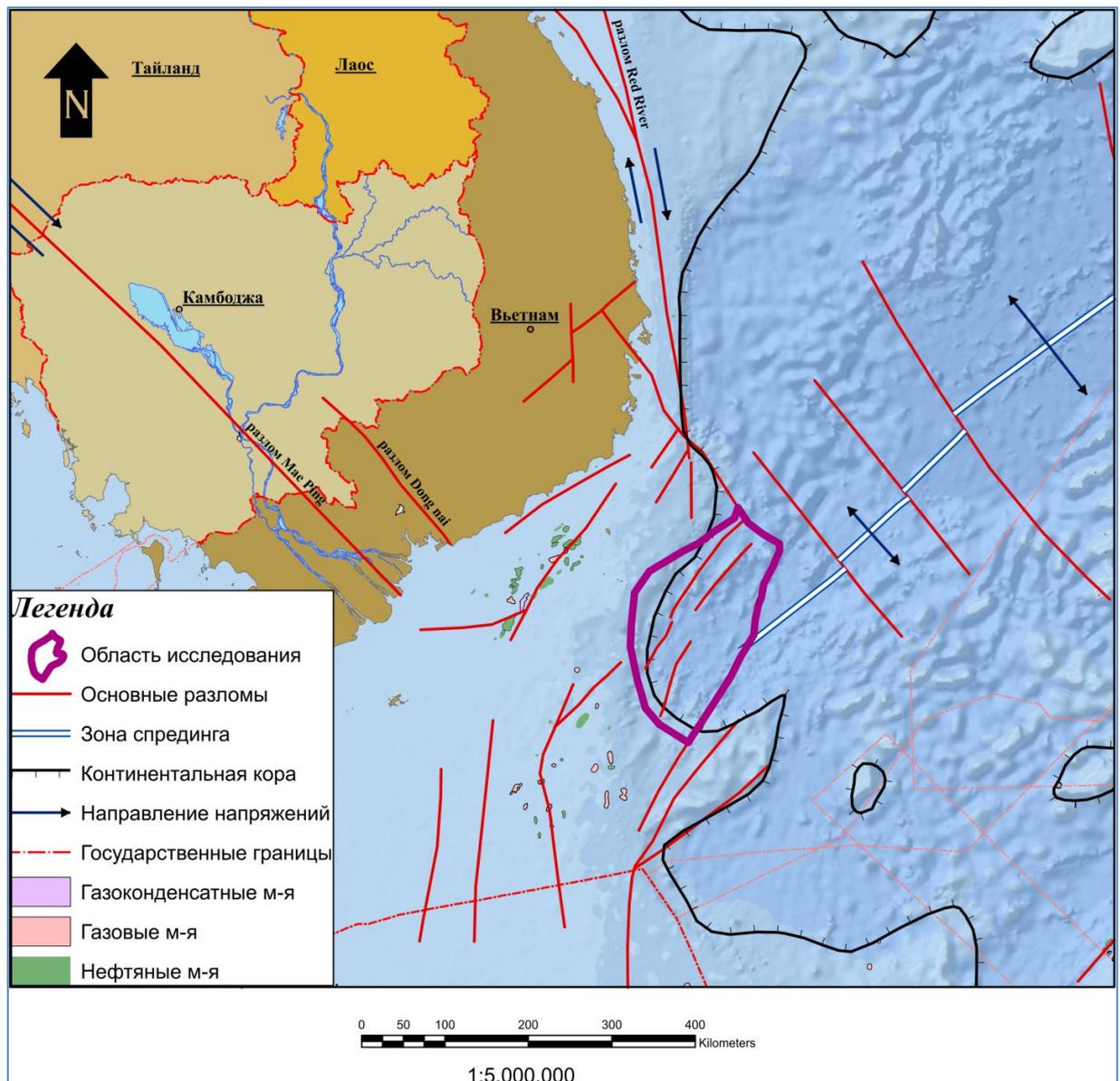


Рисунок 1.1. Обзорная схема района работ

Начало первого регионального этапа приходится на середину 60-х годов XX века, когда океанографическое Управление Военно-Морских Сил США провело аэромагнитную съемку южного шельфа Вьетнама и сопредельной зоны морского мелководья. Параллельно с аэромагнитной съемкой ВМС США с морского судна проводились региональные работы по комплексному геофизическому изучению, включающие сейсморазведку МОВ и КМПВ, магнитометрию и гравиметрию.

Итогом этих работ стало составлением в 1969 году карты магнитных аномалий масштаба 1:500 000. Установлено, что шельф юга Вьетнама и сопредельных районов суши характеризуется на большей части слабо напряжённым и слабо градиентным полем. Аномалии магнитного поля проявляются неотчетливо, им свойственна изометричность и ориентированность в разных направлениях.

Одновременно с исследованиями ВМС США в конце 60-х годов другие две другие компании проводят комплексные геофизические работы. Одной из них была французская компания «Мандреал», которая в 1969 году провела комплексные региональные геофизические работы, включая МОВ-ОГТ-24-х, южной зоны Вьетнамского шельфа по редкой сети 50x40 км. На основании полученных данных шельф Вьетнама разделили на 58 лицензионных блоков. Другой компанией являлась «Alpine Geophysical Corporation», выполнившая на акватории Южного Вьетнама 19 500 пог. км сейсморазведочных работ.

В 70-х годах XX века региональное геолого-геофизическое изучение шельфа Южного Вьетнама продолжают различные компании, в частности и советские предприятия. В период с 1969 по 1978 год проводятся работы по магниторазведке и гравиразведке, проведены сейсморазведочные работы 2D объемом 12 168 пог.км. На основании анализа результатов получена информация о структуре осадочного чехла Южно-Коншонской и Кылулонгской впадин.

Начинается передача лицензионных блоков для изучения. В 1973 году восемь лицензионных блоков были переданы четырем консорциумам: «PESTEN/SHELL» – блоки 06, 07, 08-LTD; «MOBIL OIL» – блоки 03, 04-LTD; «SUNNINGDALE» – блоки 01, 02-LTD; «ESSO» – блок 05-LTD. Площадь каждого блока составляла около 6 800 км². В следующем 1974 году состоялся второй этап лицензирования и уже девять блоков были переданы пяти консорциумам: «MOBIL-KAYO» – блоки 12A, 12B - LTD «PESTEN-VHP» – блок 09-LTD; «UNION TEXEC/OIL» – блок 10-LTD; «MARATHON» – блок 11-LTD и «OMCO» – блоки 10, 14, 19, 23-LTD.

На полученных блоках операторы выполнили сейсмические исследования объемом 50 000 пог. км.и плотностью 4x4 и 2x2 км. Были подготовлены перспективные структуры для бурения первых разведочных скважин. В конце 1974 – начале 1975 года компании «PESTEN» и «MOBIL» пробурили 5 поисково-разведочных скважин суммарной проходкой более 17 000 метров. В том числе, компанией “MOBIL” была пробурена скважина Белый Тигр-1X, на наиболее перспективной структуре. Скважина не вскрыла фундамент, но была доказана промышленная нефтеносность песчаников нижнего миоцена. При испытании нижнемиоценовых отложений с глубин 2 760-2 820 и 2 850-2 868 м были получены фонтанные притоки нефти и газа с дебитами 350 т/сут и 24 тыс. м³/сут и 53 т/сут и 5,6 тыс. м³/сут соответственно. Суммарная эффективная мощность миоценовых пород-коллекторов оценивалась порядка 40 м. В скважине остались неопробованными олигоценые отложения, в которых эффективная мощность пород-коллекторов оценивалась в 55 м.

Начало второго этапа геолого-геофизического изучения ознаменовалось созданием в 1976 году Главного управления по вопросам нефти и горючего газа Вьетнама (ГУНГ). Под эгидой ГУНГа обобщены результаты проведенных ранее геолого-геофизических работ и заключены сервисные контракты на проведение плотной сети сейморазведочных работ. Один из

таких проектов был начат в том же 1976 году, когда Южновьетнамская нефтегазовая компания, подразделение ГУНГ, заключила контракт с компанией «CGG» на проведение сейсмических исследований в Кыулонгской впадине и прибрежных районах, а также в районе структуры Белый Тигр. Результаты работ позволили уточнить юго-западную границу Кыулонгской впадины и строение структуры. Другой контракт был заключен в 1978 году с компанией «Geco» на проведение региональных сейсмических исследований на лицензионных блоках 09, 16, 17, 19, 20, 21, а также на структуре Белый Тигр по плотной сети 1x1 км. общей протяженностью 19 000 км.

В те же годы ГУНГ проводит региональные гравиметрические работы масштаба 1:500 000, 1:200 000, результаты которых позволили сопоставить приуроченность относительных минимумов аномалий силы тяжести к зонам грабенов.

Полученные результаты стали основанием для определения границ перспективных участков, а также для выработки долгосрочных программ по проведению разведочного бурения.

Третий этап истории геолого-геофизического изучения шельфа, начавшийся в конце 70-х годов и продолжающийся до настоящего времени, характеризуется масштабными геолого-геофизическими работами на лицензионных блоках Вьетнама.

В 1979 году ГУНГ заключило первые соглашения о разделе продукции с компаниями «Bow Valley» на блоках 28 и 29, «Agip» на блоках 04 и 12 и с компанией «Deminex» на блоке 15. Компании «Deminex» и «Agip» привлекли компанию «Geco» для проведения сейсморазведочных работ на блоках 09, 15, 04 и 12 общим объемом 11 000 пог. км. На основании полученных данных операторы пробурили 12 поисково-разведочных скважин суммарной проходкой около 35 000 метров. Компания «Deminex» в 1979 году пробурила

скважины 15-С-IX и 15-G-IX вскрывшие отложения гранитоидного фундамента на глубинах 3 276 и 2 957 метров соответственно. В том же году компания «Agip» пробурила скважины Зыа-1X, 04-A-IX, 12-B-IX, 12-С-IX и Хонг-IX. Скважина Зыа-1X была пробурена до забоя, с глубиной более 4 050 метров, вскрыла фундамент, сложенный кислыми магматическими породами. При испытании с глубины 3 020 метров был получен приток нефти и газа объемом 25 т/сут и 164 м³/сут соответственно. Скважина 04-A-IX была заложена на структуре Манкау, пробурена до забоя 2 437 метров, вскрыла гранитоидные и гранит-порфировые отложения раннего мела. При испытании отложений нижнего и среднего миоцена был получен приток нефти дебитом до 15 т/сут. В скважине 12-B-IX, вскрывшей фундамент на глубине 3 654 метров, при испытании в известняках среднего миоцена в интервале 2 301 – 2 304 метров открыта газоконденсатная залежь, дебит газа и конденсата составил до 350 тыс. м³/сут и 40 т/сут соответственно, а из интервала 3 285 – 3 287,5 получен приток газа дебитом 230 тыс. м³/сут. Скважины 12-С-IX и Хонг-IX вскрыли кисло-магматические породы фундамента.

Параллельно на блоках 28-29 компания «Bow Valey» пробурила в 1979 году две скважины 29-A-IX и 28-A-IXс забоями 1 607 и 1 594 соответственно, вскрывшие гранитоидный фундамент.

В результате проведенного бурения в бассейне Южный Коншон были открыты газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения Зыа, Качо, Ледко, Ландо, Лантой.

В 1981 году было создано совместное советско-вьетнамское предприятие СП «Вьетсовпетро». СП «Вьетсовпетро» занималось геолого-геофизическим изучением Кыулонгской и частично Южно-Коншонской впадин. Геологоразведка проходила на территории семи блоков – 09, 15, 16, 04, 05, 10 и 11. Совместное предприятие выполнило 2D сейсморазведочные работы объемом более 50 000 пог. км. и около 2 700 км² 3D. В 1989 году

первая скважина ДХ-1, пробуренная СП «Вьетсовпетро» на структуре Дайхунг, открыла газонефтяные залежи в отложениях нижнего и среднего миоцена с дебитами, достигающими до нескольких тонн в сутки. Всего на блоках 09 и 16 пробурено 22 поисково-разведочные скважины, и в результате проведенных работ было открыто три месторождения – Белый Тигр, Дракон и Большая Медведица (Дайхунг).

В 1983-1985 годах трест «Дальморнефтегеофизика» проводит на наиболее перспективных площадях комплексные геофизические исследования, включающие сейсморазведочные работы по плотной сетке профилей 2х2. Во время проведения данных работ основной целевой горизонт был в отложениях миоцена, в то же время после открытия на месторождении Белый Тигр, когда при испытании в скважине БТ-4 двух нефтеносных песчаников верхнего и нижнего олигоцена получены дебиты до 200 т/сут, изучение распространилось и на отложения олигоцена. В тоже время открытие в сентябре 1988 года залежей нефти в отложениях фундамента на месторождении Белый Тигр в корне поменяло стратегию поисково-разведочного бурения. Компании, руководствуясь существовавшими ранее представлениями о возможности скопления залежей только в отложениях осадочного чехла, останавливали бурение в кровле фундамента.

После получения промышленных притоков нефти из гранитоидов фундамента коммерческий интерес к этому региону резко возрос. Начиная с 90-х годов XX века, основные крупные западные нефтегазовые корпорации получили в аренду лицензионные блоки и продолжили геолого-геофизические и буровые работы опосредованно, в том числе, выступы гранитоидного фундамента. В результате этих работ промышленные запасы нефти были открыты в выступах гранитоидного фундамента на структурах Дракон, Аврора, Рубин, Рангдонг, Черный Лев и др.

В 1993 году для разработки месторождения Дайхунг был создан международный консорциум из компаний «Вьетсовпетро», «ВНР» (Австралия), «DOD» (Япония) и др.

В 1993-1996 годах консорциум «Occidental Petroleum-Astra» подписал контракт с геофизическими компаниями «Digicon» и «CGG» на проведение сейсморазведочных работ 2D на блоках 4 и 3 объемом 30 346 пог. км. На основании полученных данных были выделены структуры Дай Банг, Тхань Лонг, Манг Кау и Тхонг в пределах антиклинального поднятия Унг Чанг. Оператор проекта компания «ОХУ» пробурила поисково-разведочные скважины 4-3UT-1X на структуре Унг Чанг и 04-3-BC-1X, 4-3-UT-1X – на структуре Дай Банг, обнаружив только нефтепроявления.

В 1994-1995 годах другой консорциум компаний «Modil Janan Corporation», «Петровьетнам» и «Зарубежнефть» на лицензионном блоке 5 пробурил на структуре Тхань Лонг три поисково-разведочные скважины – TL-1X, TL-2X и TLB-IX-ST. При испытании отложений среднего миоцена и олигоцена получены притоки газа до 350 тыс. м³/сут.

В пределах блоков 09-1 и 09-2 в 2004 году на структуру Дой Мой (Черепаха), выделенную по результатам 3D сейсмических работ компанией «Western Geco», была заложена скважина ДМ-1X. По результатам испытания был получен нестабильный приток нефти дебитом до 19 м³/сут. Вторая скважина на этой структуре была пробурена в 2005 году. При испытании была доказана промышленная нефтегазоносность пород фундамента и верхнего олигоцена. Приток нефти из фундамента достигал 659 т/сут.

В этом же 2005 году было открыто месторождение Золотой Туец. Залежь связана с гранитоидными породами фундамента, с дебитами около 700 т/сут. В 2009 на блоке 04-3 в карбонатных отложениях миоцена было открыто месторождение Тьен Ынг.

Геолого-геофизическая изученность района исследования (рис. 1.1) значительно ниже, чем изученность Кыулонгского и центральной части Южно-Коншонского бассейнов, где открыты многочисленные месторождения нефти и газа и пробурены сотни скважин. На территории в различные годы проводились геофизические работы, включающие комплекс гравиметрической, магнитной съёмки (в объёме 2 000 пог. км с морского судна и 28 000 км² спутниковой) и сейсмические исследования 2D (табл. 1.1) объёмом около 30 000 пог. км и плотностью в среднем 1x1 км (рис. 1.2). Также выполнена геохимическая съёмка.

В 2008 году права на геологоразведочную деятельность и последующую разработку территории области изучения, были получены совместным предприятием «ВьетГазпром».

После обобщения сейсморазведочных материалов 1973-2006 годов, СОК «ВьетГазпром» составила программу дальнейших геологоразведочных работ, предусматривающую выполнение плотной сети сейсморазведочных исследований 2D для картирования и подготовки ловушек и залежей УВ к бурению и проведению донных геохимических исследований с целью ранжирования выявленных и подготовленных к бурению ловушек УВ по степени перспективности.

На основании этой работы в 2009 и в 2010 годах был проведен дополнительный объём сейсморазведочных работ 2D. Были выполнены морские геохимические исследования подразделением ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга» с последующим выполнением лабораторных анализов проб и интерпретацией полученных результатов. Объём исследований составил 2 000 проб. Для ранжирования структур в 2011 году были выполнены электроразведочные исследования.

До 2015 года в северной части бассейна Южный Коншон буровых работ не производилось. В 2015 году СОК «ВьетГазпром», используя также

результаты, полученные в рамках этого исследования, заложила две поисковые скважины TD-130-1X и ТВ-131-1X. Бурение происходило в 2015 – начале 2016 года. Бурение подтвердило результаты данного исследования, доказав промышленную нефтегазоносность кайнозойской части разреза.

Таблица 1.1

Объемы сейсморазведочных работ на территории района исследования

Оператор	Объем сейсмических исследований (пог. км.)
NOPEC93	547
MALUGIN	1746
PK	1587
TC06	2088
WA74-NCS	864
WA74-PKB	1169
VGP09	8809
VGP10E	6421
VGP10W	5577
Всего (км)	28808
Сейсмическая плотность (км/км ²)	0,99

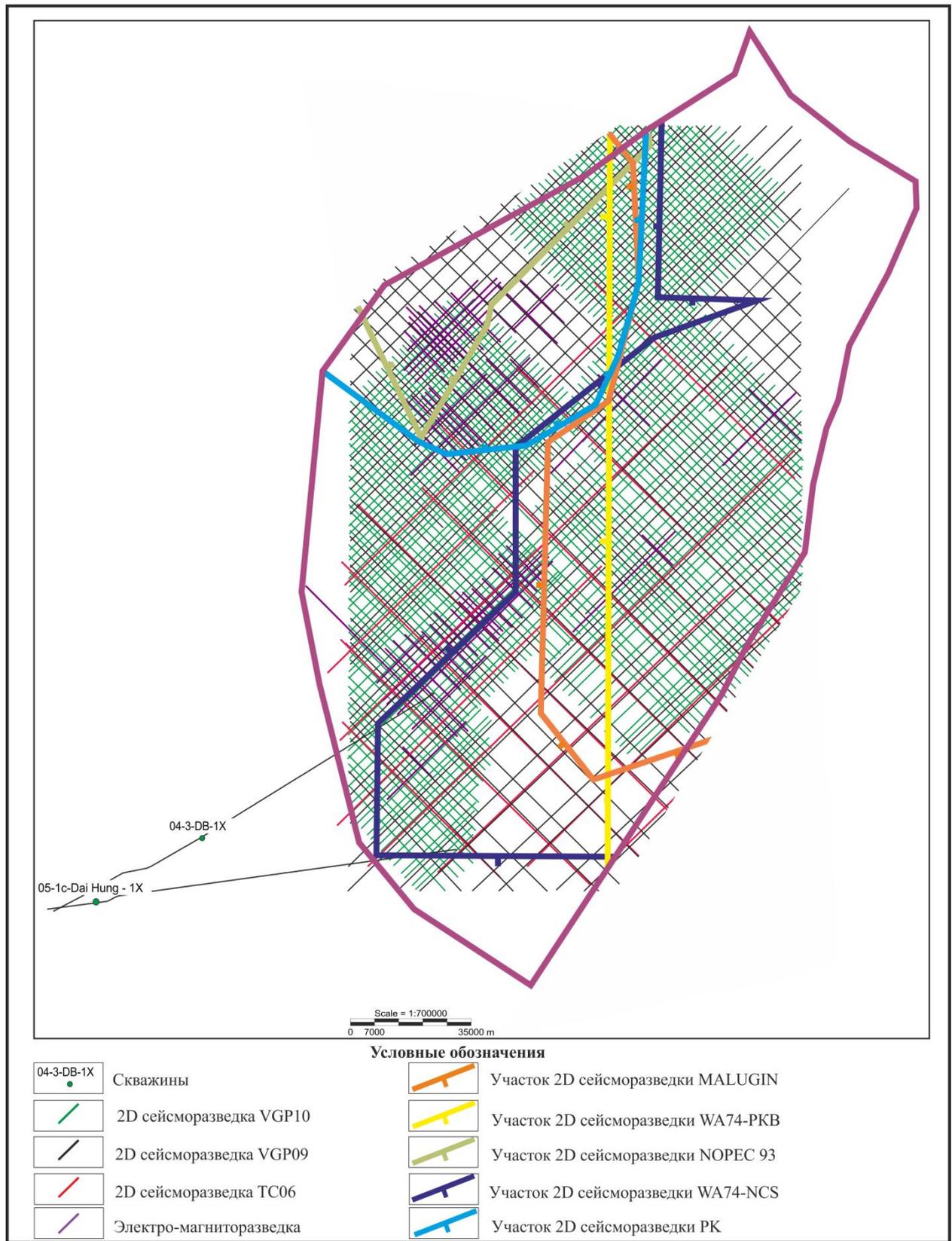


Рисунок 1.2. Геолого-геофизическая изученность района работ

2. Тектоническое строение

Участок исследования расположен в северо-восточной части нефтегазоносного бассейна Южный Коншон (рис. 2.1-2.3). На севере, северо-западе через область исследования проходит поднятие Фукуи – продолжение поднятия Коншон, являющегося северо-западной границей НГБ Южный Коншон. С юга, юго-востока через зону центральных поднятий, участок граничит с прогибом Вунг Мей, являющимся продолжением глубоководной впадины Бьен. С севера-востока бассейн Южный Коншон граничит с областью сдвиговых напряжений Туй Хоа, характеризующейся сокращенной мощностью кайнозойских отложений.

Зона сдвиговых напряжений Туй Хоа расположена в юго-западной части бассейна Фу Хань и прослеживается в северной части участка. В осадочном чехле она выражается высокими амплитудами тектонических нарушений северо-восточного – юго-западного направления, корни которых расположены в фундаменте. Зона сдвиговых напряжений протягивается с северо-востока на юго-запад и близка по направлению к системе разрывов Сон Хонг, которая простирается севернее от сухопутной части Вьетнама. Формирование зоны сдвига Туй Хоа произошло до раскрытия грабенов на этапе основного рифтогенеза.

Зона поднятий Фукуи является продолжением поднятия Коншон, которое разделяет бассейн Кыулонг и северо-восточную часть бассейна Южный Коншон (рис. 2.1).

Зона центральных поднятий, развитая в пределах изучаемого участка, простирается в юго-западном и южном направлениях. Со всех сторон зона поднятий ограничена сбросовыми дислокациями с противоположно направленными плоскостями сбрасывателей. Рельеф фундамента в пределах этой зоны сильно дифференцирован. Глубина кровли фундамента меняется от 2 000м на западе до 5 000м на востоке блоков. На

уровне кровли фундамента закартировано большое число антиклинальных и тектонически-экранированных структур.

Глубоководная впадина Бьен образовалась в олигоцене на этапе формирования новой океанической коры. В это время континентальная кора полностью была уничтожена и заменена океанической корой Восточного моря. Согласно литературным источникам, континентальная кора вокруг этого района утоняется, и её толщина составляет от 8 000 – 20 000 м. Границами этого элемента являются листрические сбросовые дислокации встречного падения, к которым приурочены внедрения вулканогенно-магматических образований кайнозойского возраста. Впадина имеет сложное внутреннее строение и состоит из ряда горсто- и грабеноподобных блоков.

Ряд исследователей (Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др.) на основании анализа имеющихся геолого-геофизических и геоморфологических данных выделяют в пределах изучаемого региона эпимезозойскую платформу.

Тектоническая архитектура эпимезозойской плиты контролируется системой сдвигов и сбросов, разбивающих фундамент на системы поднятых и опущенных блоков. Ограничивающие их разломы часто проникают вплоть до верхних горизонтов осадочного чехла.

На протяжении кайнозоя область Вьетнамского шельфа развивалась в режиме пассивной окраины, где доминировали обстановки растяжения. В тоже время на этом фоне возникали эпизоды сдвиговых перемещений осложняющих общий структурный рисунок.

В конце мезозоя на месте современного южного шельфа Вьетнама происходили субдукционные процессы, которые сопровождались воздыманием территории, горообразованием и внедрением гранитоидов (Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др.). В начале палеогена началась интенсивная денудация и в палеоцен-раннеэоценовое время южный шельф Вьетнама представлял собой обширную поверхность выравнивания.

В эоценовый период возобновление субдукционных процессов привело к деструкции вновь образованной континентальной литосферы, прирастившейся к Евразийскому континенту в меловое время. Происходит раскрытие Южно-Китайского моря и заложение крупных впадин и прогибов вдоль современного побережья.

В олигоценую эпоху фаза деструкции литосферы сменилась фазой континентального пассивного рифтогенеза, активно проявившегося на окраинах Юго-Восточной Азии, где ослабленные зоны земной коры испытали ограниченные растягивающие напряжения. Началось интенсивное погружение и формирование современного плана впадин Кыулонг и Южный Коншон.

Достаточно плотная съемка 2D сейсморазведочных работ позволила детализировать тектоническое строение области исследования. Рассматриваемый в работе участок в тектоническом плане характеризуется относительно простым строением. Многочисленные разрывные нарушения в основном северо-восток-юго-западного простирания разбивают поверхность мезозойского фундамента на ряд субпараллельных поднятий и впадин (рис. 2.5). По кинематике все разломы являются сбросами, или сбросо-сдвигами. Такие особенности строения весьма характерны для областей пассивных окраин (рис. 2.6).

На рис. 2.5 и 2.7 показаны основные структурные элементы исследуемой зоны. Анализ строения поверхности фундамента позволяет выделить 5 структур 1-го порядка: поднятие Фукуи, Южно-Коншонская впадина, Восточный впадина, зона Центральных поднятий и Юго-Восточная впадина, а также более мелкие структуры 2-го порядка: горсты 1 – 6. Выделенные структуры 1-го порядка хорошо коррелируются с региональными структурно-тектоническими элементами. Так зона Центральных поднятий представляет собой фрагмент гряды, разделяющей Южно-Коншонский и Натунский бассейны (см. рис. 2.1). В свою очередь, Юго-Восточная впадина

является фрагментом котловины Набшанского бассейна, а Южно-Коншонская впадина, Восточный прогиб и горсты 1, 2 и 3 являются элементами северо-восточного окончания бассейна Южного Консона.

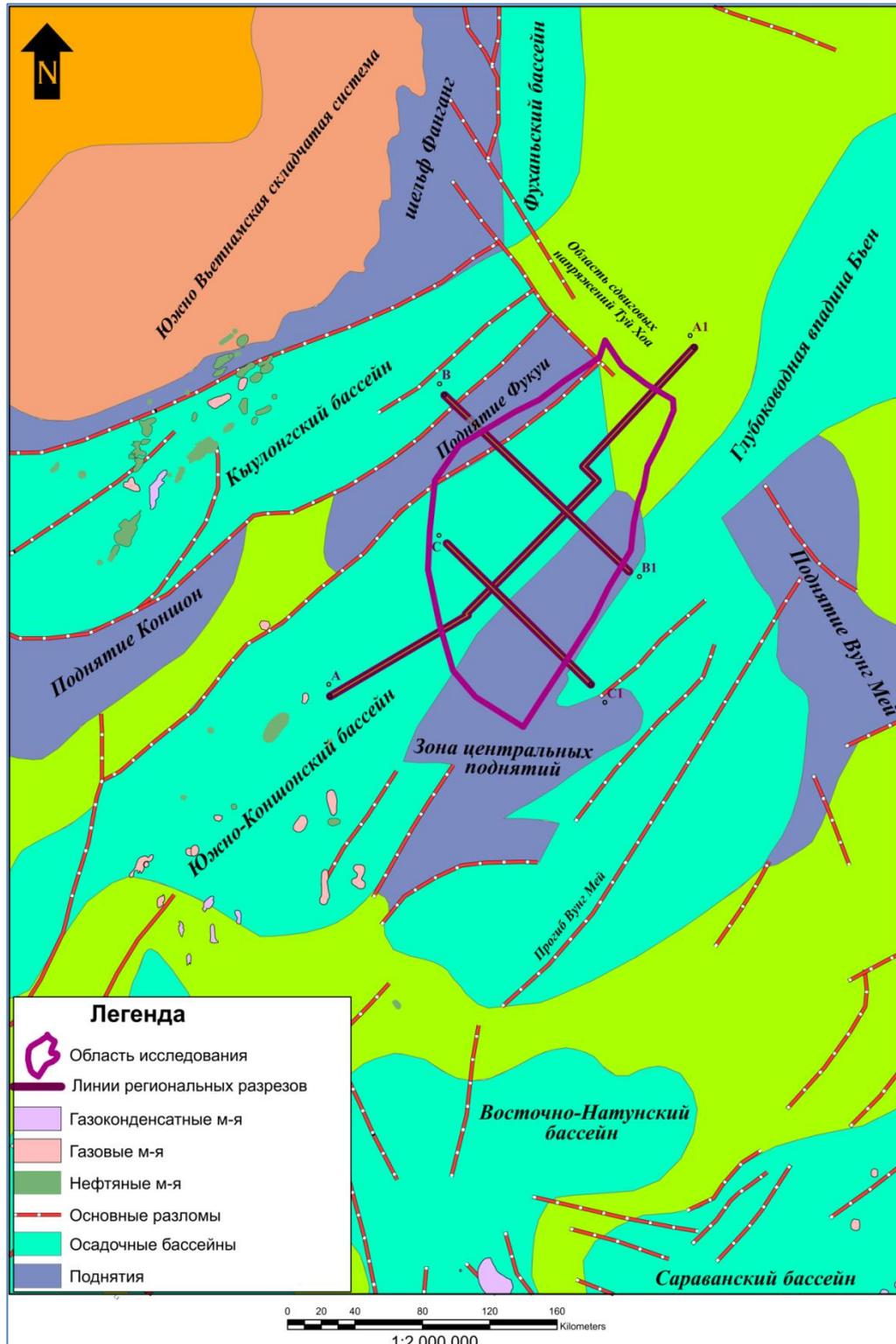


Рисунок 2.1. Региональная тектоническая схема

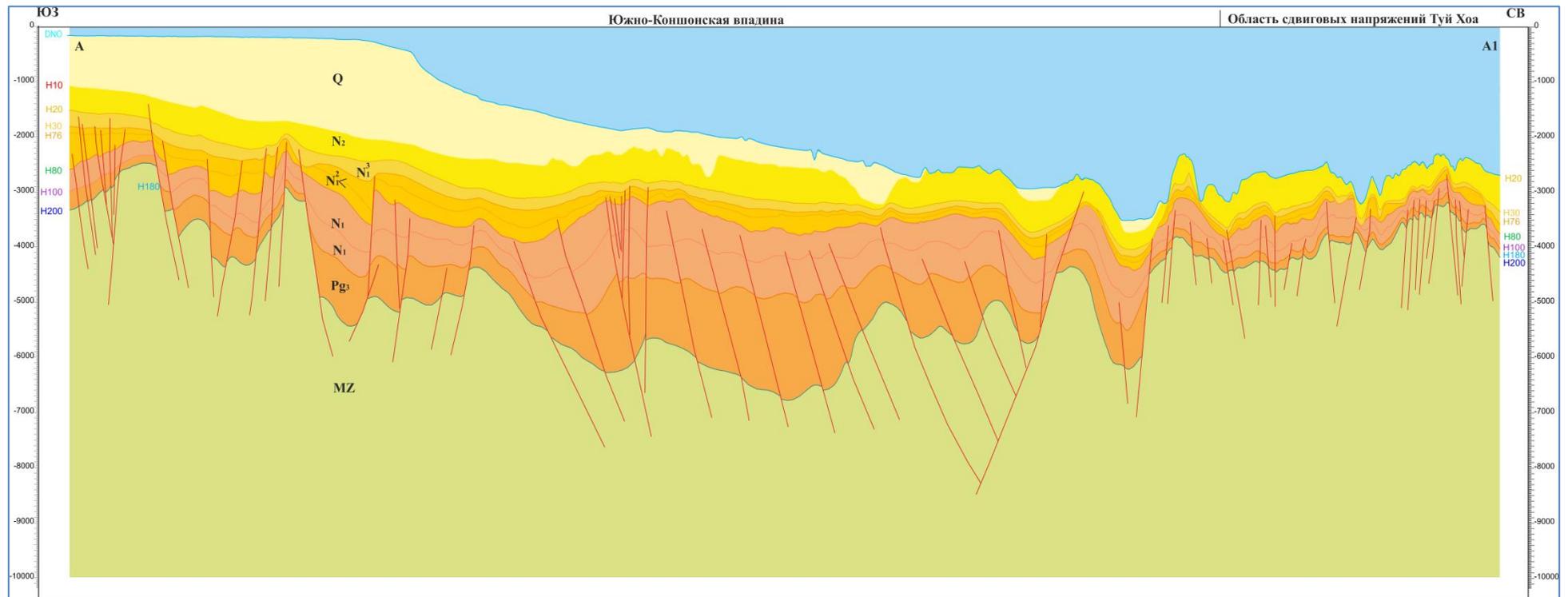


Рисунок 2.2. Геологический разрез по линии А-А1

(Расположение см. на рис. 2.1.)

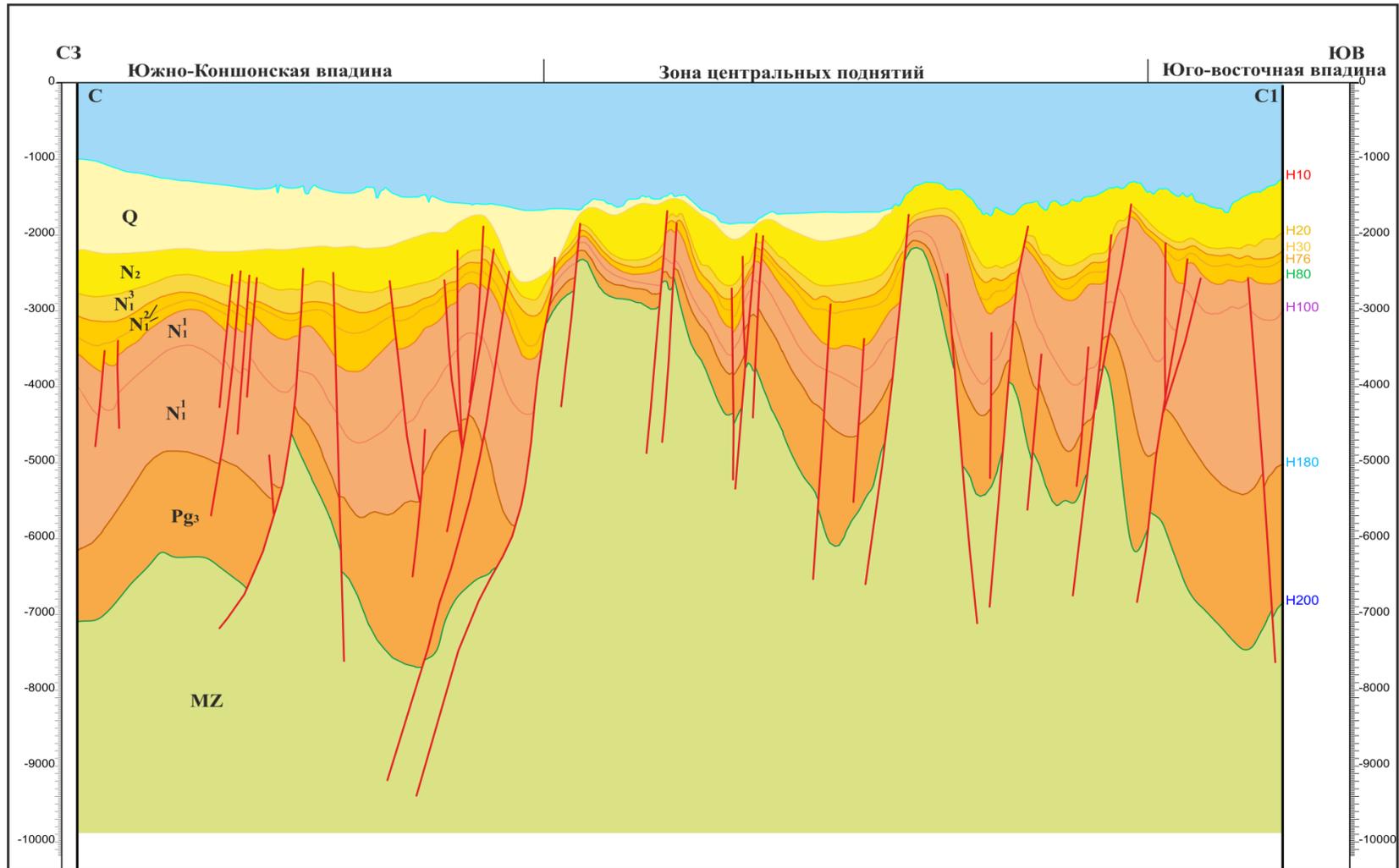


Рисунок 2.3. Геологический разрез по линии С-С1

(Расположение см. на рис. 2.1.)

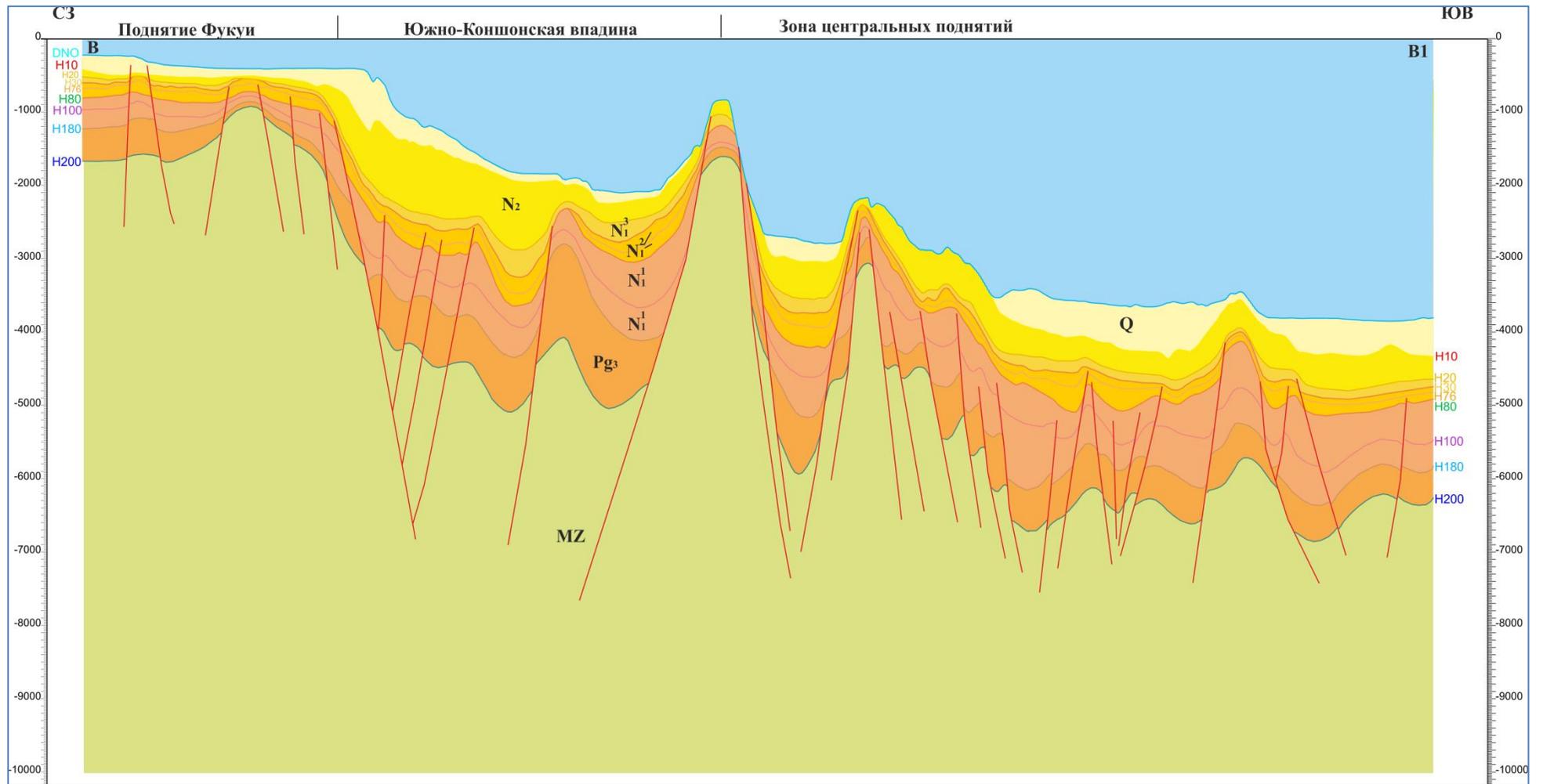


Рисунок 2.4. Геологический разрез по линии В-В1

(Расположение см. на рис. 2.1.)

Поднятие Фукуи располагается в северо-западной части участка и в морфологическом плане представляет собой приподнятую платообразную поверхность, ограниченную с юго-востока крупным сбросом.

В центральной части исследуемой области выделяется система горстов и грабенов СВ – ЮЗ простирания, являющихся элементами Южно-Коншонского бассейна: Южно-Коншонская и Восточная впадины и разделяющая их система горстов. Морфология впадин однотипна. Они представлены плоскодонными прогибами, осложненными малоамплитудными локальными поднятиями. Горсты представлены узкими линейными субпараллельными поднятиями. Наиболее крупным и протяженным является горст 1. На севере он практически смыкается с поднятием Фукуи. Горсты 2 и 3 параллельны горсту 1, но характеризуются меньшими амплитудами воздымания.

Зона Центральных поднятий располагается в южной части изучаемой области. Она представлена системой горстов СВ – ЮЗ простирания, разделенных грабенами. В пределах этой зоны выделяются три структуры 2-го порядка: горсты 4, 5, 6. Горсты 5 и 6 имеют СВ – ЮЗ простирание, горст 4 – ССВ – ЮЮЗ. На юге области горсты 5 и 6 смыкаются, образуя единое поднятие. Юго-восточнее зоны Центральных поднятий (в юго-восточной части участка) выделяется относительно обширная Юго-Восточная впадина.

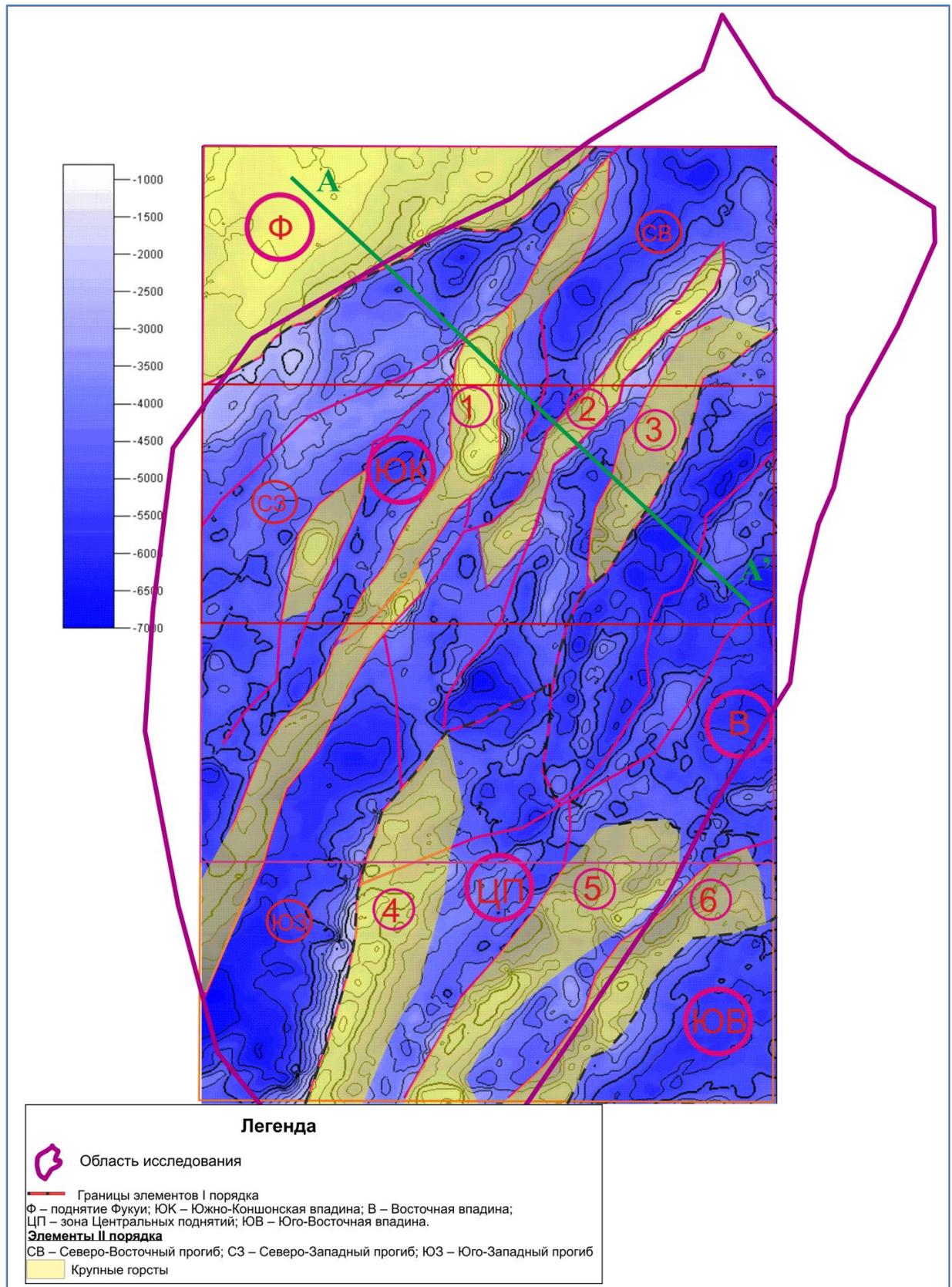


Рисунок 2.5. Тектоническая схема изучаемого участка

Градиентная заливка и изолинии построены по структурной поверхности H200 (поверхность фундамента).

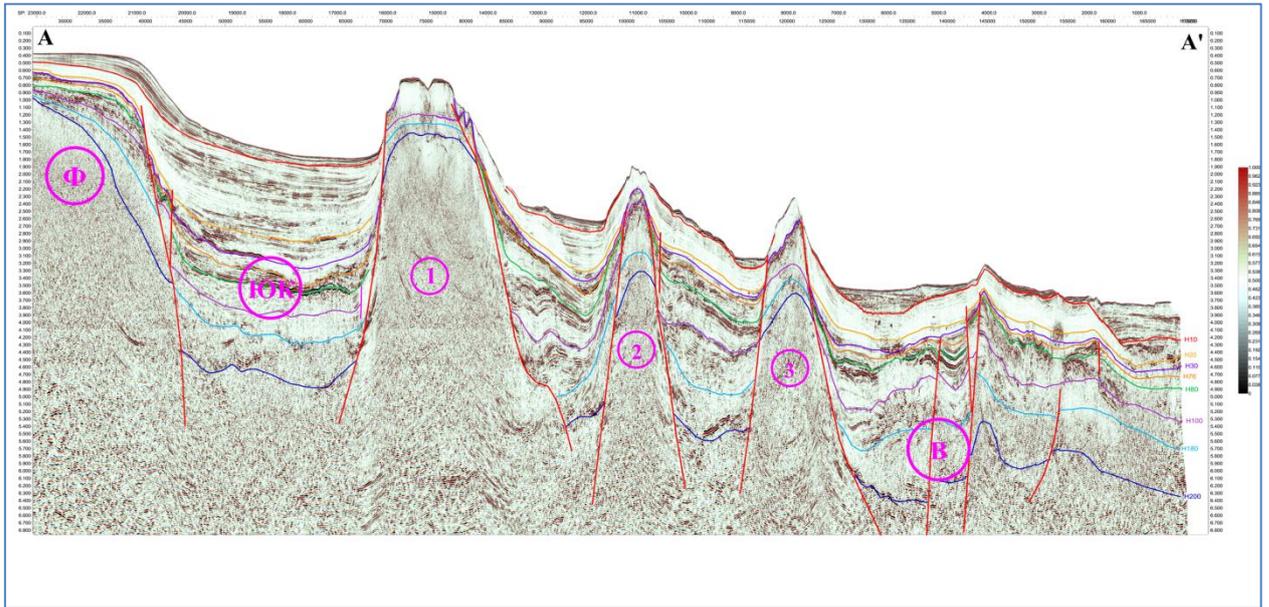


Рисунок 2.6. Сейсмический профиль по линии А–А'

(Расположение см. на рис. 2.5.)

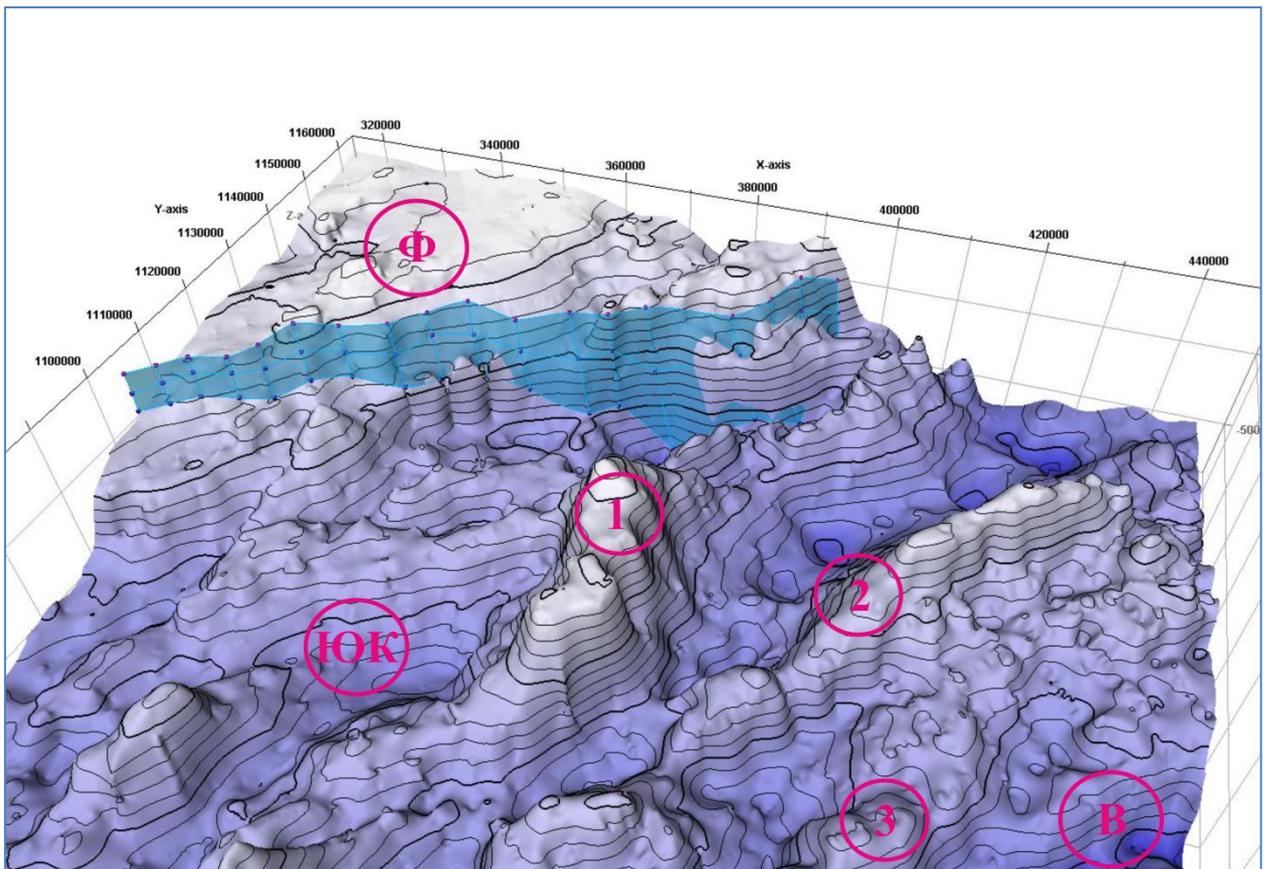


Рисунок 2.7. Фрагмент 3D модели поверхности фундамента

(Условные обозначения см. рис. 2)

Исходя из вышесказанного, можно разделить геодинамическую кайнозойскую эволюцию изучаемой территории на три основных этапа:

1. Первый этап включает в себя основную фазу рифтогенеза и охватывает время от олигоцена до раннего миоцена. Максимальное растяжение Земной коры и уровень опускания зафиксированы в олигоценное время. На этом этапе сформировались все основные положительные и отрицательные структурные элементы (зона поднятий Фукуи, северный прогиб бассейна Южный Коншон, северное краевое поднятие Ту Чинь бассейна Вунг Мей). Наличие тектонических палеонарушений в пределах южной палео-окраины Вьетнама, вероятно, обусловило местоположение формирования рифта в палеогене, связанного с расширением Земной коры и раскрытием Южно-Китайского палеоморя. При рифтогенном расширении, сформировались отдельные блоки по обе стороны от зон дислокаций. Для начального этапа рифтинга характерно быстрое опускание и заполнение осадками. На этом этапе формировались осадки преимущественно аллювиального, речного и озерного генезиса. На последующих этапах геодинамической эволюции отложения, сформировавшиеся на предрифтовом этапе, были вовлечены в синрифтовую седиментацию.

В раннемиоценовое время скорость прогибания несколько замедлилась, происходило формирование преимущественно прибрежно-морских и шельфовых отложений, включая и карбонатные (?).

2. Второй этап начался в среднемиоценовое время. На этом этапе преобладало региональное опускание со средней скоростью проседания, что связано с трансгрессией моря, обусловленной перемещением Индийской и Евразийской плит относительно друг друга. На этом этапе в результате эрозии и отсутствия осадконакопления произошло формирование двух локальных несогласий, связанных с переходами от континентальных к субморским и от субморских к глубоководным условиям сидементации. В целом, синрифтовый комплекс, соответствующий второму этапу

рифтогенеза, характеризуется переходом вверх по разрезу от не морских осадков к паралическим или шельфовым осадкам. Второй этап рифтогенеза завершился в середине – конце миоцена. В пределах локальных структурных максимумов, образовавшихся к этому времени, при наличии благоприятных условий, могли формироваться карбонатные постройки. Эрозионные поверхности, сформировавшиеся над локальными структурными формами, соответствуют границе между геодинамическими комплексами раннего и позднего синрифтового этапа, первой и второй фазы рифтинга соответственно.

3. Третий этап характеризуется интенсивным региональным опусканием и охватывает период с позднемиоценового до четвертичного времени. Происходит изменение режима растяжения и проседания, при этом формируются тектонические нарушения, которые унаследовали плоскости более древних разломов. Изменение режима и уменьшение объема притока обломочных осадков привело к изменению литологического состава отложений. Пострифтовые комплексы сложены преимущественно морскими отложениями глубокого шельфа.

3. Литолого-стратиграфическая характеристика

До 2015 года в северной части бассейна Южный Коншон буровых работ не производилось. В 2015 году СОК «ВьетГазпром» заложила две поисковых скважины – TD-130-1X и ТВ-131-1X. Бурение подтвердило прогнозную литолого-стратиграфическую характеристику разреза, основанную на данных бурения скважин в пределах сопредельных блоков южного шельфа Вьетнама и результатах сейсморазведочных работ.

Обобщенный стратиграфический разрез района (рис. 3.1) исследований составлялся по данным скважин сопредельных территорий: 05-1-DH-1X, 04–3-DH-1X, 05-1B-TL-1X (бассейн Южный Коншон) и серии публикаций, содержащих биостратиграфические данные.

Для описания пород фундамента использовались опубликованные данные (Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др., 2010). При описании геологического строения и распределения осадочных систем были использованы опубликованные материалы (Le Van Cu et al., 1985; Арешев, 2003; Арешев и др., 2001). Представления о возрасте осадочных систем основаны на данных микропалеонтологического анализа – распространения в разрезах планктонных фораминифер, наннопланктона и спорово-пыльцевом анализе. Стратиграфическое положение отражающих горизонтов, предполагаемая вещественная характеристика осадочных комплексов производились на основе корреляции скважинного материала сопредельных территорий и прослеживании границ на сейсмических профилях. При этом учитывались характеристика сейсмической записи, характер несогласий, геометрия пластов и характер пластовых окончаний.

В строении исследуемого региона принимают участие два основных структурно-формационных комплекса: докайнозойский фундамент и кайнозойский (олигоцен-четвертичный) осадочный чехол, формировавшийся

преимущественно в условиях дельтово-шельфовой лавинной седиментации (Арешев, Гаврилов, 1995; Арешев и др., 2001).

Эраема	Система	Отдел	Подотдел	Свита	Сейсмо-стратигр. комплекс	Литология	Толщина, м.	Описание	
Кайнозойская KZ	Четвер-тичная	Плиоцен + плейстоцен		Биен-Донг	H10		100 - 1500	Свита Биен-Донг представлена слабо консолированными песками, алевролитами, аргиллитами, мергелями. Породы содержат обильные включения глауконита и пирита. На приподнятых структурах восточной части бассейна присутствуют рифовые постройки.	
				Верхний	Нам Коншон	H20		200 - 1000	Свита Нам Коншон сложена светло-серыми мелкозернистыми песчаниками, которые переслаиваются с карбонатосодержащими алевролитами, аргиллитами и с известняками
						H30			
						H76			
	Миоцен	Средний	Тхонг-Манг-Кау	H80		400 - 800	Свита Хонг-Манг-Кау представлена терригенно-карбонатными отложениями. Нижняя часть разреза содержит глауконитовые песчаники с карбонатным цементом, переслаивающиеся с тонкими прослоями аргиллитов и мергелей, постепенно вверх количество карбонатов возрастает.		
				Нижний	Дуа	H100		200 - 1000	Свита Дуа представлена чередованием черных аргиллитов, серых средне- и мелкозернистых песчаников и алевролитов с линзами и прослоями коричневых углей.
	Палеоген	Олигоцен	Кау			H180		0 - >1500	Свита Кау представлена серыми песчаниками, переслаивающимися с коричневыми алевролитами и аргиллитами. Нижняя часть представлена грубообломочными, плохо сортированными отложениями от конгломератов до крупно и среднезернистых песчаников, иногда с линзами угля. Средняя часть сложена песчаниками от крупно- до средне и мелкозернистых, алевролитами, аргиллитами. В породах содержатся прослои угля. Верхняя часть разреза состоит из среднезернистых и мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с глауконитом, карбонатной примесью.
				Мезозойская MZ	Докайнозойский фундамент	H200		>804	Докайнозойские образования представлены кристаллическими сланцами, риолитами, филлитами, а также интрузивными, метаморфическими и вулканогенными образованиями. Магматические породы основного и среднего состава имеют преимущественно меловой возраст, в составе фундамента встречаются интрузии юрского и триасового возраста.

Рисунок 3.1. Литолого-стратиграфическая колонка бассейна Южный Коншон

Фундамент

Докайнозойские образования повсеместно представлены разнообразными интрузивными, метаморфическими и вулканогенными образованиями. Магматические породы основного и среднего состава имеют преимущественно меловой возраст, хотя в составе фундамента встречаются интрузии юрского и триасового возраста.

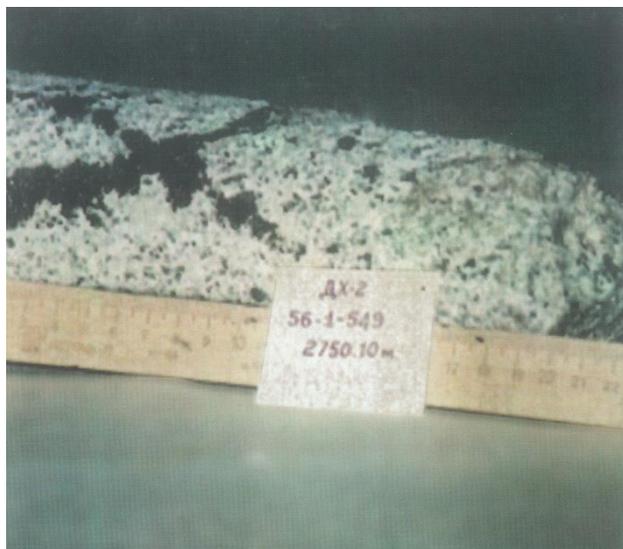
В пределах Южно-Коншонской впадины кристаллический фундамент характеризуется большим разнообразием слагающих пород. Здесь встречены биотитовые, лейкократовые, микроклиновые и ортоклазовые порфировидные граниты, диориты, кварцевые диориты и гранодиориты, тоналиты, а также кварцевые габбродиориты, габбро и кварцевые монцогаббро.

В скважине ДН-1Х, пробуренной на поднятии Дайхунг, вскрытая мощность гранодиоритов фундамента составляет 39 м. Керн пород фундамента представлен рогообманковым габбропорфиритом черного цвета. В скважинах ДН-2Х и ДН-3Х вскрыты гранитоиды роговообманковые, биотитовые, серые, среднезернистые, участками порфировидные, состоящие из кварца (17-25%), андезита (40-54%), ортоклаза (10-25%), биотита (8-15%) и роговой обманки (1-15%). Присутствуют трещины раскрытостью до 0,5 мм, иногда с кавернами. По отдельным трещинам и кавернозным зонам гранодиориты пропитаны нефтью (рис. 3.2).

Кристаллические породы фундамента также вскрыты в скважинах ТЫ-1Х, ТЫ-2Х, ДБ-2Х мощностью от 25 до 804 м. В скважине ТЫ-1Х в разрезе фундамента вскрыт комплекс вулканических и субвулканических пород (рис. 3.3). Плутонические породы представлены лейкократовыми разновидностями кварцевых диоритов и тоналитов. А субвулканические породы отличаются более высокой основностью и относятся к меланократовой ветви андезитобазальтов. На структуре Дай Банг-Унг Чанг в скважине ДБ-2Х фундамент представлен кварцевыми роговообменково-

биотитовыми диоритами серого цвета, средне-крупнозернистыми, слабо трещиноватыми. Трещины 0,1-12 мм выполнены в основном кальцитом.

а)



б)

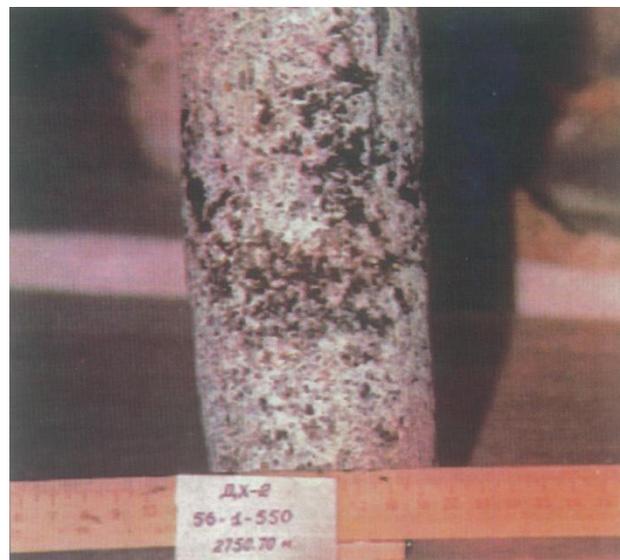


Рисунок. 3.2. Гранодиориты с трещинами (а) и кавернами (б) заполненные загустевшей нефтью (Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др., 2010)

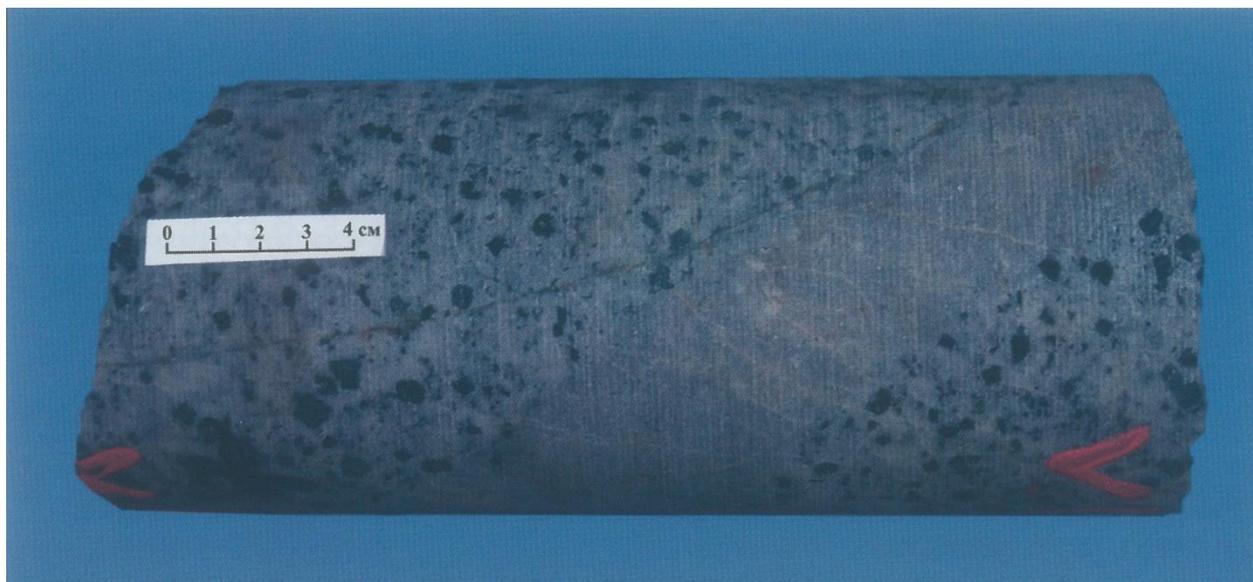


Рисунок. 3.3. Роговообманково-биотитовый кварцевый лейкодиорит с жильным выполнением перматита. Скв. ТЫ-1Х 3 030-3 039,3 (Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др., 2010)

Осадочный чехол

В составе осадочного чехла бассейна Южный Коншон снизу вверх выделяются следующие литолого-стратиграфические комплексы:

Олигоцен, свита Кау (P_{3c})

Свита была впервые описана в скважине Дуа-1Х (блок 12) в интервале от 3 680 до 4 038 м (LeVanCuetal., 1985). В стратотипическом разрезе свита Кау представлена серыми песчаниками, переслаиваемыми с коричневыми алевролитами и аргиллитами (рис. 3.1). Песчаники от мелко- до грубозернистых с глинисто-карбонатным цементом. С подстилающими породами свита Кау разделена угловым несогласием. Толщина в стратотипе составляет 358 м, в тоже время в наиболее прогнутых участках она достигает 1 000 м. Породы этого стратиграфического интервала присутствуют в рифтовых впадинах и практически отсутствуют на поднятиях. Разрез можно разделить на три части. Нижняя часть представлена грубообломочными, плохо сортированными отложениями от конгломератов до крупно- и среднезернистых песчаников, иногда с линзами угля. В некоторых местах в составе этого интервала предполагается присутствие вулканических пород – андезитов и базальтов. Средняя часть сложена более мелкозернистыми породами: песчаниками от крупно- до средне- и мелкозернистых, алевролитами, аргиллитами серой и коричнево-серой окраски. В породах содержатся прослои угля. Верхняя часть разреза состоит из среднезернистых и мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов с глауконитом, карбонатной примесью и раковинами фораминифер в восточной части бассейна.

Олигоценный возраст свиты Кау определяется по присутствию спорово-пыльцевых комплексов *Cicatricosisporites-Mayeripollis*, *Florschuetzia trilobata*, *Cicatrissporites dorogensis*, *Licopodium neogenicus*, также по присутствию пресноводных водорослей *Pediastrum* и *Bosidinia* (Nguyen Hier

et al., 2009).

Нижний миоцен, формация Дуа (N_1^1d)

Свита широко развита в бассейне Южный Коншон. Она была выделена в той же скважине, что и свита Кау (Ngo Thuong San, 1985) в интервале 2 852 – 3 680 м и отделена от нее поверхностью перерыва. В стратотипе свита Дуа представлена чередованием черных аргиллитов, серых средне- и мелкозернистых песчаников и алевролитов с линзами и прослоями коричневых углей. Толщина отложений в стратотипе свиты 828 м. Вверх по разрезу возрастает степень сортировки материала, цемент становится более глинистым, местами карбонатным, появляются зерна пирита и глауконита.

Широкое площадное распространение свиты позволяет наметить определенные различия в ее вещественном составе. Фиксируется уменьшение зернистости отложений в восточном направлении и резкое возрастание плохо сортированных песчаников в западном. Содержание песок/глина колеблется в пределах 55-80%, с тенденцией уменьшения вверх по разрезу. Пористость отложений растет от ССЗ и ЮЮЗ румбов к центральной и восточной частям бассейна. В составе терригенных пород появляются прослои, обогащенные органическим веществом, а также прослои белых известняков. Толщины свиты Дуа меняются от 200 до 800 м, в некоторых местах достигая более высоких значений (до 1 000 м).

Отложения свиты Дуа содержат комплекс микрофоссилий. Встречаются фораминиферы, наннопланктон, а также споры и пыльца. Время формирования (ранний миоцен) определено по наличию планктонных фораминифер зон N6-N8 *Catapsydrax stainforthi-Globigerinatella insueta-Praeorbulina glomerosa*. Кроме того, здесь встречен комплекс наннофоссилий зоны NN4 – *Helicosphaera ampliapertura*, споро-пыльцевые комплексы зоны *Florschuetzia levipoli* и акме-зоны *Magnastriatites howardi*.

Средний миоцен, формация Хонг-Манг-Кау (N₁²tmc)

В стратотипическом разрезе скважины Дуа-IX свита выделена в интервале 2 170–2 852 м и представлена терригенно-карбонатными отложениями. Нижняя часть разреза содержит глауконитовые песчаники с карбонатным цементом, переслаивающиеся с тонкими прослоями аргиллитов и мергелей, постепенно вверх количество карбонатов возрастает. Толщина свиты в скважине составляет 682 м. Контакт с подстилающими породами свиты Дуа согласный, то есть не указывает на процессы эрозии. В то же время стратиграфическое несогласие присутствует. Содержание карбонатов растет в восточном направлении, причем ясно выделяются карбонатные постройки, приуроченные к зонам поднятий. Это массивные белые и молочно-белые известняки, которые содержат остатки кораллов и других ископаемых, характерных для шельфовых отложений. Весьма важной отличительной особенностью карбонатных построек свиты Хонг-Манг-Кау является присутствие мелкозернистых доломитизированных известняков и доломитов, приуроченных к верхней части разреза. Наличие карбонатных отложений зафиксировано на поднятиях, где они представляют собой рифовые постройки. На склоновых частях поднятий (скважины 05-TLB-IX, 12 А и др.) это карбонаты области открытого шельфа. В терригенных отложениях западной и северо-западной частей бассейна отношение песок/глина колеблется от 40 до 65%, при этом зернистость увеличивается вверх по разрезу.

Описываемые породы содержат комплекс микрофоссилий, указывающий на среднемиоценовый возраст. К их числу относятся фораминиферы зон *Orbulina universa* – *Globorotalia foshi* (N9-N12?), *Lepidocyclina* (TF2-3); *Discoaster kugleri* - *D hamatus* (NN7-NN9), а также ассоциации спор и пыльцы, принадлежащих зоне *Florschuetzia meridionalis*, подзоне *Florschuetzia trilobata*.

Верхний миоцен, свита Нам-Коншон (N₁³ ncs)

Стратотип свиты Нам Коншон расположен в интервале от 1 868 до 2 179 м и сложен светло-серыми мелкозернистыми песчаниками, которые переслаиваются с карбонатосодержащими алевролитами, аргиллитами и даже с известняками. Мощность отложений в стратотипе свиты составляет 302 м. На подстилающих отложениях лежит с ярко выраженным несогласием.

Состав пород свиты фациально изменчив. В северной и юго-западной частях бассейна свита представлена породами преимущественно терригенного состава – аргиллитами, алевролитами, песчаниками, реже мергелями с тонкими линзами и прослоями известняков. Песчаники мелко- и среднезернистые, хорошо сортированные (скважины 10 ВМ, 11-1-СС, 20-РН). Все породы обладают карбонатным цементом. В центральных блоках (скважины Дуа-1Х, -2Х, 12А и 12-В-НА) свита состоит из переслаивания карбонатных и терригенных пород. Карбонаты преобладают на приподнятых структурах восток-юго-восточного простирания (скважины 05-ТЛВ, 06-ЛТ, 06-ЛД и др.). Местами они представляют собой карбонатные постройки типа рифов или биогермов. Мощность свиты в среднем составляет от 200 до 600 м, местами достигая 1 000 м.

Описываемые породы как карбонатного, так и терригенного состава содержат богатый комплекс микрофоссилий, указывающий на позднемиоценовый возраст. Присутствие спорово-пыльцевых комплексов, фораминифер и наннопланктона позволило выделить зоны: *Florchuetzia meridionalis* и *Stenochlaena larifolia*; *Neoglobobadrina acostaensis* (N16-N18); *Lepidocyclina* (TF13) и *Discoaster quinqueramus* (NN11).

Плиоцен - четвертичные отложения, свита Бьен-Донг (N₂-Q bdj)

Свита выделена на глубинах от 600 до 1 900 м в скважине 12А-IX. Она представлена слабо консолидированными песками, алевритами, аргиллитами, мергелями. Породы содержат обильные включения глауконита и пирита. На приподнятых структурах восточной части бассейна присутствуют рифовые постройки. Свита Бьен-Донг несогласно перекрывает подстилающие отложения, общая мощность ее достигает 1 500 м.

Породы свиты Бьен-Донг содержат богатый комплекс микрофоссилий – включая *Dacrydium*, *Pseudorotalia-Asterorotalia* (бентосные фораминиферы), зональные комплексы *Sphaeroidnellopsis dehiscens* (N19, планктонные фораминиферы) и *Discoaster asymmetricus – Dbroweri* (NN14 – NN18, наннопланктон).

С учётом данных по литолого-стратиграфической характеристике основных осадочных бассейнов южного шельфа Вьетнама и сопредельных акваторий составлен принципиальный хроностратиграфический разрез исследуемой области (рис. 3.4).

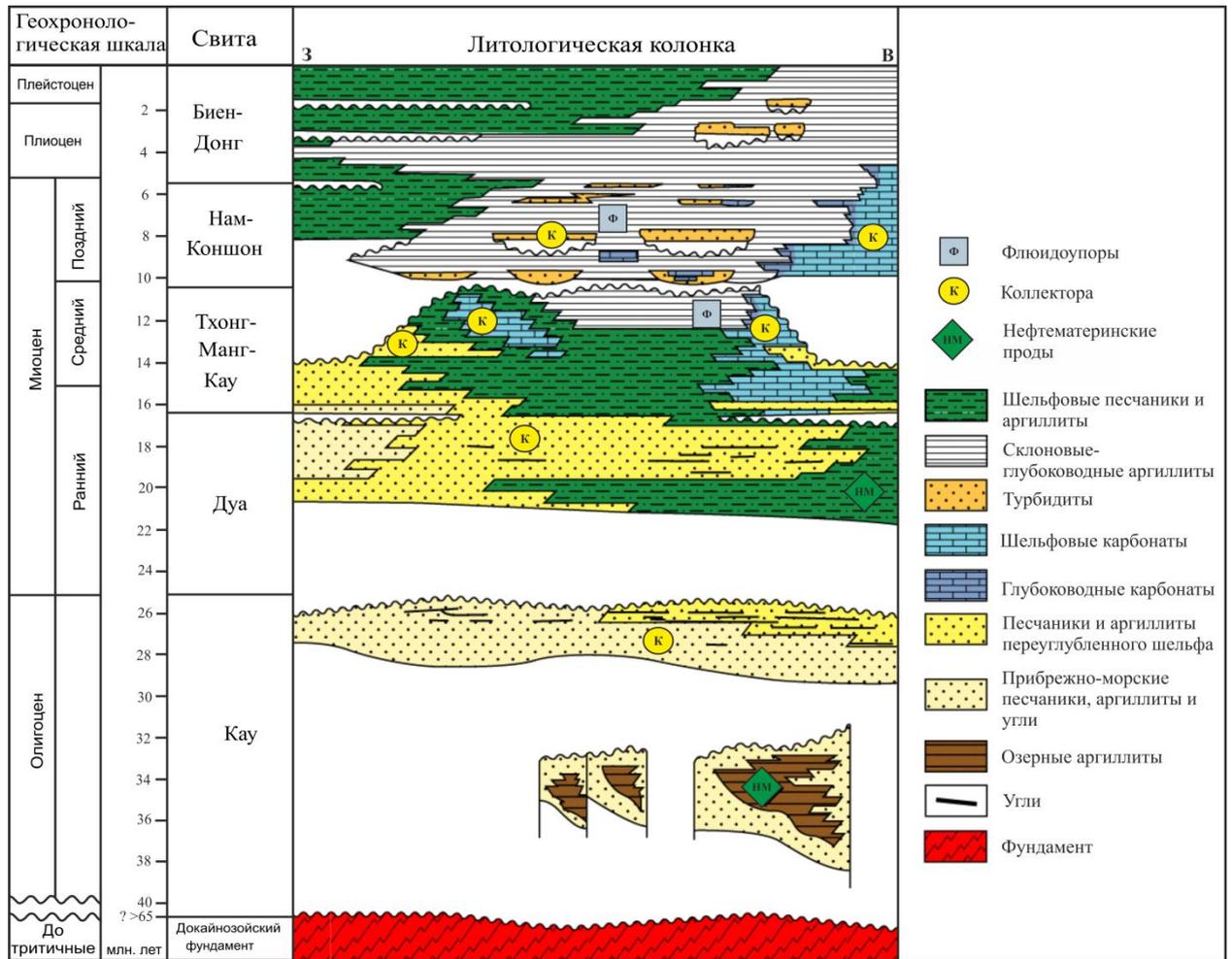


Рисунок 3.4. Принципиальный хроностратиграфический разрез исследуемой области

4. Палеогеографическая характеристика

Анализ литолого-стратиграфических и сейсморазведочных данных позволяет составить представление о палеогеографических особенностях формирования осадочных комплексов на южном шельфе Вьетнама. Их основные особенности сводятся к следующему.

4.1. Эоцен – Олигоценовая эпоха

В эпоху раннего эоцена под влиянием начальной стадии Гималайского орогенеза были сформированы нарушения северо-западного – юго-восточного направления, возобновлены движения по ранее образованным разломам, сформировавшие узкие грабены, которые заполнились мощной толщей крупнозернистых обломочных пород.

Свита Кау формировалась на стадии образования рифтовой системы. Поэтому в нижней части разреза терригенные осадки состоят из грубообломочных континентальных пород, аллювиальных отложений, а местами предположительно вулканитов. Верхняя часть разреза формировалась в дельтовых, лагунных, а в восточной части местами и прибрежно-морских обстановках (рис. 4.1). В южной и западной частях бассейна разрез сложен континентальными, преимущественно озерными отложениями; в северной части формировались озерно-болотные и лагунные литофации, а также русловые образования. Озера могли формироваться в рифтовых впадинах. В этом случае глубины поверхности осадконакопления могли быть значительными, и в этих впадинах могли формироваться мощные толщи терригенных пород. Толщины увеличиваются также в зонах тектонических разрывов. В исследуемой зоне озерные отложения простираются с юго-запада на северо-восток.

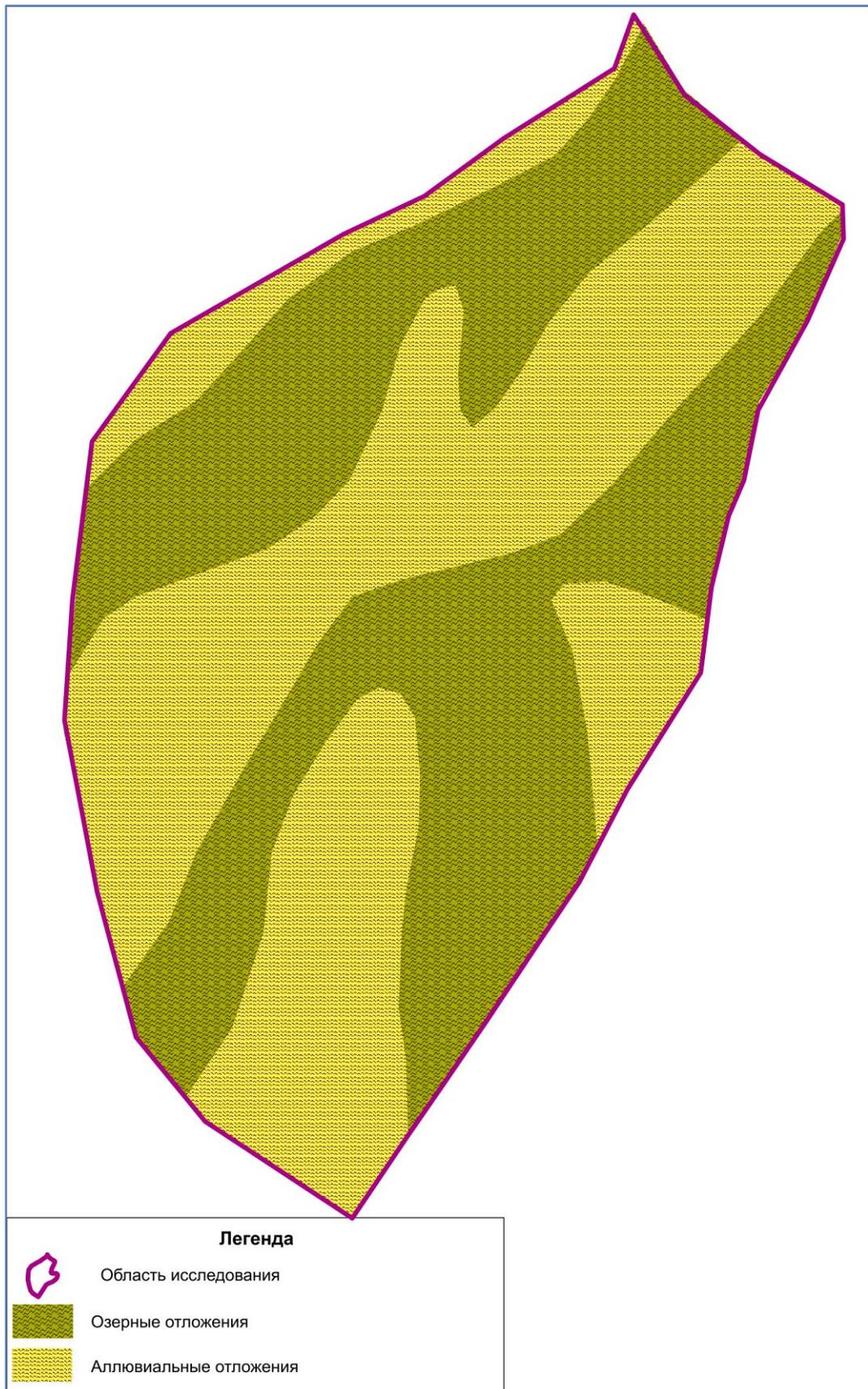


Рисунок 4.1. Палеогеографическая схема условий накопления свиты

Куй

4.2. Раннемиоценовая эпоха

Отложения раннемиоценовой свиты Дуа накапливались в условиях развивающейся трансгрессии и постепенного углубления бассейна. По площади обстановки менялись от дельтовых и прибрежных к мелководно-морским условиям, при этом пористость возрастала в восточном направлении (рис. 4.2). Формирование терригенных пород происходило в обстановке активной гидродинамики, сменяющейся постепенно более тиховодными обстановками. Среди мелководно-морских отложений в восточных участках бассейна отмечено присутствие карбонатов. В верхней части нижнего миоцена возможно даже присутствие карбонатных построек (рифов?). На существование обстановок внутреннего и среднего шельфа указывает присутствие в породах свиты Дуа не только спор и пыльцы, но наннофоссилий и планктонных фораминифер. Толщины осадков увеличиваются во впадинах, разделяющих палеоподнятия. В этих случаях породы могут иметь терригенный состав или образовывать карбонатные шлейфы.

4.3. Среднемиоценовая эпоха

Осадки среднемиоценовой свиты Хонг-Манг-Кау накапливались на западе в условиях дельтовой равнины и фронтальной части дельты, в то время как на востоке располагалась область открытого мелководно-морского бассейна, глубина которого не превышала 200 м. (рис. 4.3). Глубины бассейна в его шельфовой части могли варьировать от внутреннего шельфа с карбонатами, содержащими бентосные фораминиферы *Lepidocyclina*, до глубин открытого морского бассейна с планктонными фораминиферами *Orbulina universa* – *Globorotalia foshi*. К концу среднего миоцена относительный уровень моря быстро снижается и сокращается площадь формирования карбонатов. Формирующееся при этом несогласие срезает подстилающие осадки. С этим интервалом связано важное тектоническое событие – постепенное затухание рифтинга (Matthews et al., 1997).

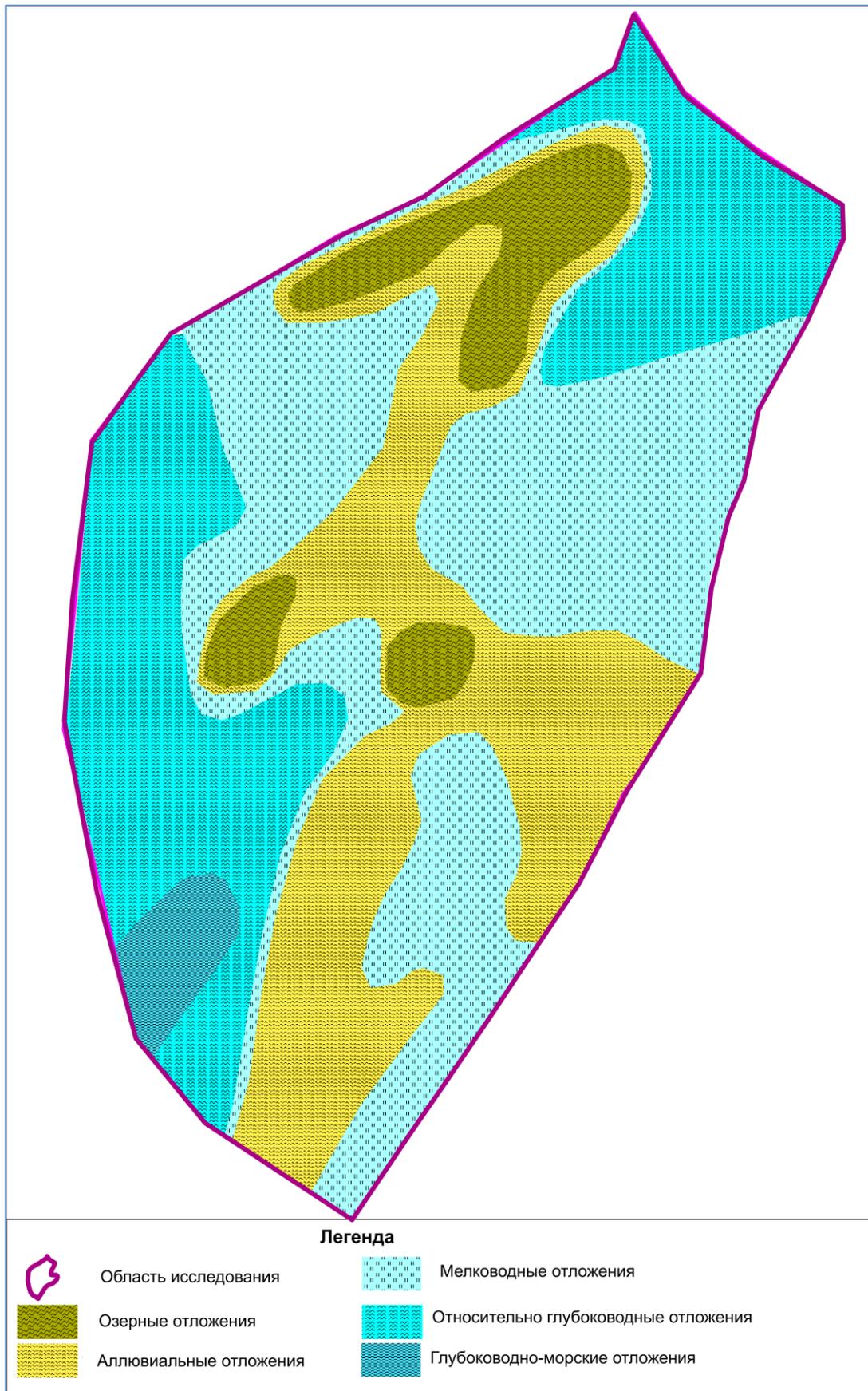


Рисунок 4.2. Палеогеографическая схема условий накопления свиты

Дуа

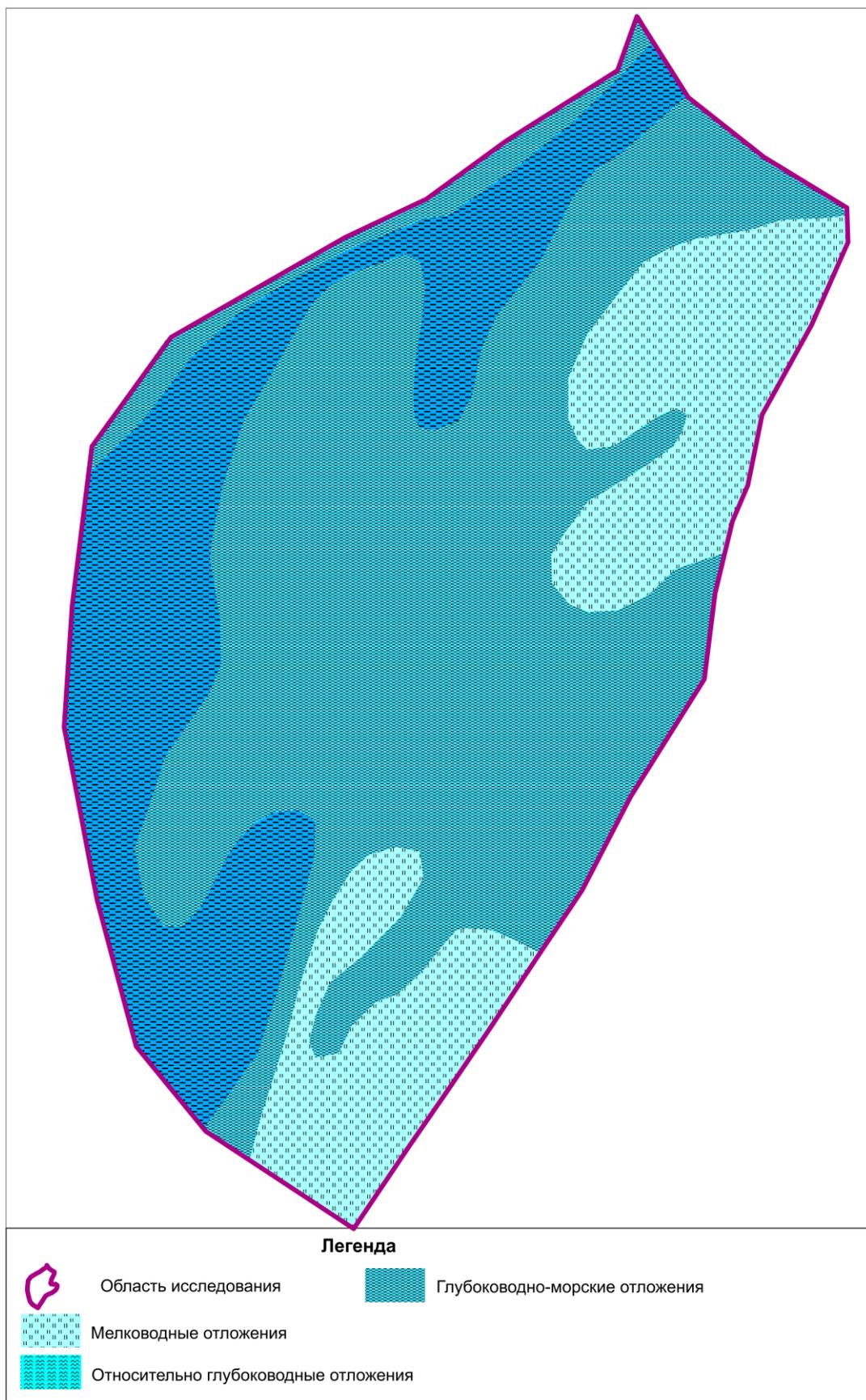


Рисунок 4.3. Палеогеографическая схема условий накопления свиты Тхон-Манг-Кау

4.4. Позднемиоценовая эпоха

Во время позднего миоцена дельтовое и мелководно-морское осадконакопление постепенно замещалось морским осадконакоплением (рис. 4.4). Условия формирования определялись морским режимом и теплым климатом. Возможно, в начале формирования свиты Нам-Коншон в западных и северо-западных участках существовали условия прибрежной равнины. В дальнейшем западные участки бассейна располагались в области внутреннего, а восточные – среднего и внешнего шельфа. Присутствие в породах раковин крупных фораминифер рода *Lepidocyclina* указывает на глубины не более 150 м и условия ровного теплого климата. В то же время присутствие планктонных фораминифер указывает на формирование отложений восточной части бассейна в обстановке внешнего шельфа. Наряду с карбонатными отложениями в участках восточной части бассейна присутствуют отложения типа турбидитов, заполняющих каналы. В пределах области изучения глубоководная часть бассейна проходила в осевой зоне бассейна, в то время как более мелководные обстановки осадконакопления присутствовали как с западной, так и с восточной стороны.

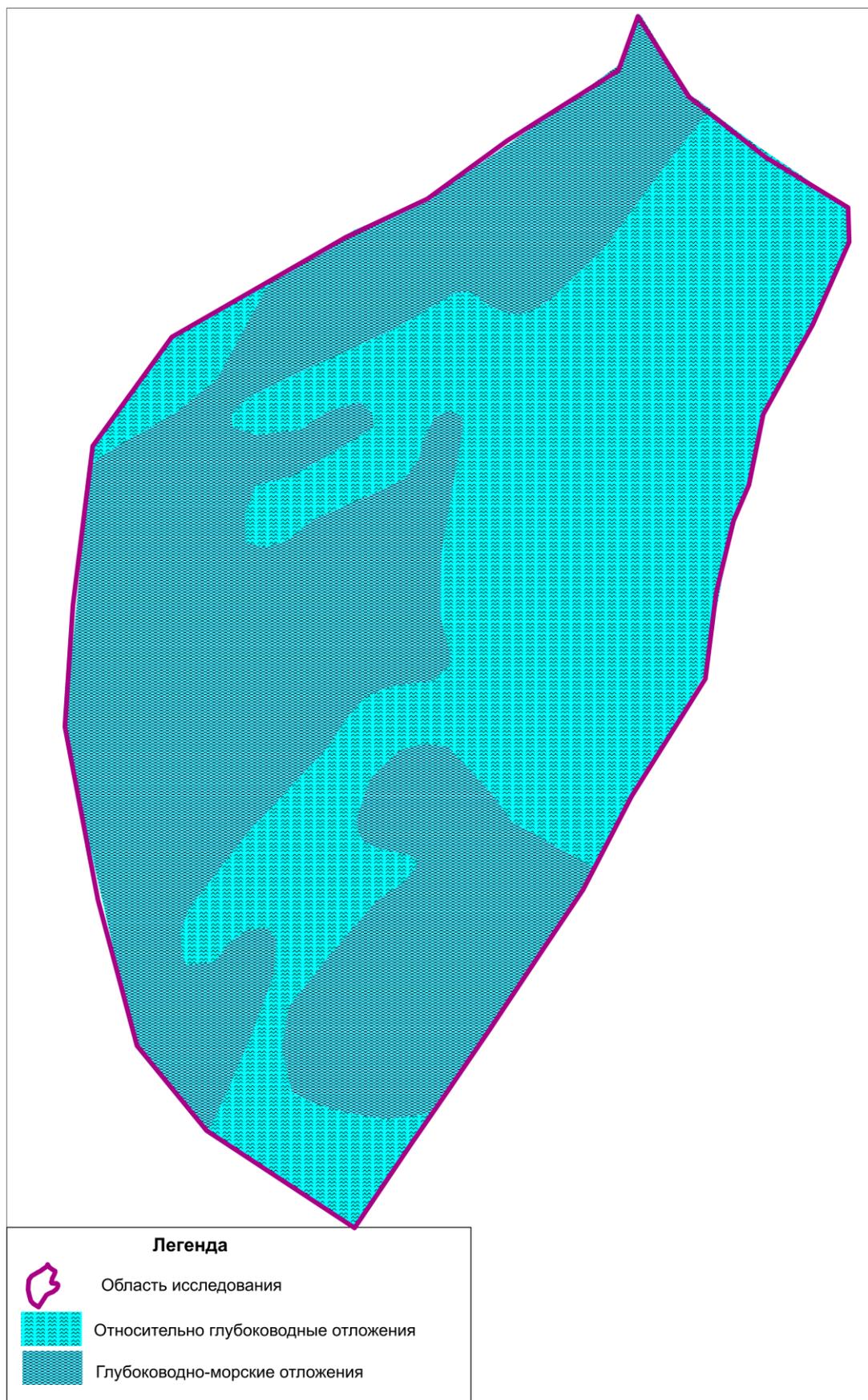
Верхнемиоценовые породы-коллекторы представлены главным образом каналовыми и аллювиальными фациями, отложениями устьевых и приливных песчаных отмелей и мелководно-морскими и продельтовыми песчаными фациями.

4.5. Плиоцен – Четвертичная эпоха

Седиментологические и палеонтологические характеристики свиты Бьен-Донг позволяют предположить, что она формировалась в морских условиях, которые менялись от внутреннего шельфа на западе до внешнего шельфа и относительно глубоководных обстановок на востоке. Углубление бассейна связано с эвстатической трансгрессией плиоценового возраста. Четвертичные отложения формировались в нестабильных обстановках частого колебания относительного УМО и одновременного погружения дна

бассейна. Величина погружения была быстрой, а объем осадков, поступающих в бассейн, очень велик. Толщина формации Бьен-Донг, залегающей с угловым несогласием на отложениях формации Нам Коншон, изменяется от нескольких сотен метров до нескольких тысяч метров.

Безусловно, объяснить накопление такой толщи осадка только эвстатическими колебаниями сложно. Ведущую роль здесь безусловно играли тектонические процессы, связанные с интенсивным прогибанием дна бассейна. Осадочный материал перемещался в бассейн по каналам, глубина и ширина которых уменьшалась по мере удаления от бровки шельфа в сторону бассейна.



**Рисунок 4.4. Палеогеографическая схема условий накопления свиты
Нам-Коншон**

5. Нефтегазоносность

Рассматриваемый участок исследования расположен непосредственно к востоку и юго-востоку от большинства открытых к настоящему времени месторождений нефти и газа на шельфе Вьетнама (рис. 5.1).

В настоящий момент в пределах нефтегазоносного бассейна Южный Коншон открыто более 20 месторождений углеводородов. Из них как минимум в трех месторождениях были открыты залежи в фундаменте. В таблице 5.1 представлено распределение залежей (промышленных притоков) и некоммерческих нефтегазопроявлений по ряду площадей и месторождений бассейна Южный Коншон. В основном наибольшее количество залежей сосредоточено в отложениях миоцена. При этом залежи более приурочены к нижнему миоцену свите Дуа. В верхнем миоцене встречаются залежи в рифовых карбонатных массивах.

Типичная нефть месторождений бассейна Южный Коншон – от средней до легкой (плотностью менее $0,85 \text{ г/см}^3$), высокопарафиновая (П – 5,0-22,0%) практически бессернистая и бессмолистая, с малым содержанием порфиринов, среди которых резко преобладают никелевые. Эта характеристика соответствует типично континентальным – «гумусовым» - нефтям.

Особенностью нефтегазоносности бассейнов Южного Вьетнама и в частности, НГБ Южный Коншон является наличие нефтяных залежей в трещиноватых и кавернозных гранитоидных коллекторах. Кроме залежей нефти в фундаменте на южном шельфе Вьетнама регионально нефтегазоносны следующие комплексы:

- терригенные отложения олигоцена (свита Кау);
- терригенные отложения нижнего миоцена (свита Дуа) и терригенно-карбонатные отложения среднего миоцена (свиты Тхонг-Манг-Кау);
- терригенно-карбонатные образования позднего миоцена (свита Нам Коншон);

- терригенные отложения плиоцена (свита Бьен-Донг).

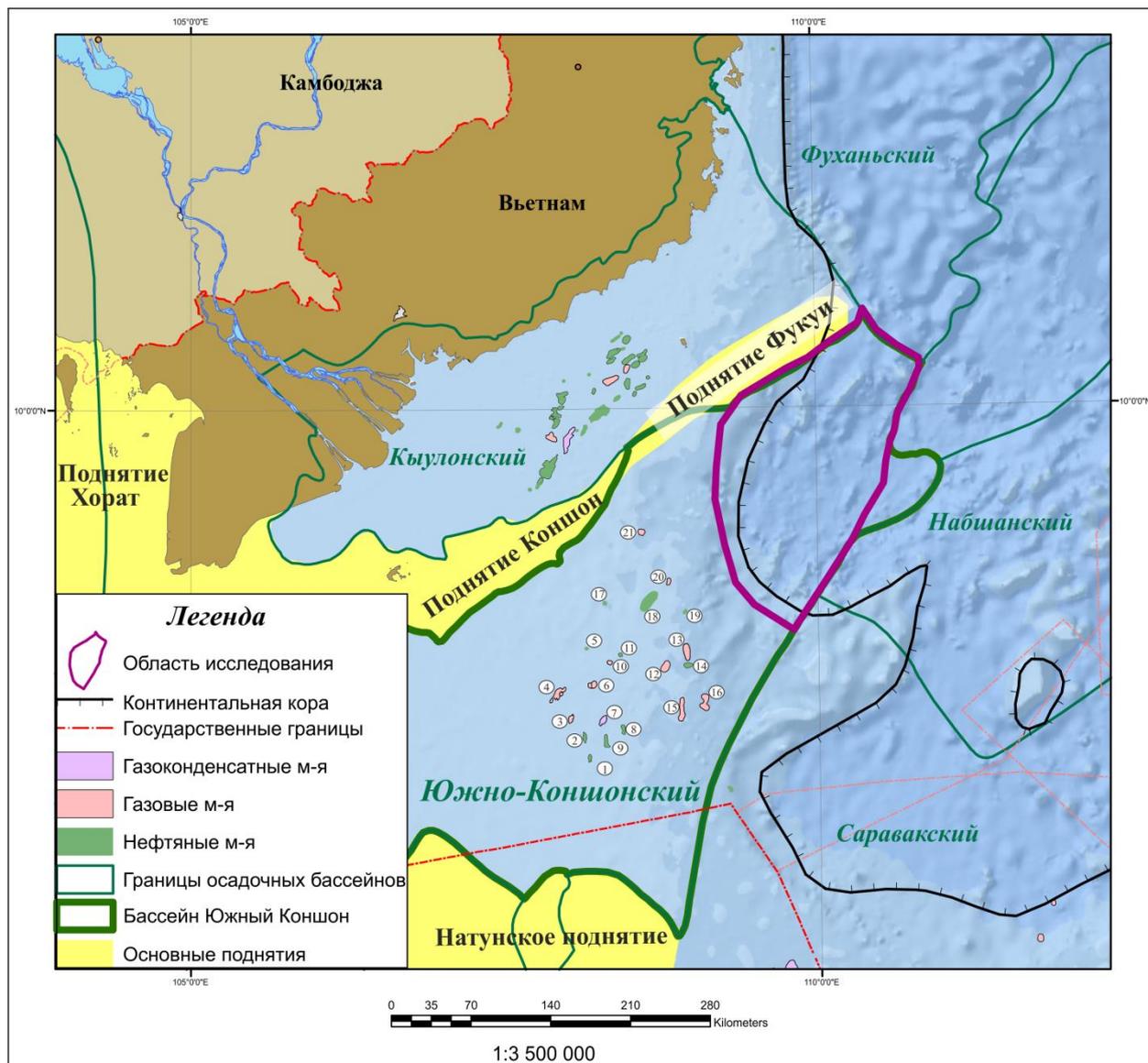


Рисунок. 5.1. Карта нефтегазоносности НГБ Южный Коншон

Месторождения углеводородов: 1 - Chim Ung, 2 - Chim Cong, 3 - Canary, 4 - Hai Au, 5 - Rong Bay, 6 - Rong Doi, 7 - 12-B, 8 - Dua, 9 - Chim Sao, 10 - Gigantic Dragon, 11 - Rong Tre, 12 - Moc Tinh, 13 - Hai Thach, 14 - Kim Cuong Tay, 15 - Lan Tay, 16 - Lan Do, 17 - Gau Chua, 18 - Dai Hung, 19 - Blue Dragon, 20 - Thien Ung, 21 - Flying Horse.

5.1. Нефтегазоносность докайнозойского гранитоидного фундамента

Месторождения с залежами в докайнозойском трещиноватом гранитоидном фундаменте широко развиты в пределах южного шельфа Вьетнама, их нефтегазоносность установлена на многих структурах, в

большой степени в пределах соседнего Кыулонгского бассейна. Они обеспечивают более 90% добычи нефти во Вьетнаме.

До настоящего времени на территории бассейна Южный Коншон в отложениях фундамента открыто всего три месторождения (табл. 5.1). Кроме того в некоторых скважинах был получен непромышленный приток или нефтегазопроявления из интервалов в фундаменте. Наиболее крупным является залежь фундамента месторождения Дайхунг. Впервые признаки нефти в фундаменте на месторождении Дайхунг были обнаружены в скважине ДХ-2 (рис. 5.2). Скважина вскрыла фундамент, представленный роговообманко-биотитовыми гранодиоритами, на глубину 200 м. Лабораторные исследования керн показали, что гранодиориты обладают высокой открытой пористостью (1,5-5,5%) с преобладанием 2,6-5,5%. Проницаемость изменяется в широком диапазоне до 42,9 мД, наблюдается прямая связь пористости с проницаемостью. К сожалению, опробование вскрытого интервала было проведено некачественно.

Разведочная скважина ДХ-9Х с забоем 3 761 м, была пробурена в наиболее приподнятой части структуры Дайхунг. Фундамент сложен крепкими слаботрециноватыми роговообманково-биотитовыми диоритами. При его опробовании в интервале 2 718 – 3 392 м, скважина дала приток нефти с начальным дебитом 23,2 м³/сут.

На структуре Дайхунг в фундаменте установлены самостоятельные изолированные залежи нефти и газа с газовым конденсатом. В скважине ДХ-8Х при опробовании фундамента в интервале 3 323 – 3 435 м был получен приток нефти 16 м³/сут и попутного газа 8,4 тыс. м³/сут. В скв. ДХ-10Х с глубины 3 034-3 210 м из фундамента получен промышленный приток газоконденсата (216 м³/сут), дебит газа при этом составил 662,4 тыс. м³/сут.

Нефтегазовая залежь в фундаменте была выявлена на структуре Тьен Унг. При опробовании скважины 04-3-TU 1Х в открытом стволе дебит газоконденсата составил 22 тыс. м³/сут.

Таблица 5.1. Распределение залежей УВ по структурно-литологическим комплексам

№	Площадь, месторождение						
		Фундамент	Олигоцен	Ниж. миоцен	Ср. миоцен	Позд. миоцен терр.	Позд. миоцен карб.
1	Blue Dragon	-	ГКЗ	ГКЗ	НЗ	-	-
2	Ca Cho	-	НГЗ	НГЗ	-	-	-
3	Canary	-	ГКЗ	-	-	-	-
4	Chim Cong	-	-	НГЗ	-	-	-
5	Chim Sao	-	-	НГЗ	-	-	-
6	Chim Ung	-	-	НГЗ	-	-	-
7	Dai Hung	НГЗ	НГЗ	НГЗ	НГЗ	НГЗ	-
8	Dua	-	-	НГЗ	-	-	-
9	Flying Horse	-	-	-	-	-	-
10	Gau Chua	НЗ	-	НЗ	НЗ	-	-
11	Gigantic Dragon	-	-	-	ГКЗ	-	-
12	Hai Au	-	ГКЗ	ГКЗ	-	-	-
13	Hai Thach	-	-	ГКЗ	ГКЗ	ГКЗ	-
14	Hong	НГП	-	-	-	-	-
15	Huong Duong Bac	-	ГП	ГП	ГП	-	-
16	Kim Cuong Tay	-	-	-	НЗ	НЗ	-
17	Lan Do	-	-	-	-	-	ГКЗ
18	Lan Tay	-	ГЗ	-	-	-	ГЗ
19	Moc Tinh	-	-	-	ГКЗ	-	-
20	Nguyet Thach	-	-	-	-	НГП	-
21	Rong Bay	-	НГЗ	-	-	-	-
22	Rong Doi	-	-	ГКЗ	-	-	-
23	Rong Tre	-	НЗ	-	НЗ	-	-
24	Thanh Long	-	ГЗ	ГЗ	ГЗ	-	-
25	Thien Ung	ГКЗ	-	-	ГКЗ	ГКЗ	-

НГП – нефтегазопроявление;

НГЗ, НЗ, ГЗ, ГК – промышленные притоки нефти, газа и конденсата из залежей.

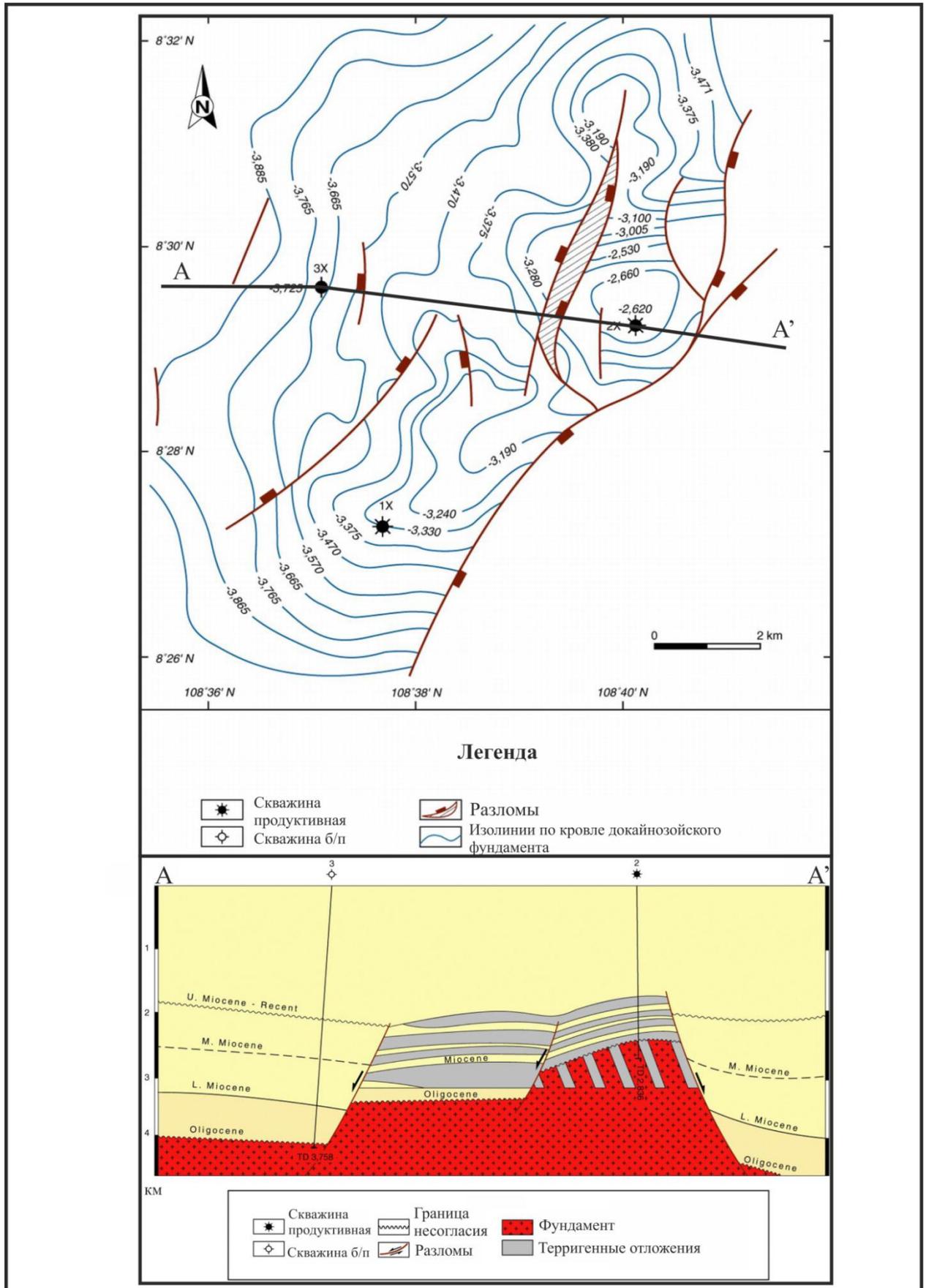


Рисунок 5.2. Пример залежи в выступах трещиноватого фундамента месторождения Дайхунг

5.2. Нефтегазоносность осадочного чехла

Кроме залежей нефти в фундаменте на южном шельфе Вьетнама регионально нефтегазоносны породы олигоцена и миоцена (рис. 5.3).

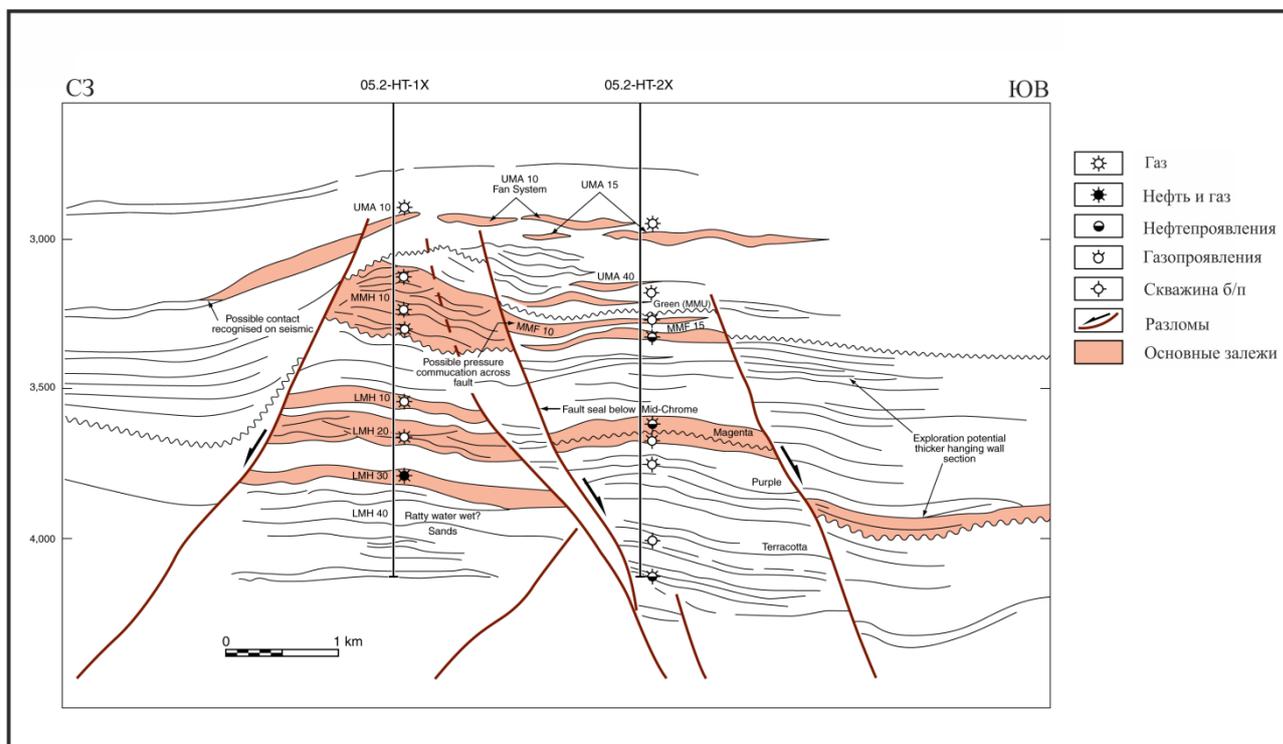


Рисунок 5.3. Пример залежи в отложениях нижнего и среднего миоцена месторождения Хай-Тхач

В пределах бассейна Южный Коншон впервые притоки из нижнемиоценовых отложений были получены в 1975 году. В настоящий момент доказана нефтегазоносность отложений олигоцена, миоцена и плиоцена. В олигоценевом комплексе притоки разной интенсивности были получены из песчаников со средней пористостью 15-21% на площади Лан Тай, Тханьлонг, Ка Чо и др (табл. 5.1). Промышленная нефтегазоносность миоценовых отложений доказана на месторождениях Дайхунг, Тханьлонг, Ка Чо, Кимкуонгтай, Ландо, Лан Тай и др. В этом комплексе породы-коллектора представлены песчаниками и алевролитами нижнего, среднего и верхнего миоцена с пористостью от 15 до 23% и пористыми (16-19%) известняками верхнего и среднего миоцена. Так, на месторождении Тьен Ынг установлена промышленная нефтегазоносность песчаников среднего миоцена ($Q_{г} = 95,5 - 210$ тыс. м³/сут; $Q_{к} = 15 - 391$ м³/сут) и нижнего миоцена ($Q_{г} = 73 -$

1 222 тыс. м³/сут; $Q_k = 95 - 209$ м³/сут), а на месторождении Тханьлонг получена нефть дебитом 88 т/сут. На месторождении Дай Хунг в скважине ДН-16Р при испытании карбонатов среднего миоцена получены притоки нефти ($Q_n = 261.6$ т/сут) и газа ($Q_g = 132.1$ тыс. м³/сут). В отложениях плиоцена наибольший интерес представляют песчаники плиоцена (месторождение Лан Тай)

5.3. Резервуары

5.3.1. Коллектора трещиноватого гранитоидного фундамента

В бассейне Южный Коншон открытые месторождения УВ в коллекторах трещиноватого фундамента менее развиты, чем в соседнем Кыулонском бассейне. В данный момент разрабатывается только одно месторождение Дай Хунг. Матричная микро-пустотность микродиорита и диорита на глубине 3 087,0 – 3 104,8 м коллектора месторождения Дай-Хунг методом изучения морфологии пустотного пространства пород в растровом электронном микроскопе (РЭМ), разработанном в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Бочко Р.А., Кузьмин В.А.), имеет очень низкие значения, в основном 0-0,3% и в редких случаях 0,4-0,8% (Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др., 2010). При этом главная часть микропустотности связана с порами. Размер пор колеблется от 0,01 мм до 0,25 мм. Из 38 определений микротрещины встречены всего в трёх образцах. Преобладающая длина микротрещин в них соответственно равна 1,75 мм, 1,25-3,75 мм и 13,75 мм при ширине 0,01-0,025 мм. Тем не менее, керн фундамента в указанном интервале нефтенасыщен по системе горизонтальных и субвертикальных трещин.

Пустотное пространство образцов фундамента отличается крайней нерегулярностью, наблюдаются участки повышенной пустотности, чередующиеся с зонами уплотнения и трещиноватости.

Фильтрационные свойства коллектора определяют макро- и микротрещины, соединяющие зоны повышенной пустотности (зоны развития вторичных процессов).

Морфология пустотного пространства и размеры пустот определяются вторичными процессами. Результаты изучения структуры пустотного пространства пород фундамента позволяют отнести их к коллекторам каверново-порово-трещинного типа.

5.3.2. Терригенные коллектора олигоцена

В пределах площади исследований, коллектора (песчаники) олигоценового возраста синрифтового комплекса залегают на разных глубинах в пределах грабенов и полуграбенов. Так как седиментация терригенных отложений в это время происходила в основном в континентальных условиях осадконакопления (см. гл. 4), коллектора могут быть развиты в аллювиальных и речных отложениях базальных и бортовых частей синрифта, а также в более молодых озёрных и дельтовых комплексах, залегающих над синрифтовыми отложениями (Sladen, 1997, Половинкин О.М, 2015). Пористость песчаников олигоцена, вероятно, будет близка к зафиксированной в северной части бассейна Южный Коншон (от 9% до 15%).

5.3.3. Терригенные коллектора миоцена

Коллектора хорошего качества могут быть выявлены практически во всех рифтовых последовательностях миоцена. По аналогии с соседними бассейнами, можно предположить, что терригенные коллектора с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, образовавшиеся в условиях мелкого моря, могут быть приурочены к пострифтовым комплексам миоценового возраста. Наиболее хорошими коллекторскими свойствами обладают песчаники, образовавшиеся вблизи береговой линии на начальном этапе пострифтового этапа. Также представляют интерес мелководные морские песчаники, залегающие в головных частях проградационных клиньев регрессивной фазы. Наличие на временных разрезах в восточной части района исследований “холмообразных” сейсмофаций, позволяет

предположить присутствие в пределах бассейнов лопастей глубоководных конусов выноса, которые могут содержать песчаный материал.

О свойствах потенциальных коллекторов миоцена участка работ можно судить по данным, полученным в пределах юго-западной части бассейна Южный Коншон, где пористость песчаников миоцена изменяется в пределах 15-30%.

5.3.4. Карбонатные коллектора миоцена

В результате анализа волновой картины сейсмической записи выявлены зоны, характеризующиеся наличием высокоамплитудных отражений, которые интерпретируются как карбонатные отложения. Потенциальные коллектора могут быть выявлены в карбонатных комплексах внутри нижнего миоцена и внутри среднего миоцена. Холмообразные сейсмофации и подошвенные несогласия в сводовых частях структурных максимумов, выявленные на изучаемой территории, могут быть связаны с развитием рифовых или обломочных известняков, в пределах которых могут быть развиты коллектора, приуроченные к биогермным постройкам и отдельным шельфовым рифам.

Карбонаты миоцена были изучены глубоким бурением в пределах соседних участков, в частности были открыты промышленные залежи в рифогенных массивах на месторождениях Ландо и Лан Тау. Пористость карбонатов миоцена, в зависимости от литологии, в северной части бассейна Южный Коншон колеблется в пределах 5-20%.

5.4. Флюидоупоры

Согласно палеогеографической характеристике условий осадконакопления (см. гл. 4), в олигоцене в основном формировались терригенные грубообломочные отложения с отдельными прослоями алевроитов и аргиллитов. На этом этапе геодинамической эволюции преобладали не морские условия седиментации и предположительно образовывались аллювиальные и озерные осадки, что является

неблагоприятным фактором для формирования флюидоупоров. Также на качество флюидоупоров существенное влияние оказывают резкие латеральные и вертикальные литологические изменения. Толщина и латеральная непрерывность аргиллитов, как потенциальных флюидоупоров, может увеличиться в направлении депоцентров озёрного осадконакопления. В направлении прибрежной части озёр флюидоупоры становятся более тонкими и более песчанистыми.

С началом регионального пострифтового опускания в конце миоцена на площади исследований существовали морские условия седиментации. На этом этапе откладывались фации более глинистого состава. Такие глинистые комплексы могут являться региональной покрывкой и иметь высокий потенциал как флюидоупоры для скоплений углеводородов. В пределах площади работ мощные и однородные по литологическому составу глубоководные миоцен-плиоценовые аргиллиты, вероятно, развиты в частях, расположенных за пределами кромки шельфа. Подобные аргиллиты, являющиеся региональной покрывкой, изучены глубоким бурением на соседних участках бассейна Южный Коншон.

5.5. Нефтематеринские породы

На основании многочисленных исследований бассейнов Юго-восточной Азии и собственно наиболее исследованной мелководной части бассейна Южный Коншон можно предположить, что наиболее перспективными нефтематеринскими породами в пределах блоков изучаемого участка являются аргиллиты озерного генезиса олигоценового возраста. Озерная обстановка в целом благоприятна для накопления обогащенных ОВ отложений, интегральная мощность потенциальных нефтегазоматеринских слоёв, накопившихся в этой палеообстановке, будет существенно выше, нежели чем в аллювиальной.

Анализ сейсмических материалов в пределах изучаемого участка свидетельствует о том, что интервалы синрифтового комплекса (формация

Кау) характеризуются наличием высокоамплитудных, непрерывных отражений, которые на сопредельных территориях ассоциируются с нефтематеринскими породами (рис. 5.4).

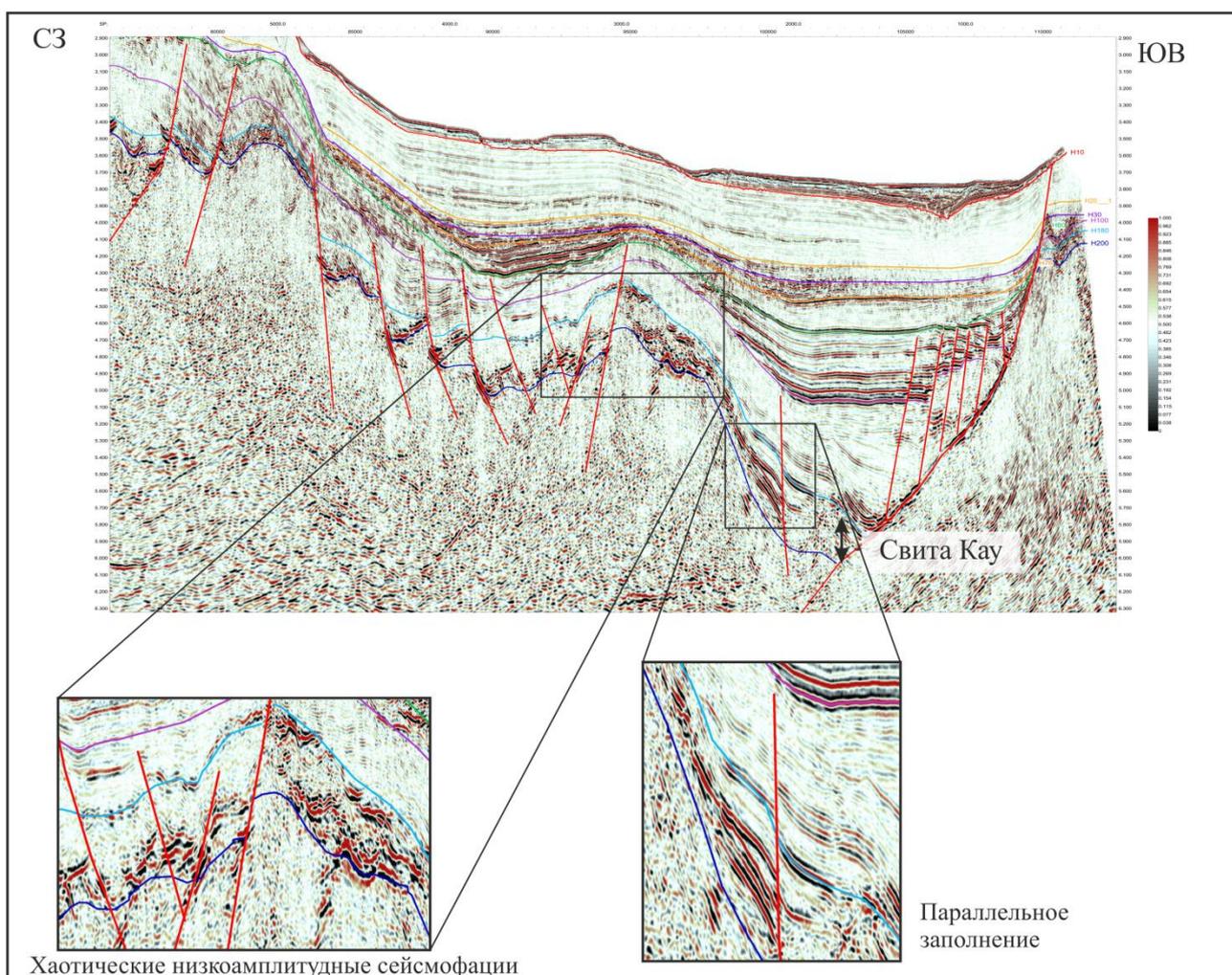


Рисунок 5.4. Сейсмofации свойственные синрифтовому комплексу

Образцы керна этого интервала включают преимущественно коричнево-серые, светло-серые и коричневатые средне-серые аргиллиты. Также присутствуют алевролиты в незначительных количествах.

Аргиллиты в этом интервале обладают от удовлетворительного до хорошего процента содержания общего органического углерода (ТОС 0,81-1,28%). Значение пиролиза S2 показывает хороший и очень хороший потенциал генерации углеводородов (3,28-6,39 кг/т). Индексы водорода, полученные из этих аргиллитов предполагают наличие керогена II / III типа для генерации нефти и газа (HI = 370-587 мгУВ/гТОС).

Нижнемиоценовые осадки накапливались в 5 различных обстановках осадконакопления: озерной, аллювиальной, дельтовой, мелководноморской и умеренно глубоководной (см. гл. 4). Аргиллиты в этом интервале обладают от удовлетворительного до хорошего процента содержания общего органического углерода (ТОС 0,72-1,61%). Значение пиролиза S₂ указывает на удовлетворительный и хороший потенциал углеводородной генерации (2,59-4,59 кг/т). Индексы водорода, полученные из этих аргиллитов предполагают наличие керогена II / III типа для генерации нефти и газа (HI = 198-443 мгУВ/гТОС).

Средний миоцен представлен тремя обстановками осадконакопления: дельтовой и мелководноморской, умеренно глубоководной и глубоководной. Аргиллиты в этом интервале обладают от удовлетворительного до хорошего процента содержания общего органического углерода (ТОС 0,85-1,39%). Значение пиролиза S₂ указывает на удовлетворительный и хороший потенциал генерации углеводородов (2,00-4,54 кг/т). Индексы водорода, полученные из этих аргиллитов, указывают на наличие керогена типа II / III для генерации нефти и газа (HI = 214-441 мгУВ/гТОС).

Так как мелководноморское осадконакопление в основном неблагоприятно с точки зрения формирования нефтематеринских пород, для нижнемиоценовых и среднемиоценовых отложений потенциальными нефтематеринскими породами могут являться отложения озерного, дельтового и умеренно глубоководного и глубоководного генезиса.

5.6. Типы ловушек

Основным типом потенциальных ловушек УВ в пределах площади исследований являются тектонически-экранированные ловушки на разных стратиграфических уровнях. Это обусловлено тем, что кристаллический фундамент и комплекс отложений олигоцена и миоцена раздроблен на серию крупных тектонически-экранированных блоков. Также определённый

поисковый интерес могут вызывать ловушки примыкания к внедрениям эффузивно-магматических образований, ловушки в рифогенных отложениях и др.

В образованиях фундамента основным типом ловушек следует считать ловушки тектонически-экранированного типа, развитые в пределах висячих и лежачих крыльев, а также в пределах отдельных горстоподобных блоков. В качестве коллекторов следует рассматривать трещиноватые породы гранитного и гранодиоритового состава. Покрышками могут быть аргиллиты озёрного генезиса олигоценового возраста. Экранирование возможных залежей будет осуществляться глинистыми отложениями олигоцена и нижнего миоцена, а в случае значительных амплитуд тектонических нарушений и аргиллитами среднего миоцена.

В отложениях олигоцена основным типом ловушек являются тектонически-экранированные ловушки в сброшенных крыльях отдельных блоков, а также структуры примыкания к внедрениям эффузивно-магматических образований. Породами-коллекторами в этом комплексе являются аллювиальные песчаники базальной пачки, озёрные и дельтовые песчаники верхней части олигоцена. Флюидоупорами могут являться подстилающие и разделяющие аргиллиты олигоцена и нижнего миоцена, а также возможно экранирование залежей плотными, не трещиноватыми образованиями гранитного фундамента (тектонически-экранированные ловушки) или плотными эффузивно-магматическими образованиями (структуры примыкания).

В отложениях миоцена потенциальные месторождения УВ могут быть приурочены к тектонически-экранированным ловушкам, структурам примыкания к вулканогенно-магматическим внедрениям, антиклинальным структурам сжатия, неструктурным ловушкам (лопасти конусов-выноса, склоновые фации и т.д.), ловушкам стратиграфического типа, а также к ловушкам в карбонатных постройках и останцах. В качестве пород-коллекторов следует рассматривать песчано-алевролитовые разности

различных подразделений миоцена, а также карбонатные отложения различного генезиса. Флюидоупорами могут служить аргиллиты миоцена, развитие которых прогнозируется в пределах участка исследования.

5.7. Углеводородная система

Согласно определению, УВ система – это природная система, включающая в себя активную (генерирующую УВ) область нефтематеринской породы (очаг генерации УВ) и все произведенные в этой области углеводороды, а также все геологические элементы и процессы, которые играли существенную роль в миграции и аккумуляции этих УВ. Концепция УВ системы была разработана для того, чтобы объединить в едином контексте элементы и процессы, существенные для образования и существования залежей УВ. Пространственно УВ система охватывает области активной нефтегазогенерации и все генетически связанные с ними залежи нефти и газа. Углеводородная система включает в себя все геологические элементы и процессы, существенные для образования и существования этих залежей.

Существенными элементами УВ системы являются нефтематеринская порода, коллектор, покрышка, перекрывающие отложения. Основными процессами нефтяной системы являются: образование ловушки, генерация, миграция и аккумуляция УВ.

Модель формирования УВ системы бассейна Южный Коншон представлена на рис. 5.5. Она отличается многоочаговым характером: имеется несколько пространственно обособленных очагов генерации; по вертикали обособливаются несколько УВ-генерирующих толщ (олигоцен и миоцен). В конце палеогена и в начале неогена происходило формирование ловушек терригенно-рифтогенного комплекса. В пострифтовую стадию данные ловушки были осложнены новой системой тектонических нарушений, дополнены формированием карбонатных тел среднего и позднего миоцена. Генерация углеводородов началась в среднем миоцене.

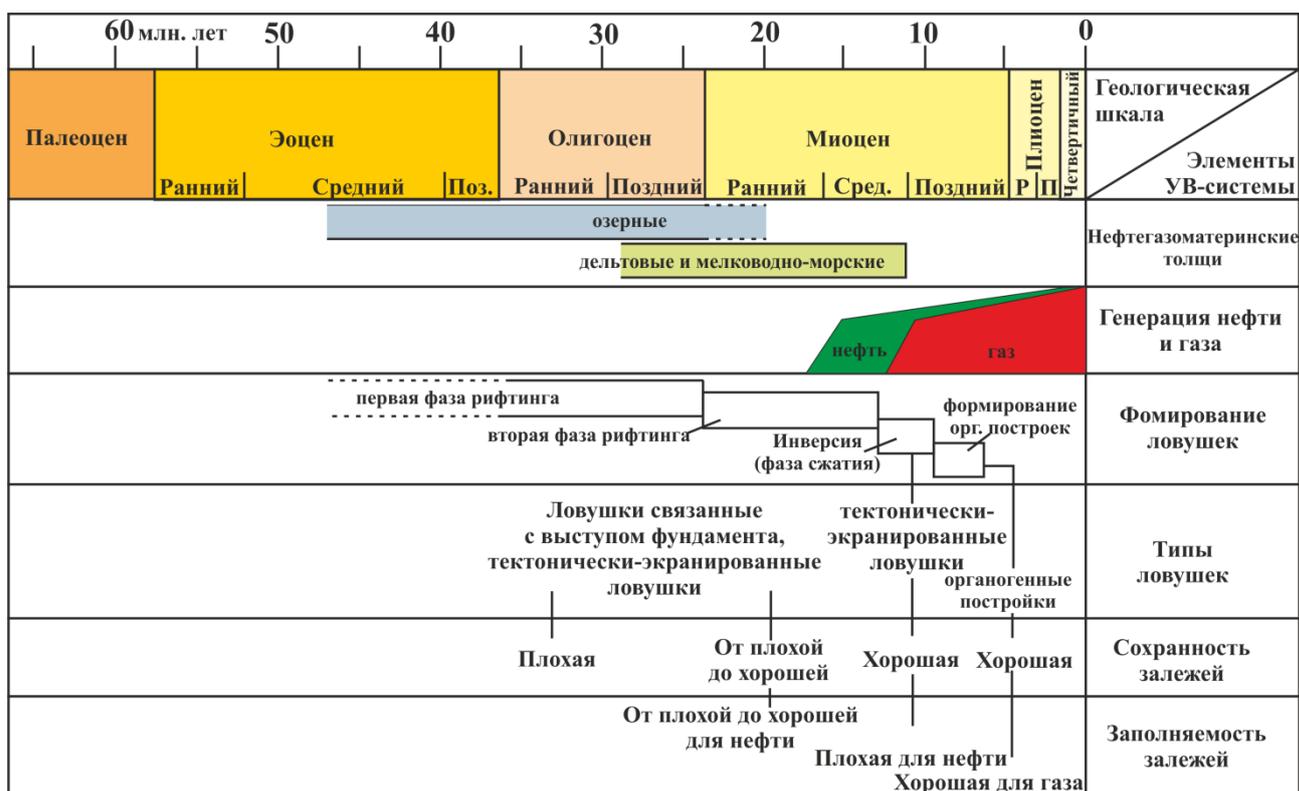


Рисунок 5.5. Принципиальный граф строения и эволюции углеводородной системы бассейна Южный Коншон

5.9. Прямые признаки углеводородов

На сейсмических данных в различных частях области исследования были выделены аномалии волнового поля, связанные с прямыми признаками углеводородов (амплитудные аномалии типа «яркое пятно», «тусклое пятно», «газовая труба»). Амплитудные аномалии типа «яркое пятно» в основном зафиксированы на небольших временах и всегда сопровождаются изменением полярности отражений (рис. 5.6). Вероятнее всего, аномалии амплитуд связаны с накоплением в слоях с повышенной пористостью термогенного газа, который мигрировал из глубоководной части бассейна, или с накоплением приповерхностного газа. Другое проявление ярких пятен в более глубоких горизонтах можно интерпретировать как с газовыми залежами, так и литологическим замещением пород, типа палеорусла. Непосредственно под амплитудными аномалиями фиксируются

зоны потери корреляции сейсмических отражений («тусклые пятна»), которые интерпретируются как проявление газа (рис. 5.6).

Аномалии сейсмической записи типа «газовая труба», вероятнее всего, связаны с вертикальной миграцией углеводородов из глубокозалегающих источников в зонах тектонических нарушений.

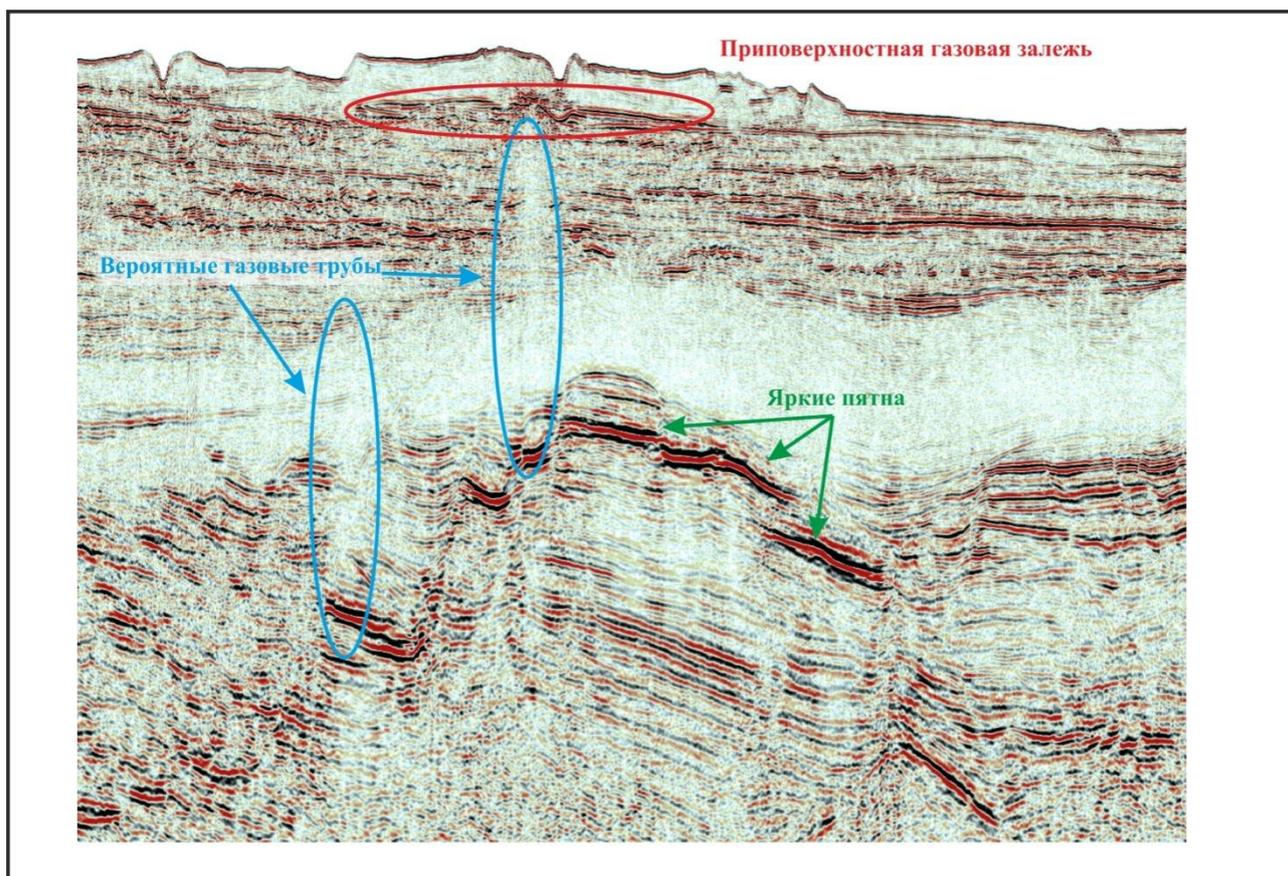


Рисунок 5.6. Прямые признаки углеводородов

6. Восстановление эволюции осадочного бассейна и моделирование нефтегазоносных систем

Бассейновое моделирование объединяет результаты всех исследований, проведённых ранее. В их число входят: геологическая история развития региона, характеристики потенциальных нефтегазоматеринских пород, градиенты углеводородного созревания и изменение во времени теплового потока. Анализ нефтегазоносных систем указывает на то, что фактор времени образования УВ является основным параметром риска при разведке нефти и газа. В связи с тем, что образование УВ является температурно-зависимым процессом, прогноз генерации и миграции нефти и газа требует: достоверной информации об изменении теплового потока во времени; достоверных структурных построений; данных об условиях осадконакопления, информации о наличии покрышек и их мощности, а также различных нефтегазовых кинетических параметров.

В качестве исходных данных при моделировании структурной эволюции осадочного бассейна были использованы следующие структурные поверхности (рис. 6.1.):

- подошва осадочного чехла (ОГ Н-200);
- кровля отложений олигоцена (ОГ Н-180);
- граница внутри нижнего миоцена (ОГ Н-100);
- кровля отложений нижнего миоцена (ОГ Н-80);
- граница внутри среднего миоцена (ОГ Н-76);
- кровля отложений среднего миоцена (ОГ Н-30);
- кровля отложений миоцена (ОГ Н-20);
- кровля отложений плиоцена (ОГ Н-10);
- современная батиметрия.

Были введены поправки на эрозию и палеобатиметрию.

6.1. Модель доэрозионных поверхностей и палеобатемитрия

Анализ особенностей записи на имеющихся сейсмических профилях позволяет выделить две четко выраженные эрозионные границы: первый – на границе среднего и верхнего миоцена (соответствует ОГ Н-30) и второй – в конце плиоцена – начале четвертичного времени (соответствует ОГ Н-10). Для более корректного восстановления истории погружения осадочного бассейна необходимо реконструировать конфигурацию геологических границ, являющихся кровлями или подошвами затронутых эрозионными процессами слоев, в их изначальном (доэрозионном) состоянии.

Отражающий горизонт Н30 (граница среднего и верхнего миоцена) соответствует эпизоду наземной эрозии, связанному с региональным подъемом территории на соответствующем этапе истории развития бассейна. Поэтому наибольшей эрозии были подвергнуты те участки геологических слоев, которые располагались на поднятиях. На рис. 6.1 можно видеть, каким образом восстанавливалась доэрозионная форма границы внутри среднего миоцена Н76 (Н76_поеро) на локальном поднятии, четко выраженном на сейсмическом профиле.

Восстановление кровли частично с эродированного комплекса отложений верхней части среднего миоцена (Н30_поеро) основывалось на предположении о том, что в областях относительного понижения рельефа границы Н30 эрозии не было, т.е. исходная кровля комплекса Н30_поеро совпадает с эрозионной границей Н30. Для этих областей была рассчитана мощность отложений верхней части среднего миоцена (между отражающими горизонтами Н76 и Н30). Для областей, где предполагалась возможность эрозионных процессов (относительные поднятия), выполнялась интерполяция полученной мощности. Далее, зная эту полную мощность частично разрушенного на поднятиях комплекса отложений, можно было отстроить поверхность Н30_поеро просто путем добавления

интерполированной мощности к границе Н76. Пример восстановленной границы Н30_поего можно видеть на рис. 6.2.

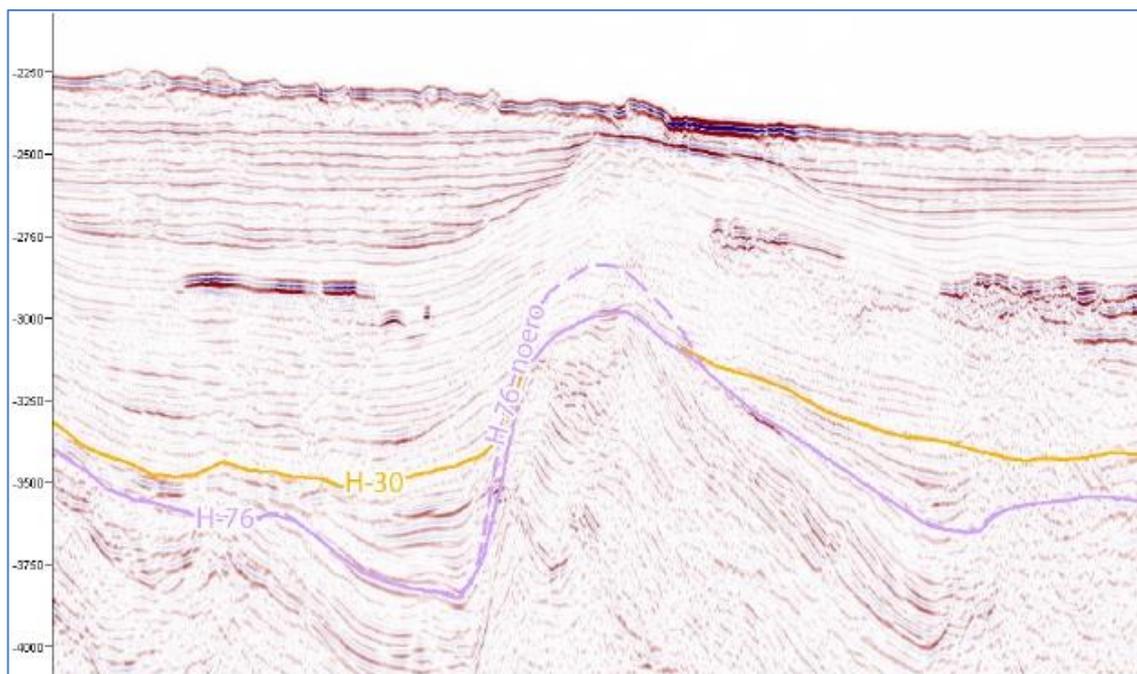


Рисунок 6.1. Фрагмент сейсмического профиля. Восстановленная граница Н76_поего

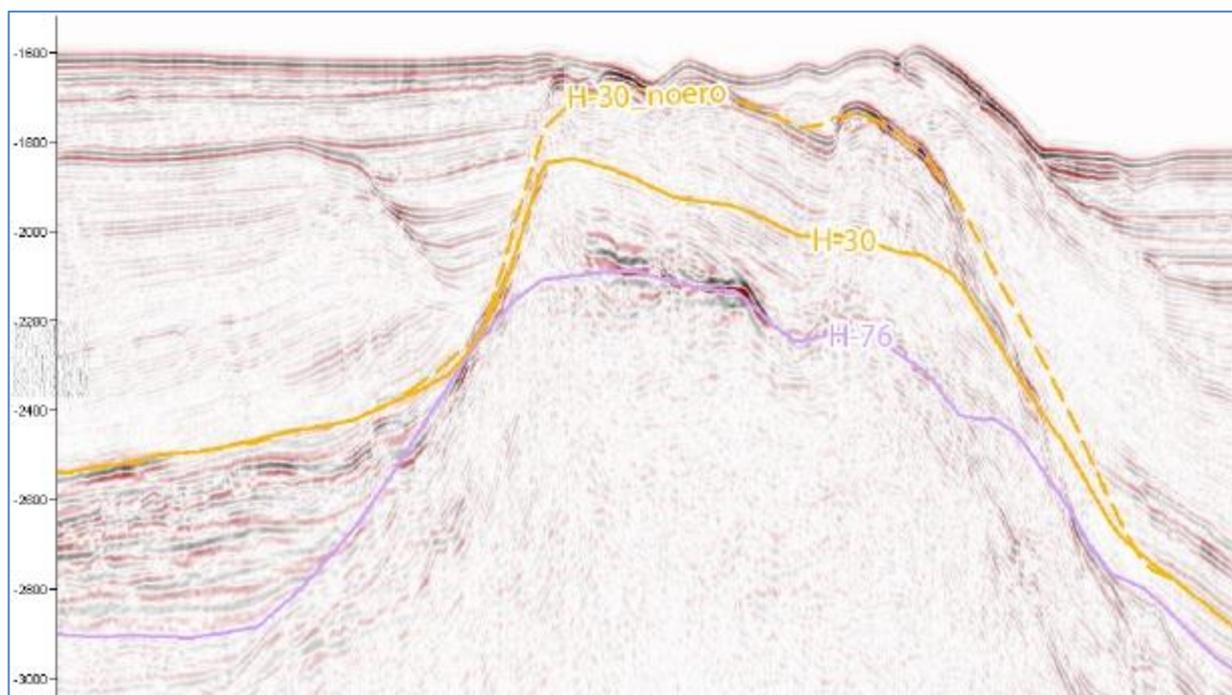


Рисунок 6.2. Фрагмент сейсмического профиля. Восстановленная граница Н30_поего

Второй выделяемый эпизод эрозии, которому соответствует граница Н10, связан с подводным разрушением отложений нижней части плиоцен-четвертичной толщи, подошвой которой является отражающий горизонт Н20. На рис. 6.3, где показана изначальная конфигурация кровли этой толщи Н10_поого, хорошо видно, что эрозия в данном случае реализовывалась с помощью формирования врезов вдоль направления течений палеоканалов. Алгоритм восстановления границы Н10_поого, в целом, совпадал с применяемым для границы Н_30_поого (см. выше) за тем исключением, что областями отсутствия эрозии в данном случае считались области относительных поднятий эрозионной границы Н10. На рис. 6.4 видно, что в некоторых случаях глубина эрозионных врезов оказывается столь большой, что они затрагивают не только плиоцен-четвертичные, но и верхнемиоценовые отложения. Это приводит к необходимости восстановления изначальной конфигурации кровли верхнего миоцена (граница Н20_поого). Необходимость выделения еще одной границы – Н10_channels (рис. 6.5.) – связана с представлениями о том, что после завершения эпизода подводной эрозии, выраженного в границе Н10, сначала были заполнены сформированные эрозионные врезы, а потом началось равномерное осадконакопление на всей площади бассейна. Данные представления подтверждаются характерным рисунком сейсмической записи, характерным для отложений верхней части плиоцен-четвертичной толщи: подошвенное налегание вдоль бортов эрозионных врезов, сменяющееся согласным залеганием на поднятиях.

Поверхности, получившиеся в результате выполненной процедуры восстановления доэрозионных границ, – Н76_поого, Н-30_поого, Н_20_поого, Н_10_поого и Н10_channels – были переданы на вход процедуры восстановления эволюции осадочного бассейна. Вместе с ними были переданы границы из построенной структурной модели, не затронутые процессами эрозии (Н200, Н180, Н100 и Н80), эрозионные границы (Н30 и Н10) и рельеф морского дна.

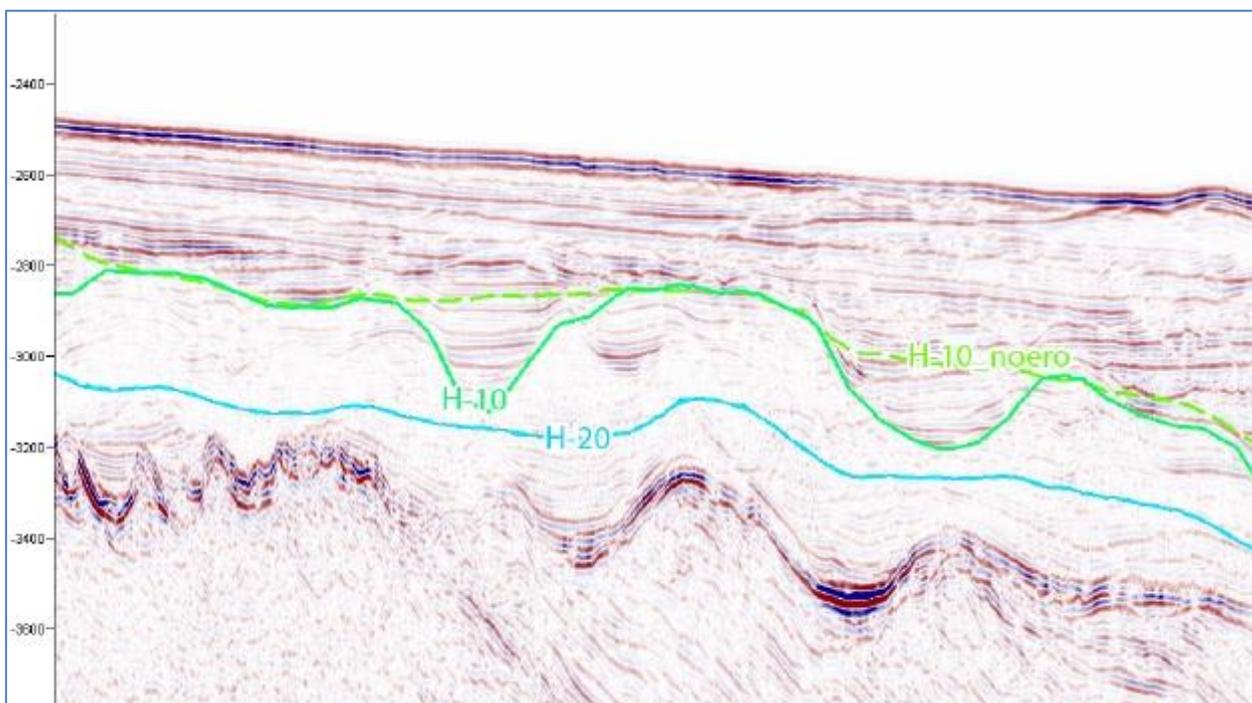


Рисунок 6.3. Фрагмент сейсмического профиля. Восстановленная граница H10_pore

В случае наличия столь ярко выраженных эпизодов эрозии, как в случае бассейна Южный Коншон, процедура восстановления доэрозионных границ является необходимым этапом подготовки исходных данных для бассейнового моделирования.

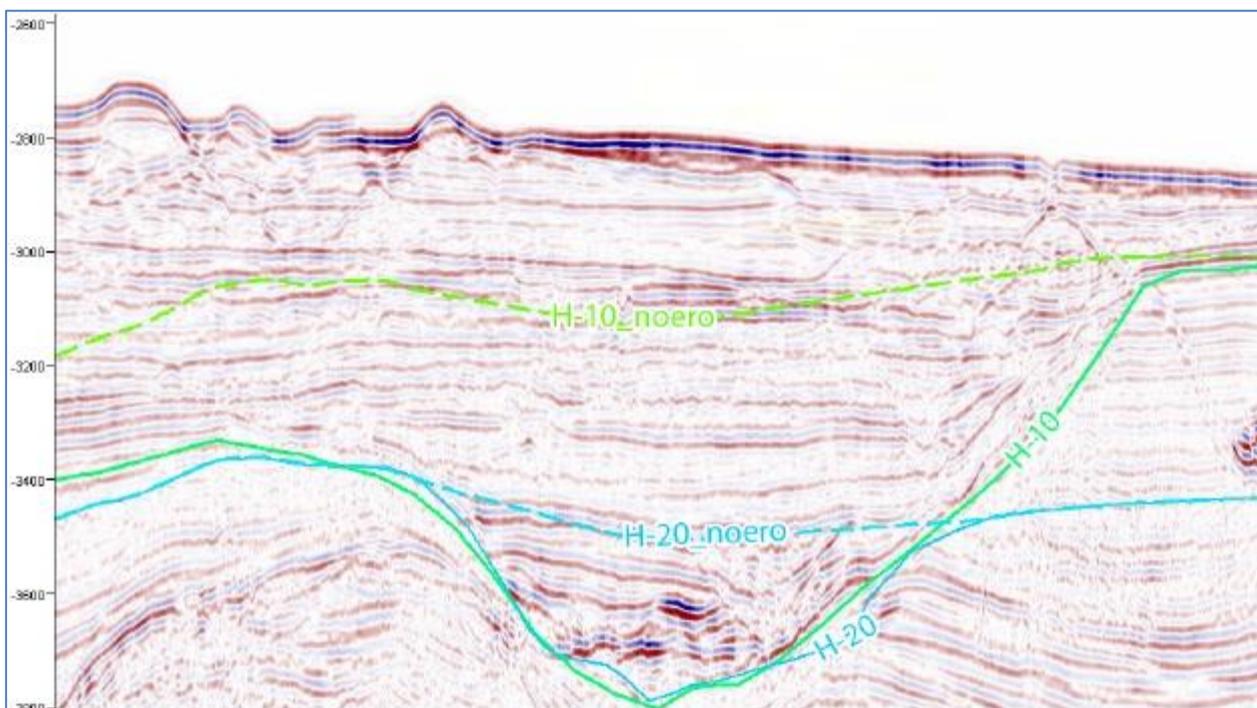


Рисунок 6.4. Фрагмент сейсмического профиля. Восстановленные границы H20_noero и H10_noero

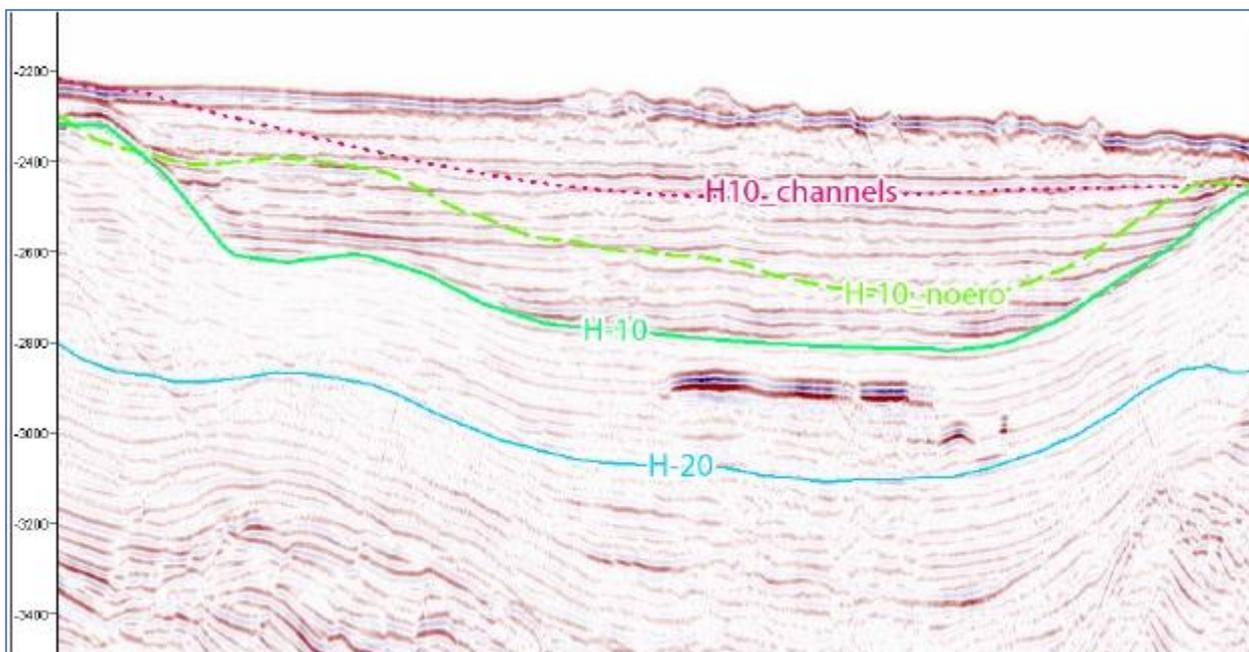


Рисунок 6.5. Фрагмент профиля. Восстановленные границы H10_noero и H10_channels.

Палеобатиметрия морского бассейна задавалась на основе карт палеобатиметрии, построенных на основе карт палеообстановок осадконакопления (см. гл. 4). Каждая из палеообстановок сопоставлялась определенной глубиной морского бассейна. Глубины бассейна в зоне перехода от одной палеообстановки к другой интерполировались за счет усреднения в окне заданного размера.

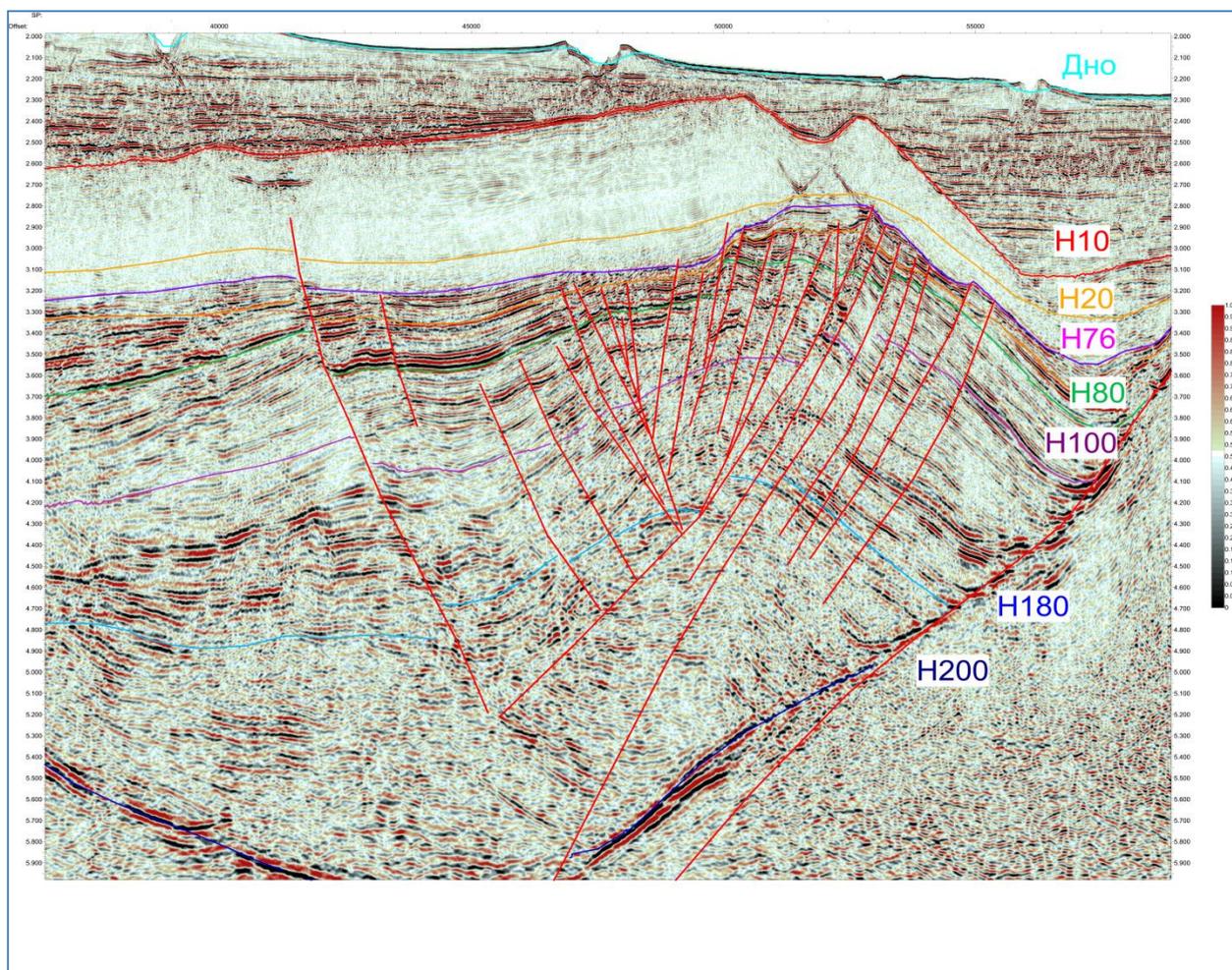


Рисунок 6.6. Фрагмент сейсмического профиля

6.2. Восстановление эволюции осадочного бассейна

Расчет структурной эволюции велся на сетке с размером ячейки 200x200 метров. Результаты реконструкции послужили основой для последующего термального моделирования и моделирования миграции и аккумуляции УВ. На рис. 6.7 показано расположение 2D профилей и псевдоскважин, использованных для иллюстрации моделирования.

Выполненная реконструкция истории погружения проиллюстрирована на рис. 6.8 - 6.12.

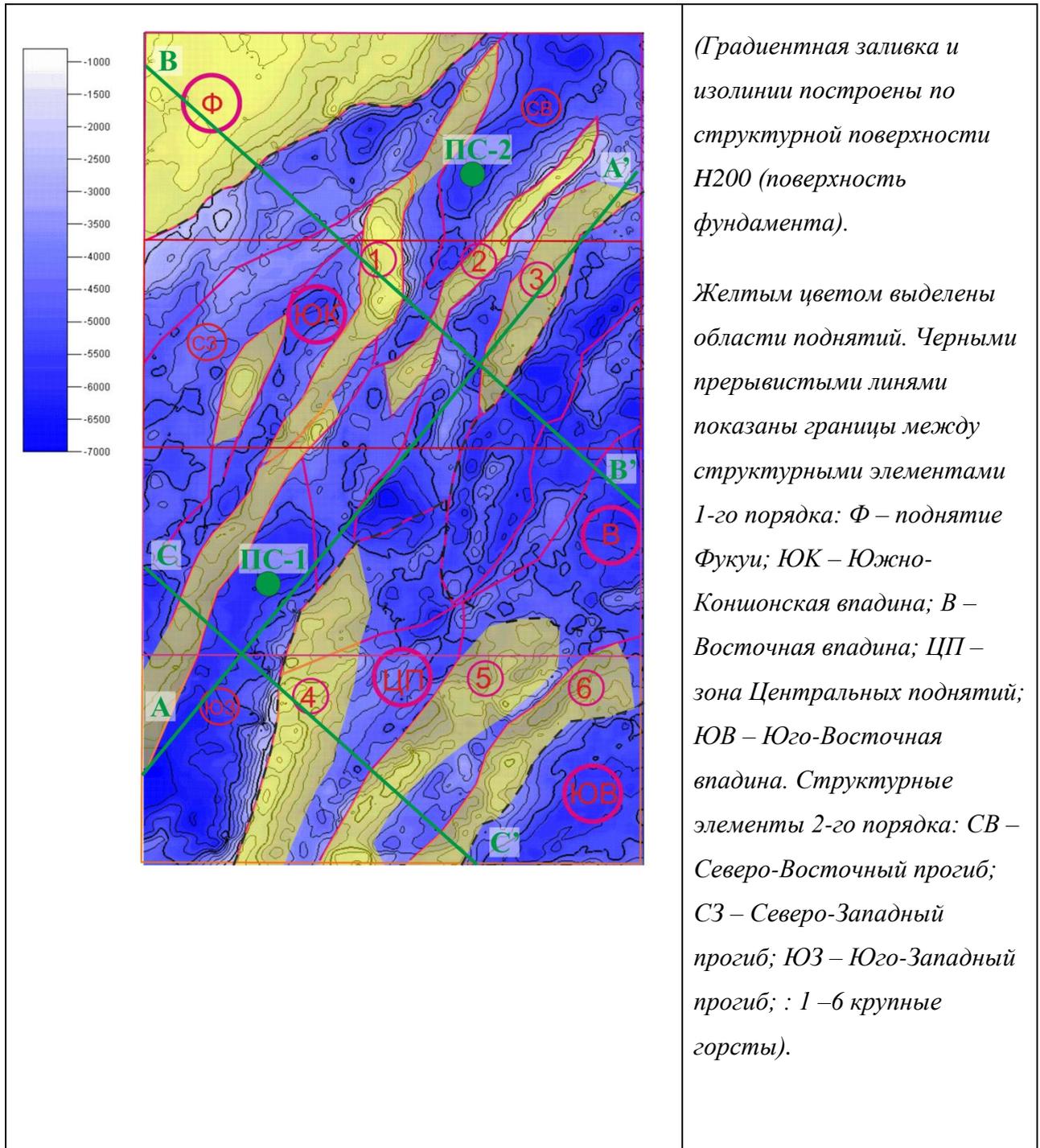


Рисунок 6.7. Схема расположения 2D профилей и псевдоскважин, использованных для иллюстрации моделирования

На рис. 6.8 - 6.9 представлены графики истории погружения для 2-х псевдоскважин, расположенных в пределах наиболее прогнутых частей Юго-Западного прогиба (псевдоскважина 1, рис. 6.8), Северо-Восточного прогиба

(псевдоскважина 2, рис. 6.9). Расположение псевдоскважин показано на рис. 6.2. На рис. 6.10 - 6.12. представлены палеоразрезы на избранные моменты геологического времени: начало миоцена (23 млн. лет), начало среднего миоцена (16 млн. лет), начало позднего миоцена (окончание эрозионного эпизода (Н-30, 11 млн. лет), начало плиоцена (5,3 млн лет), начало четвертичного времени (2,3 млн. лет) для 3 профилей.

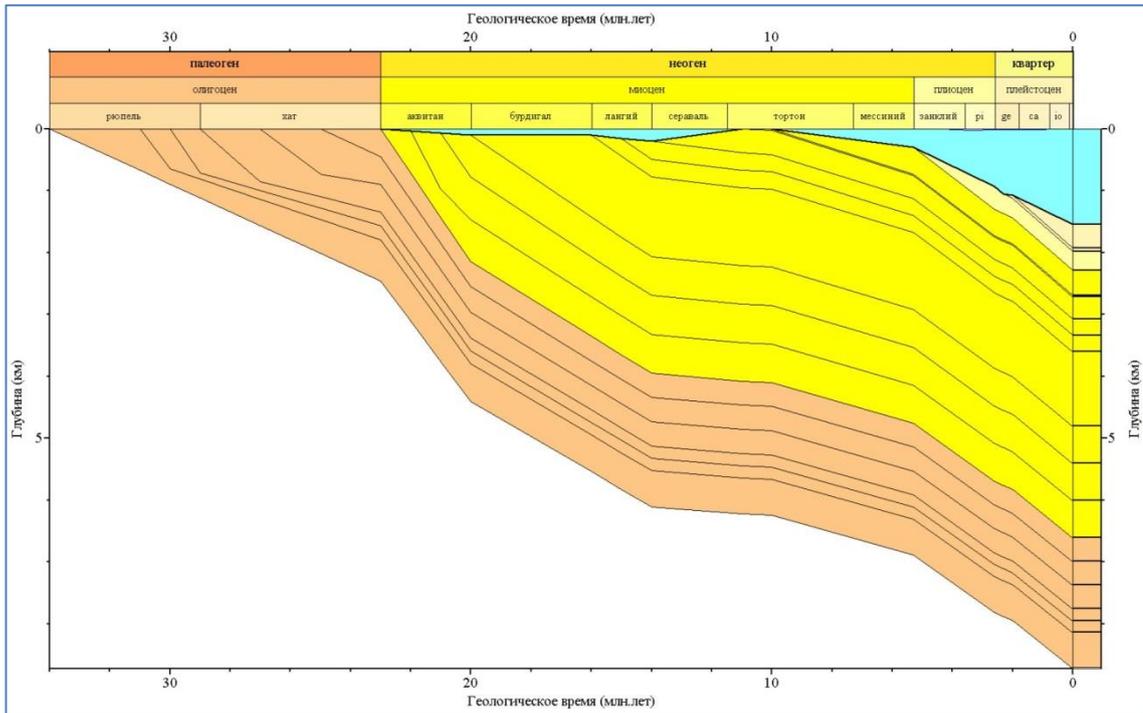
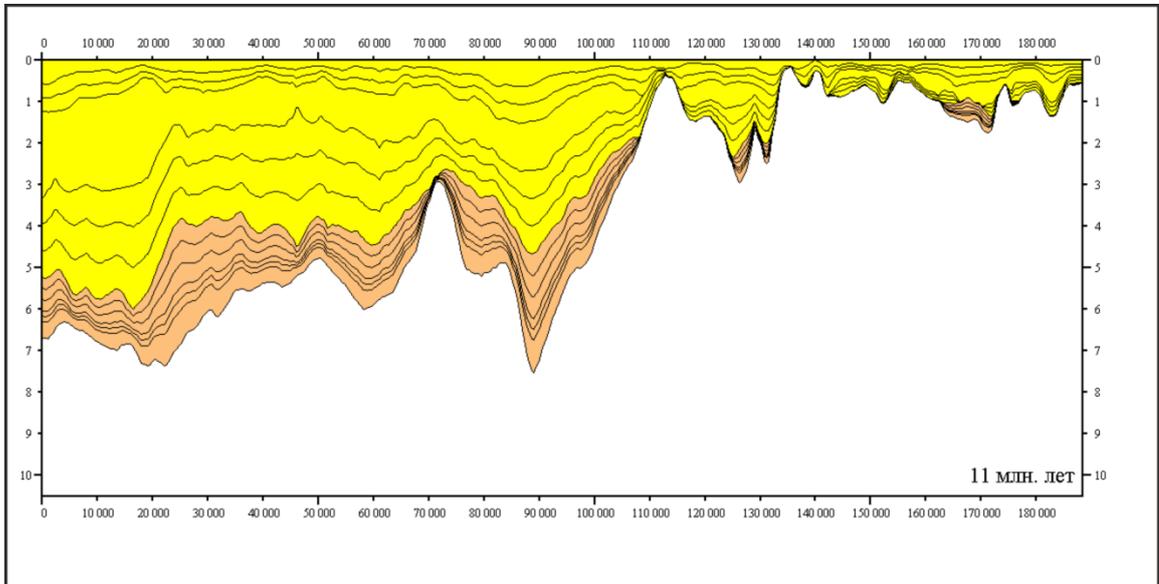
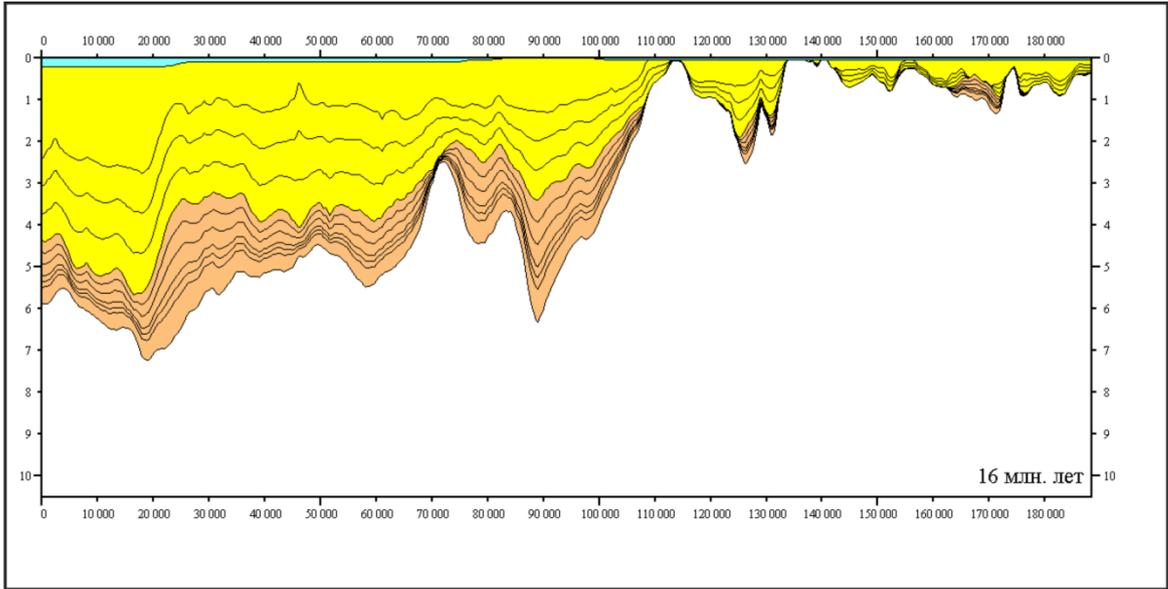


Рисунок 6.8. График истории погружения псевдоскважины 1



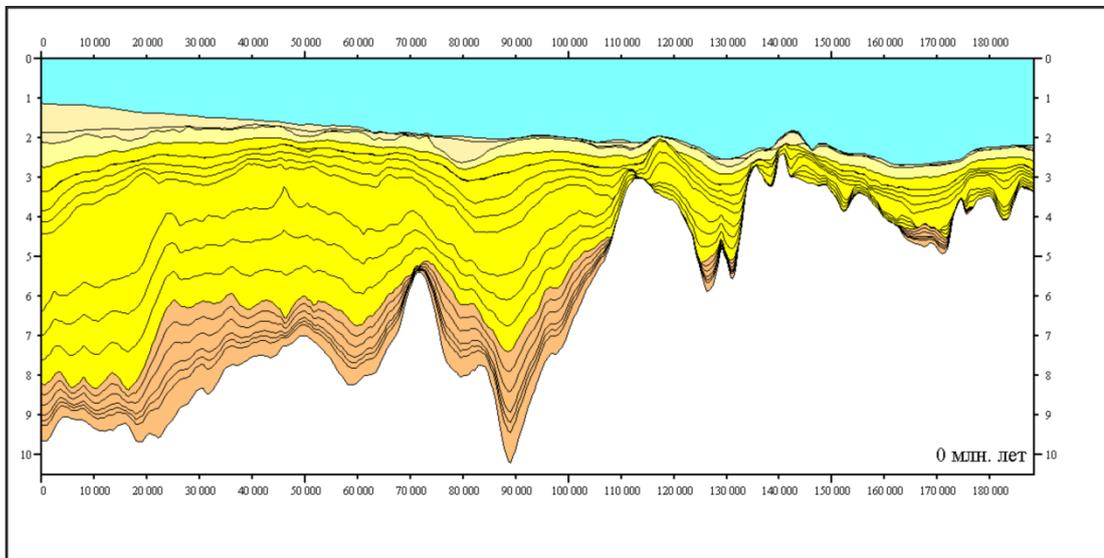
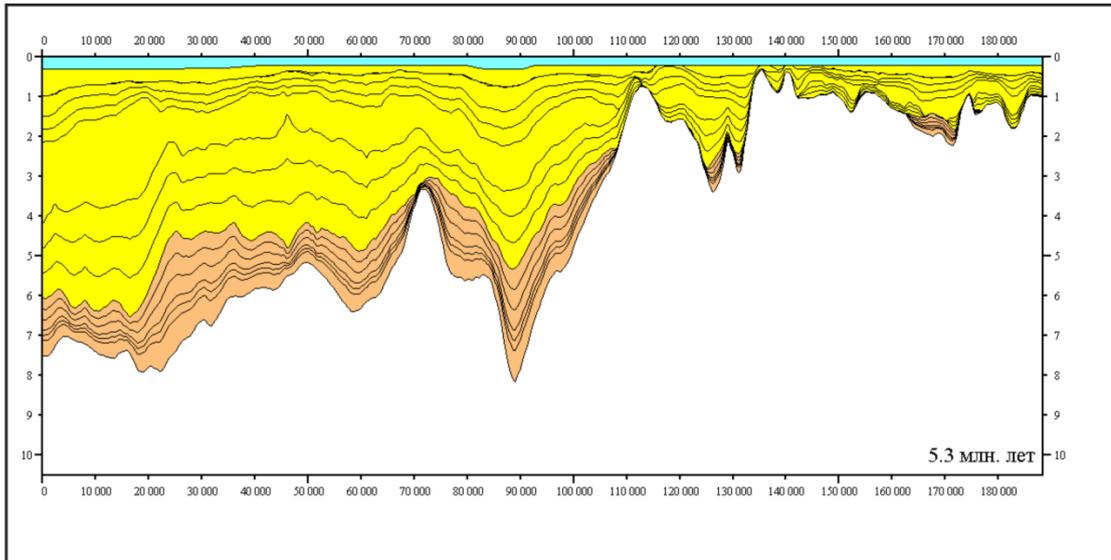
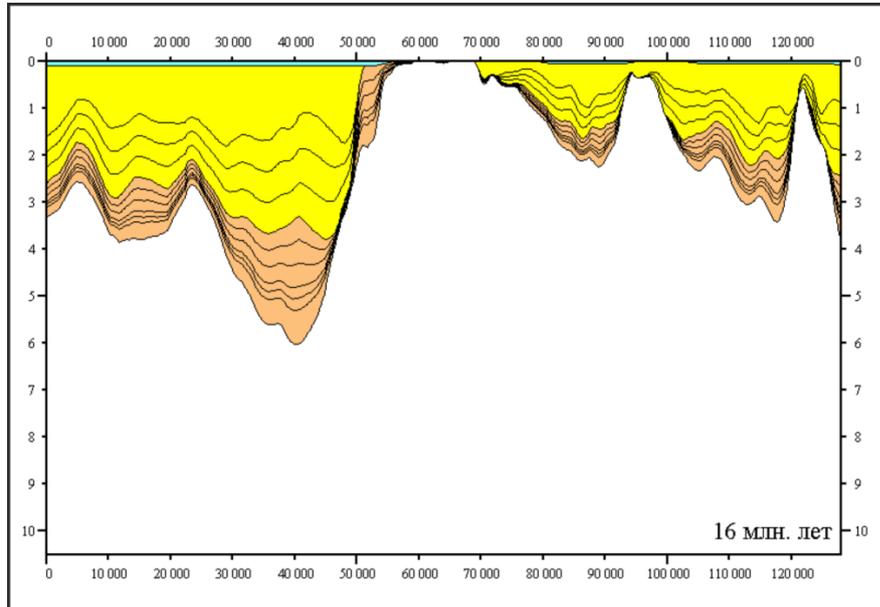
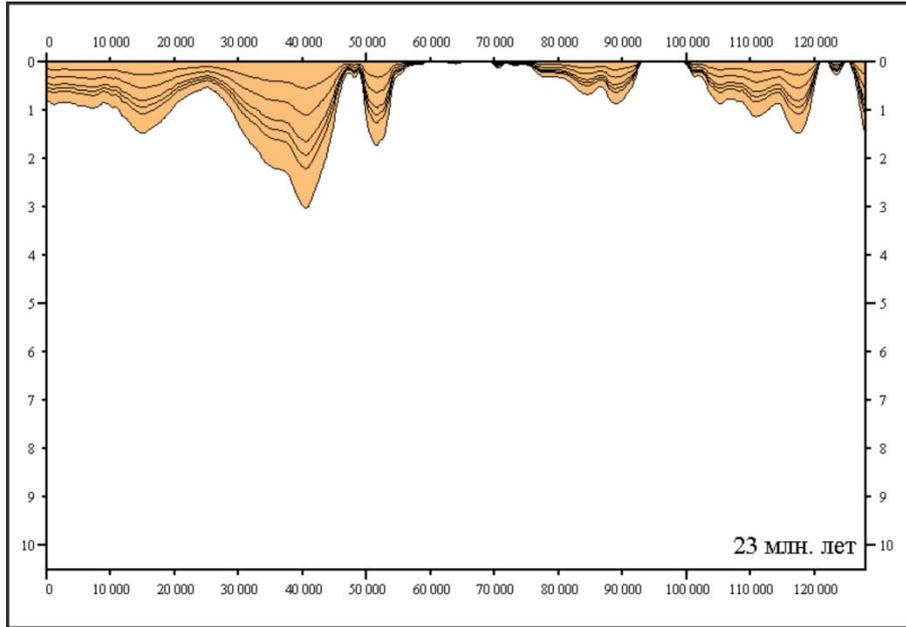
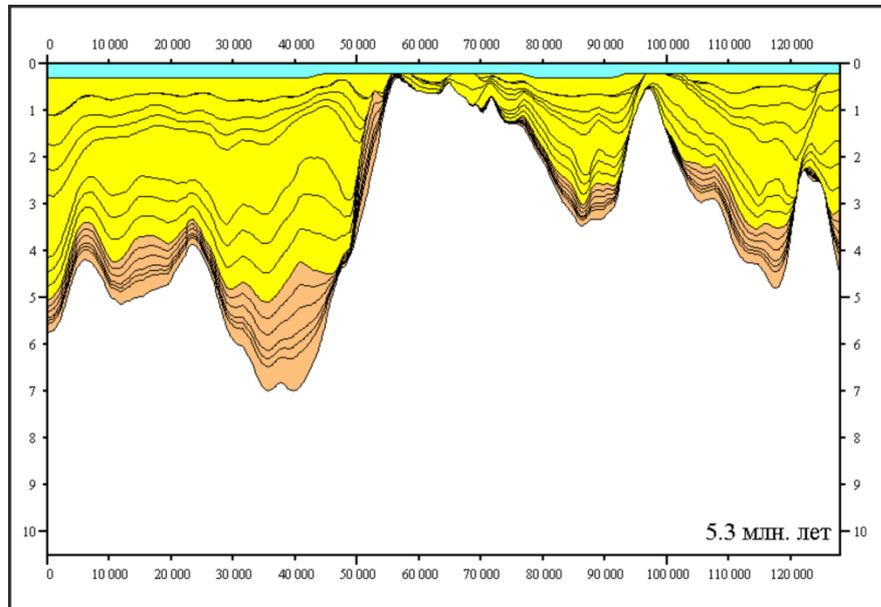
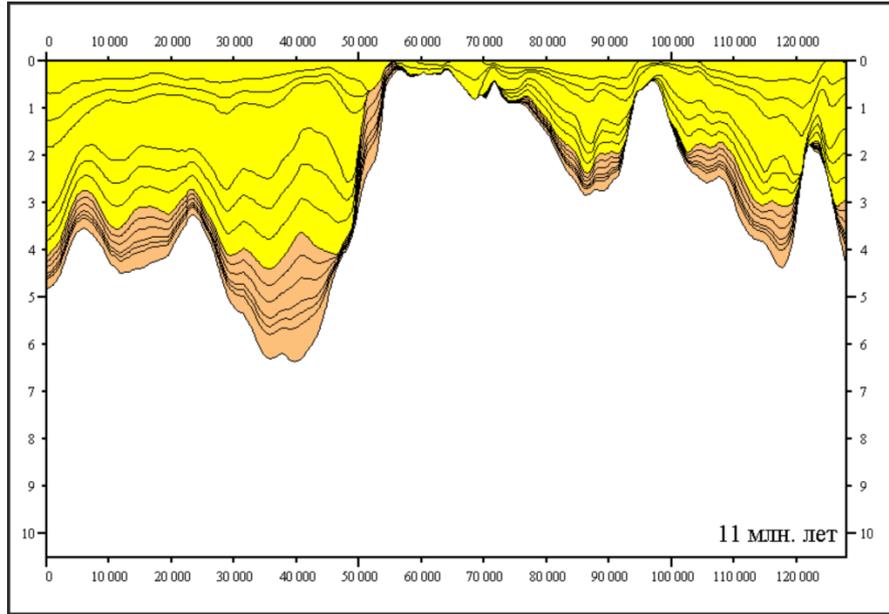


Рисунок 6.10. Реконструкция истории погружения вдоль профиля А-А'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - ЮЗ-СВ)





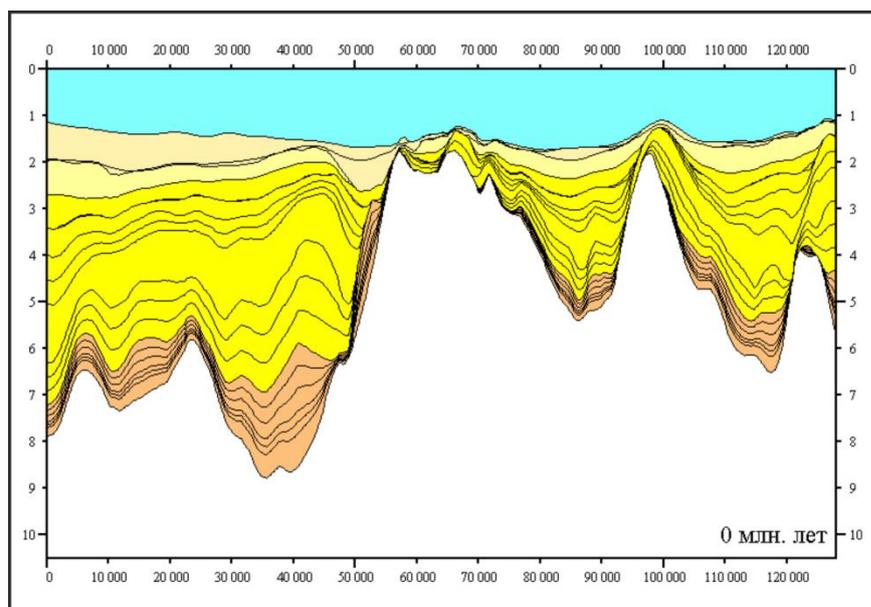
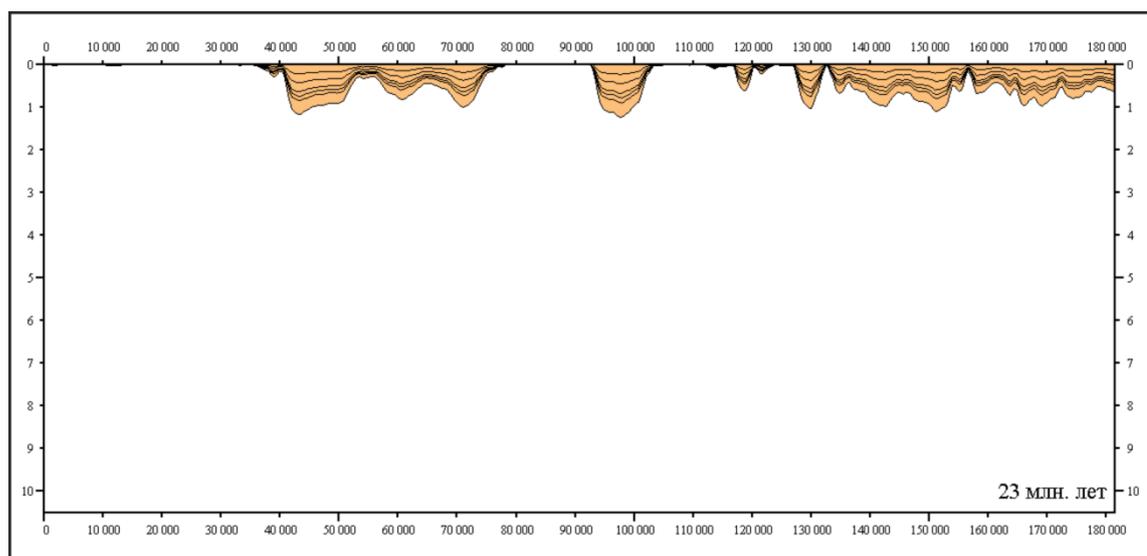
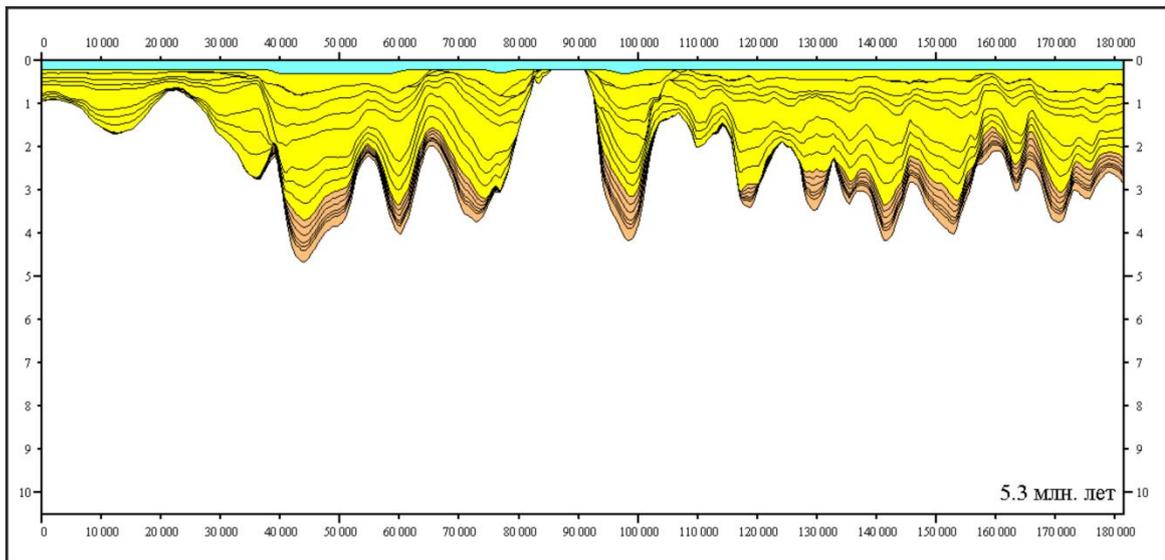
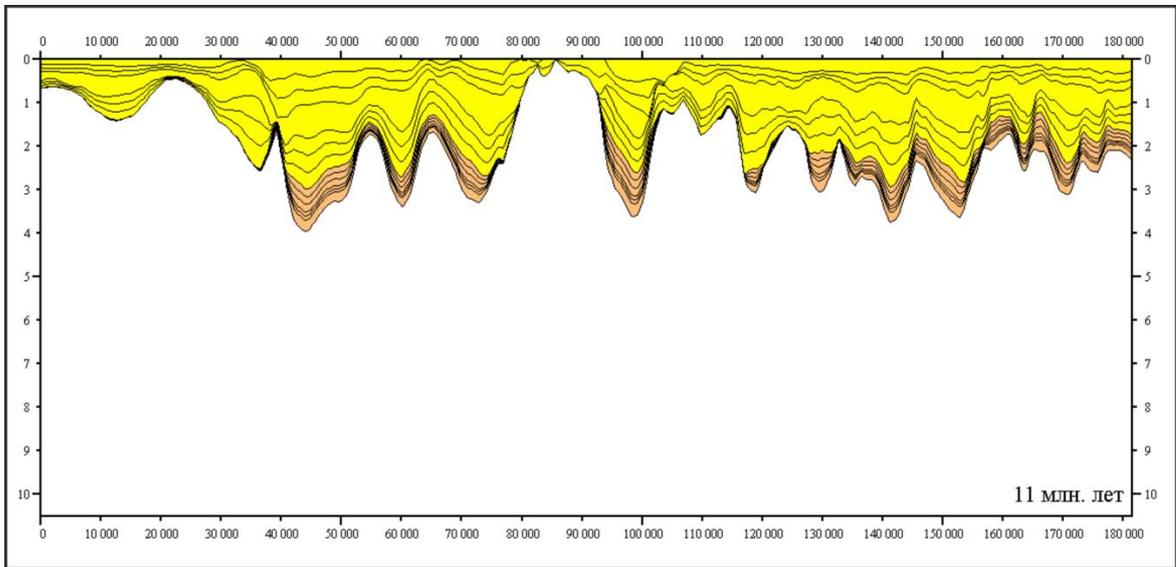
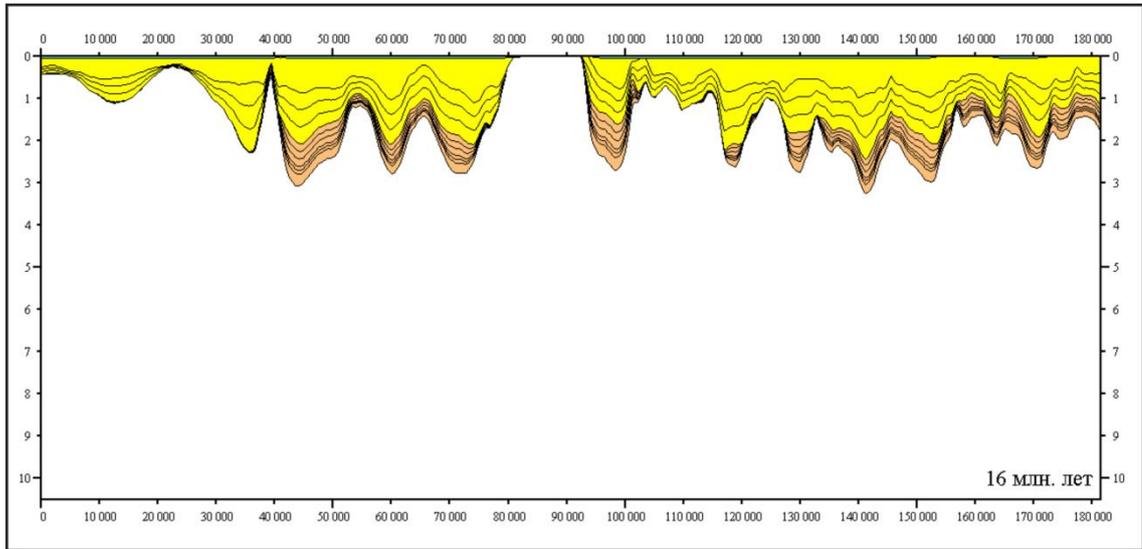


Рисунок 6.11. Реконструкция истории погружения вдоль профиля С-С'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)





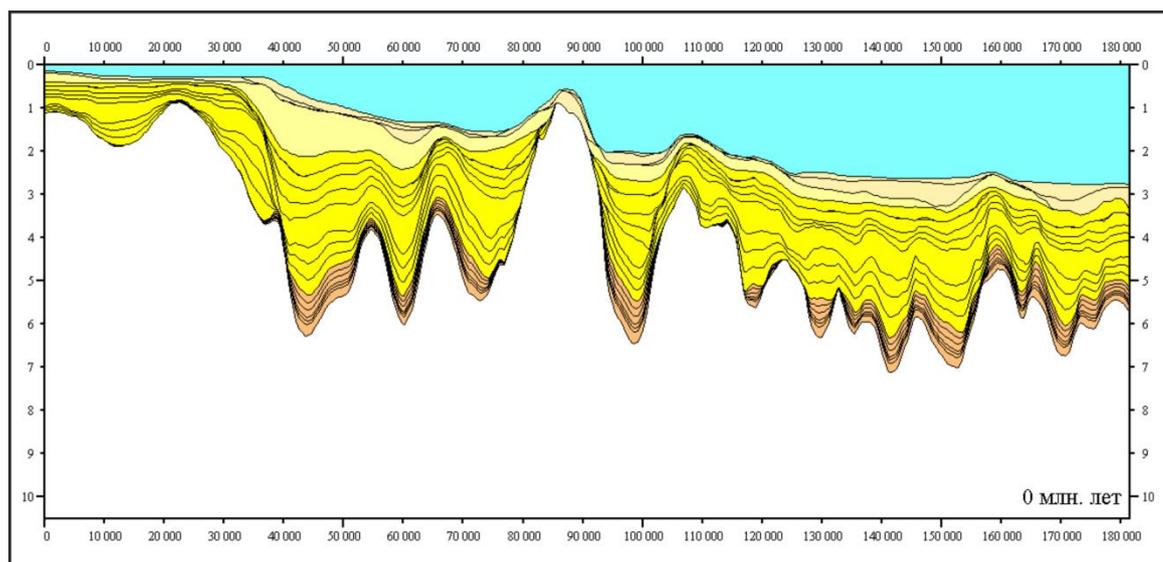


Рисунок 6.12. Реконструкция истории погружения вдоль профиля В-В'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)

По результатам реконструкции эволюции структурного плана могут быть сделаны следующие основные выводы:

- наибольшее расхождение в современном структурном плане соседних горизонтов мы наблюдаем между поверхностями Н200 (подошва чехла) и Н180 (кровля олигоцена);
- структурный план поверхностей от Н180 до Н20 в основном совпадает (при наличии значительных расхождений на более крупных масштабах);
- на некоторых структурных поднятиях различаются структурные планы горизонтов Н-100 и Н-80, Н-80 и Н-76 но эти различия имеют скорее локальный характер;
- общий структурный план области в основном был сформирован к раннему миоцену, дальнейшее развитие структурного плана происходило унаследованным образом;
- в конце среднего – начале позднего миоцена имела место структурная перестройка, приуроченная к областям поднятий;

- в плиоцен-четвертичное время область испытывала ускоренное погружение при дефиците осадочного материала, выразившееся в формировании глубоководного морского бассейна к современному моменту;
- амплитуда структур менялась со временем; наибольший рост амплитуд структур имел место в среднем миоцене.

6.3. Модель термальной истории и генерации УВ

Модель прогрева осадочного чехла моделируемой области рассчитывалась путем численного решения уравнения теплопереноса с заданными двумя граничными условиями: температурой на верхней границе и тепловым потоком на нижней границе области счета. Область счета включала в себя не только осадочный чехол, но также и всю кору и мантийную часть литосферы (рис. 6.13). Таким образом, нижнее граничное условие представляет собой тепловой поток из астеносферы в литосферу. Такой выбор области счета был обусловлен следующими соображениями: тепловой поток из астеносферы в литосферу обусловлен в первую очередь мантийными процессами (мантийная конвекция), которые имеют достаточно большие характерные времена (десятки и сотни миллионов лет) и большие характерные пространственные размеры (сотни и тысячи километров). Поэтому тепловой поток из астеносферы в литосферу намного менее изменчив как во времени так и по латерали, в сравнении, например, с тепловым потоком на подошве коры или с тепловым потоком в основании осадочного чехла, которые помимо своей высокой пространственной и латеральной variability, обусловленной сравнительно малыми характерными временными и пространственными размерами контролирующих процессов, также зависят и от нестационарности самого процесса теплопереноса; все это делает задание нижнего граничного условия в основании осадочного чехла или на границе Мохоровичича весьма трудной (почти не решаемой корректно) задачей. С другой стороны, задание нижнего граничного условия на подошве литосферы, ввиду слабой временной и

пространственной изменчивости этого параметра, позволяет намного эффективнее выполнить подбор нижнего граничного условия.

Помимо двух граничных условий термальный режим осадочного бассейна подвержен влиянию также и ряда процессов, из которых в модели принимались во внимание процессы рифтогенеза и интрузивного прогрева коры.

Граничные условия модели прогрева и параметры процессов рифтогенеза сперва калибровались по скважинам с имеющимися измерениями палеотемпературных реперов.

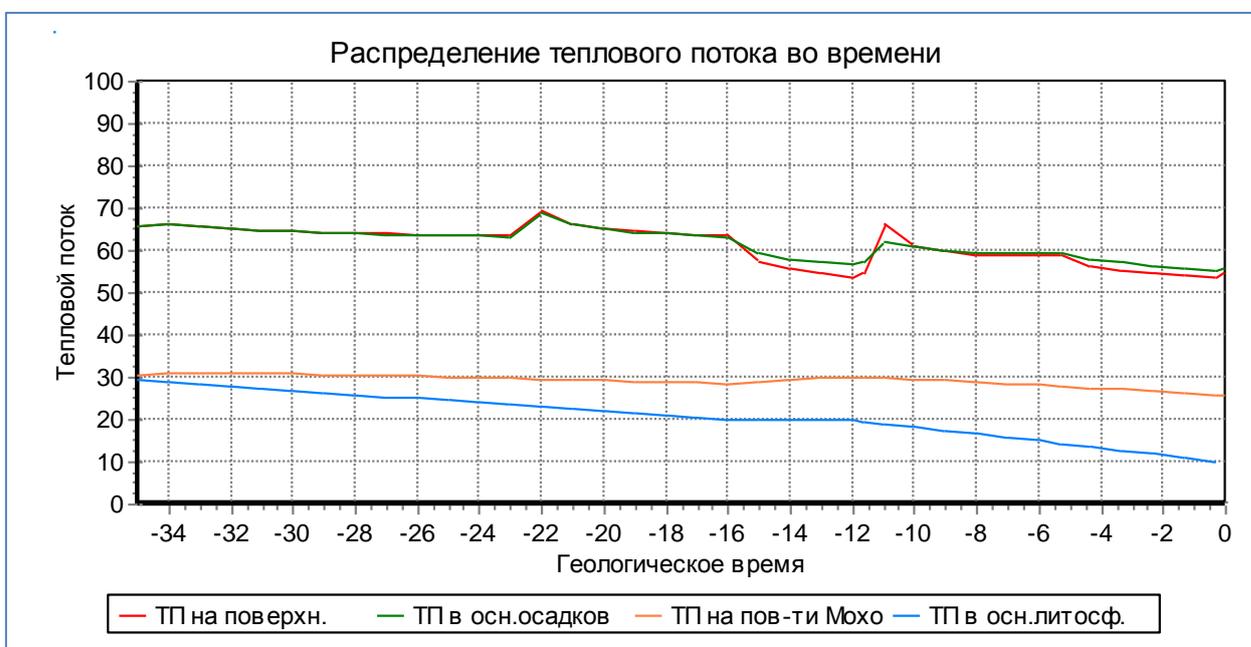


Рисунок 6.13. Тепловой поток в основании литосферы и на поверхности (мВт/м²)

6.4. Калибровка модели прогрева: 1D моделирование истории по скважинам

Для построения корректной модели прогрева необходимо выполнить калибровку граничных условий этой модели с использованием имеющихся данных палеотемпературных реперов. В качестве палеотемпературных реперов использовались современные замеры температур в скважинах,

показатель отражающей способности витринита в масле (R_o), значения T_{max} пиролиза (сконвертированные в R_o) и кривая тектонического погружения.

Калибровка была выполнена для 2 скважин, расположенных в непосредственной близости к изучаемому участку, - 04-3-BC-IX и 05-1B-TL-2X.

Современная мощность осадков в скважинах варьируется от 2,8 до 4.55 км. При моделировании были введены несколько фаз эрозии. Результаты одномерного моделирования представлены на рис. 6.14 - 6.17. На рис. 6.14, 6.16 представлены результаты сравнения измеренных и расчетных значений палеотемпературных реперов для калибровочных скважин. На рис. 6.15, 6.17 показаны термальная история и история созревания УВ (выраженная через ПОС витринита) для калибровочных скважин. Шкала ПОС витринита (нижний график на рисунках) подобрана таким образом, чтобы красный цвет соответствовал пику нефтегенерации (нефтяное окно), а фиолетовый – пику газогенерации (газовое окно).

По результатам калибровочных расчетов можно заключить, что имеющиеся данные допускают подбор параметров модели прогрева, обеспечивающий хорошее согласие расчетных и измеренных значений палеотемпературных реперов. В свою очередь, достигнутое хорошее согласие измеренных и расчетных значений палеотемпературных реперов свидетельствует о том, что параметры (граничные условия) модели прогрева были выбраны корректно, что позволяет ожидать корректных результатов моделирования истории прогрева, использующей те же параметры.

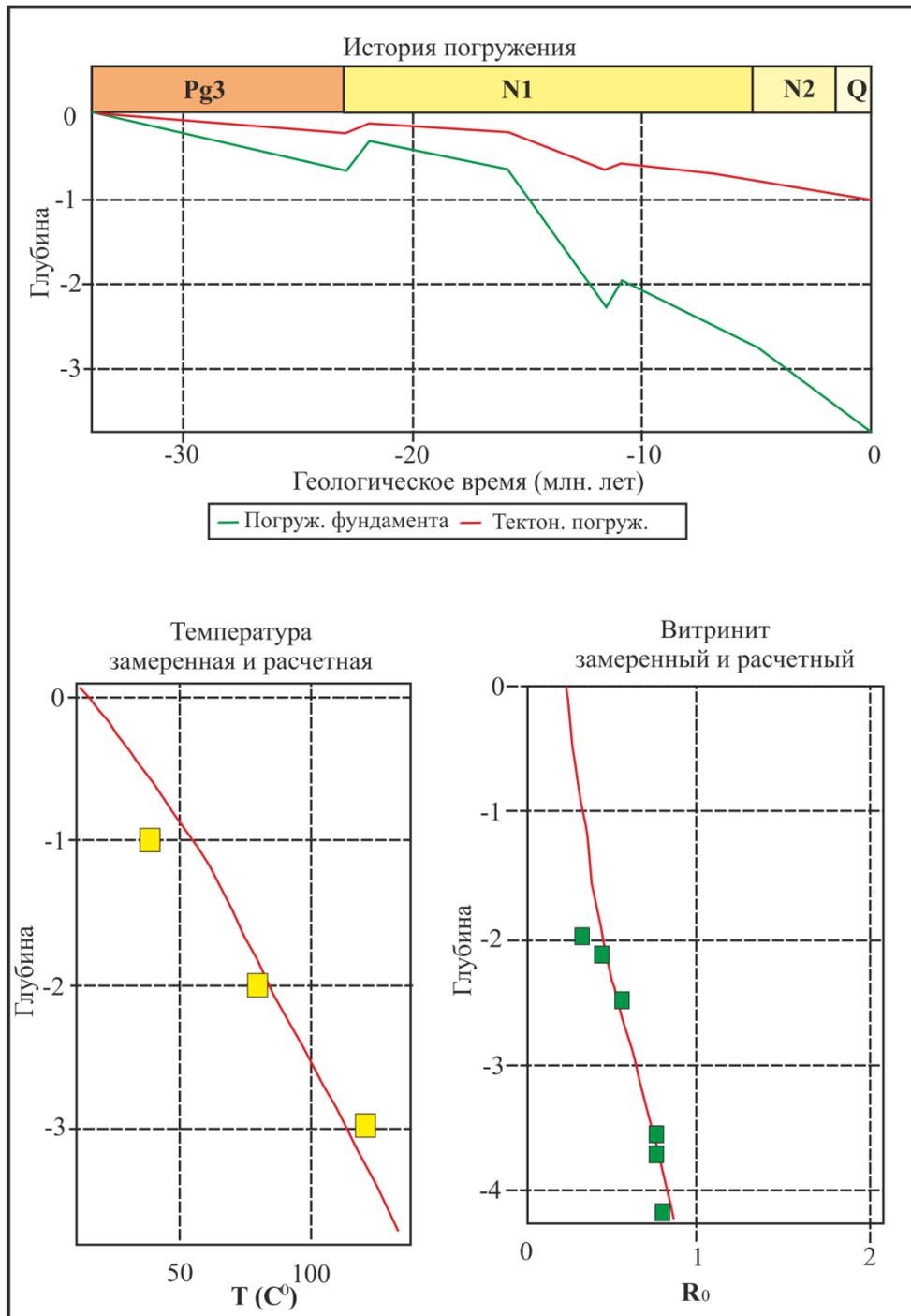


Рисунок 6.14. Сравнение измеренных и рассчитанных значений палеотемпературных реперов: современной температуры, показателя отражающей способности витринита и кривой тектонического погружения, - для скважины 04-3-BC-IX

Верхний рисунок – графики погружения фундамента(зеленый) и тектонического погружения (красный);Нижний- калибровка тепловой истории по современным замерам температуры (слева) и витринита (справа). Желтые точки – замеренные значения, красная линия - расчетные.

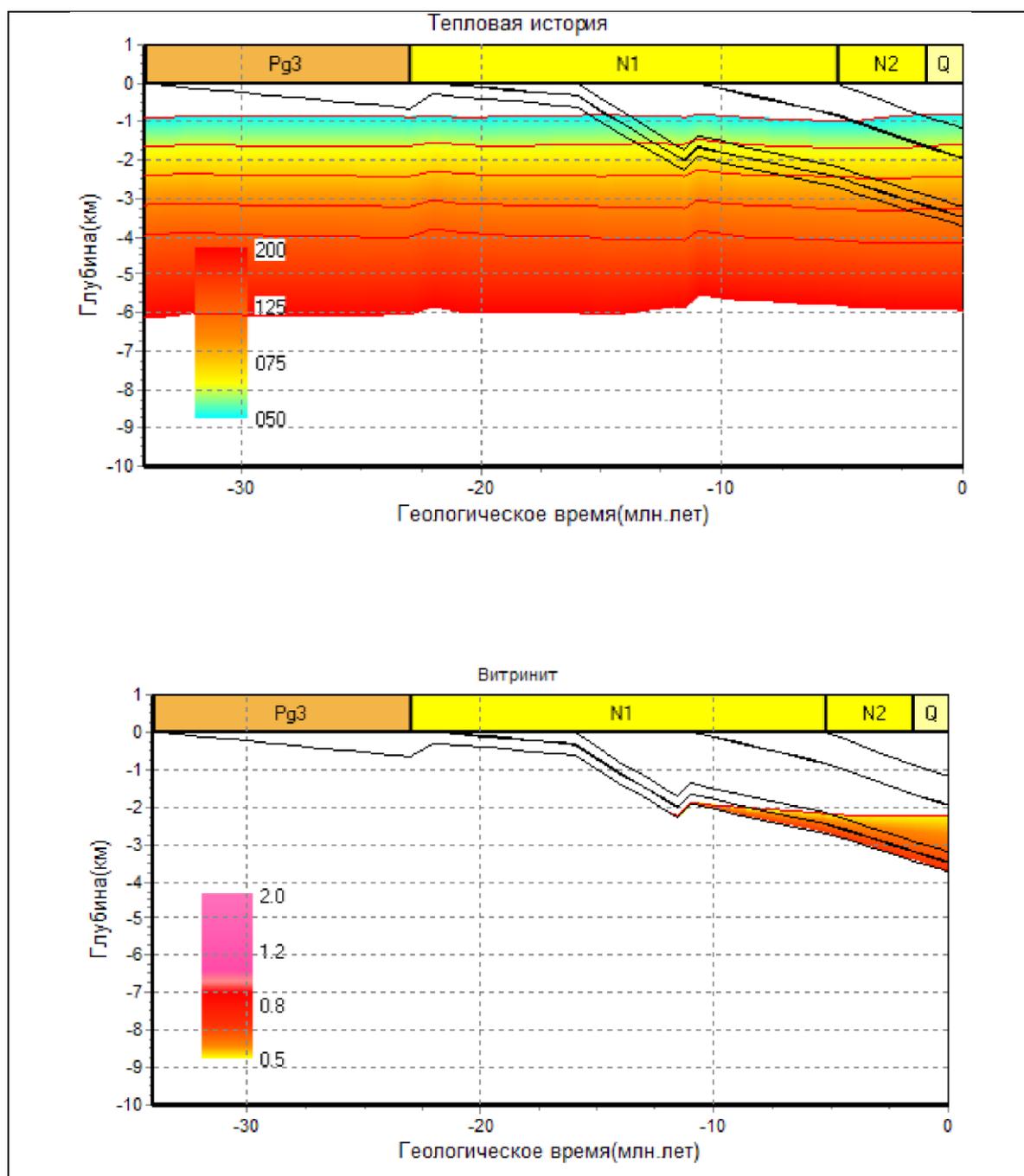


Рисунок 6.15. История прогрева и история созревания ОВ для скважины 04-3-BC-IX

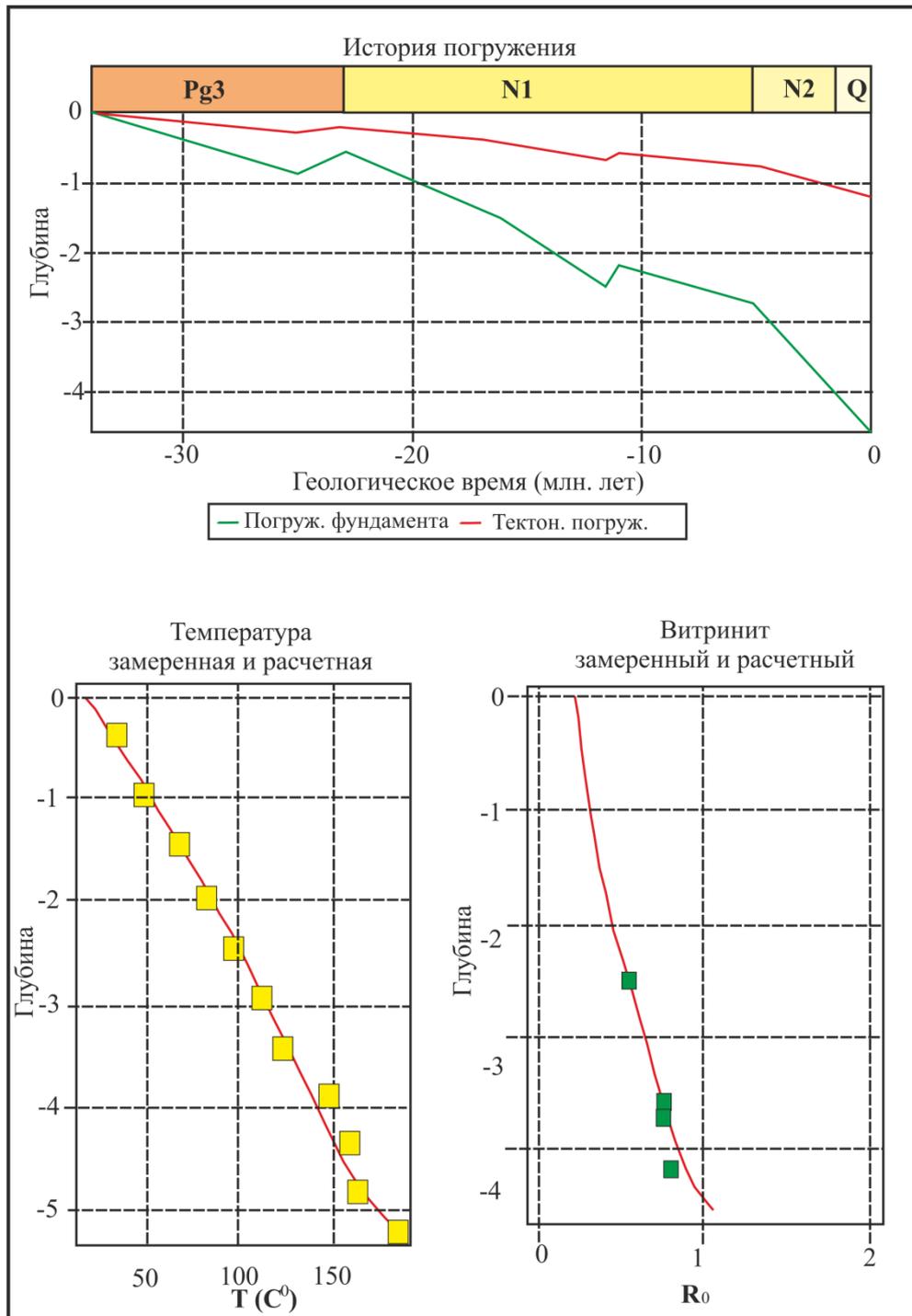


Рисунок 6.16. Сравнение измеренных и рассчитанных значений палеотемпературных реперов: современной температуры, показателя отражающей способности витринита и кривой тектонического погружения, - для скважины 05-1В-ТЛ-2Х

Верхний рисунок – графики погружения фундамента(зеленый) и тектонического погружения (красный);Нижний- калибровка тепловой истории по современным замерам температуры (слева) и витринита (справа). Желтые точки – замеренные значения, красная линия - расчетные.

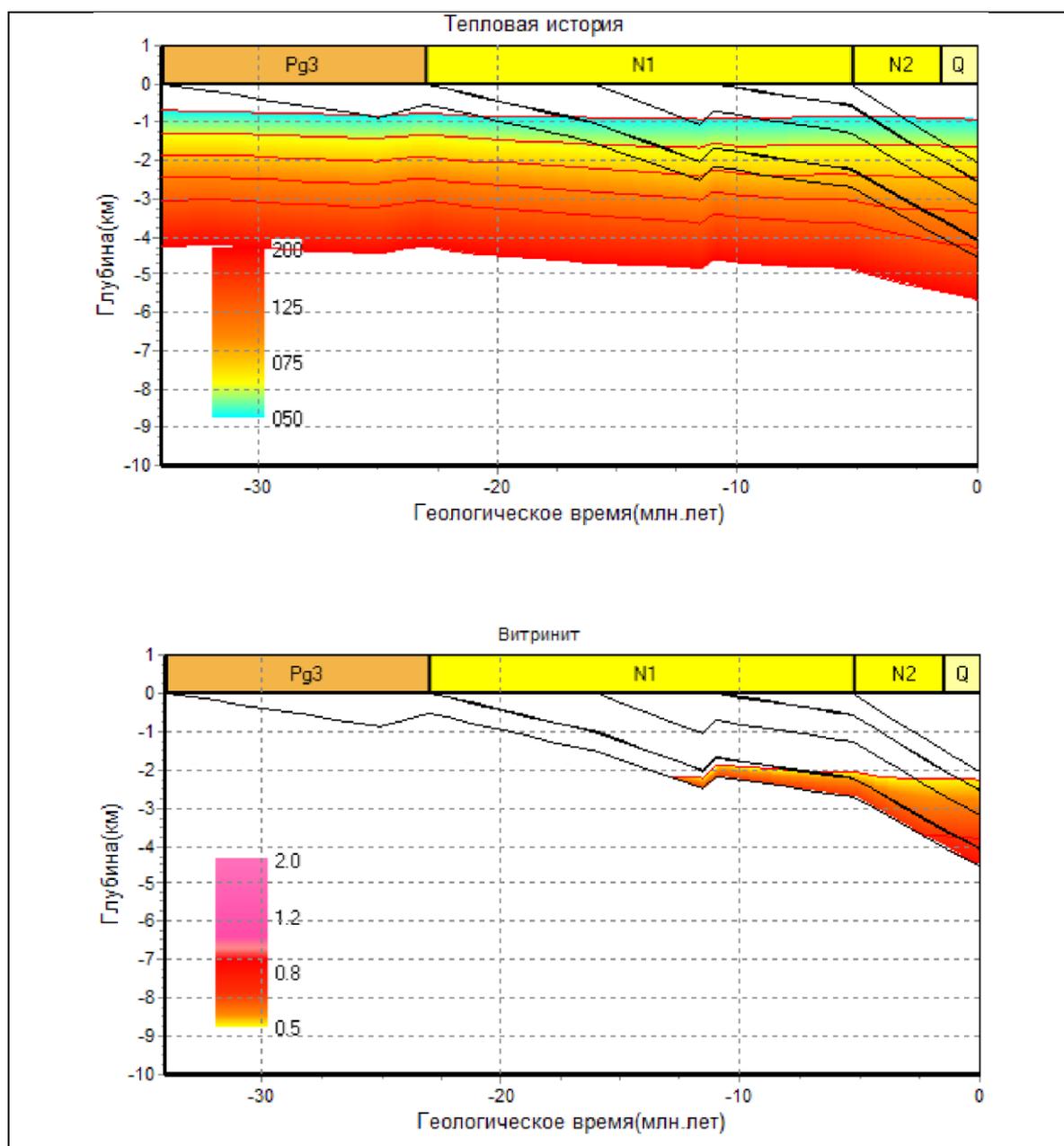


Рисунок 6.17. История прогрева и история созревания ОБ для скважины 05-1В-ТЛ-2Х

6.5. Моделирование истории прогрева и нефтегазогенерации

Основными целями моделирования истории прогрева и нефтегазогенерации было определение для каждой из потенциальных нефтегазоматеринских свит:

- очагов генерации УВ (пространственной локализации кухни УВ),
- тайминга процессов нефтегазогенерации,

- критического момента УВ системы,
- количества сгенерированных углеводородов, нефти и газа в отдельности.

Граничные условия (и прочие исходные данные) модели прогрева брались на основании калибровки, представленной в предыдущем разделе.

Теплофизические параметры пород определялись на основе теплофизических параметров составляющих литотипов и заданных процентных содержаний литотипов в породе. Состав породы задавался на основе карт палеообстановок осадконакопления. Каждой специфической обстановке осадконакопления ставилась в соответствие та или иная петрофизическая фация, задаваемая процентными содержаниями основных литотипов. Так, например, полагалось, что отложения, накопившиеся в олигоцене в озерной обстановке состоят из 95% глин и 5% песчаников, а олигоценовые алювиальные отложения – из 45% алевролитов, 40% песчаников, 10% аргиллитов и 5% конгломератов.

В модели прогрева не учитывалось тепловое влияние магматических и вулканических процессов ввиду значительной неопределенности этого фактора.

6.6. Модель прогрева

Результаты термального моделирования представлены на рис. 6.18-6.22. На рис. 6.7. показано расположение профилей и псевдоскважин, использованных для иллюстрации результатов моделирования. На рис. 6.18-6.19 представлены графики истории погружения и прогрева для 2-х псевдоскважин, расположенных в погруженных частях Юго-Западного и Северо-Восточных прогибов.

На рис. 6.20.-6.22 представлены результаты расчета эволюции палеотемператур для 3-х двумерных разрезов по линиям, ориентированным вдоль и поперек изучаемого участка. В рисунках на палеоразрезах на избранные моменты геологического времени показаны распределения

температур на ЭТОТ момент.

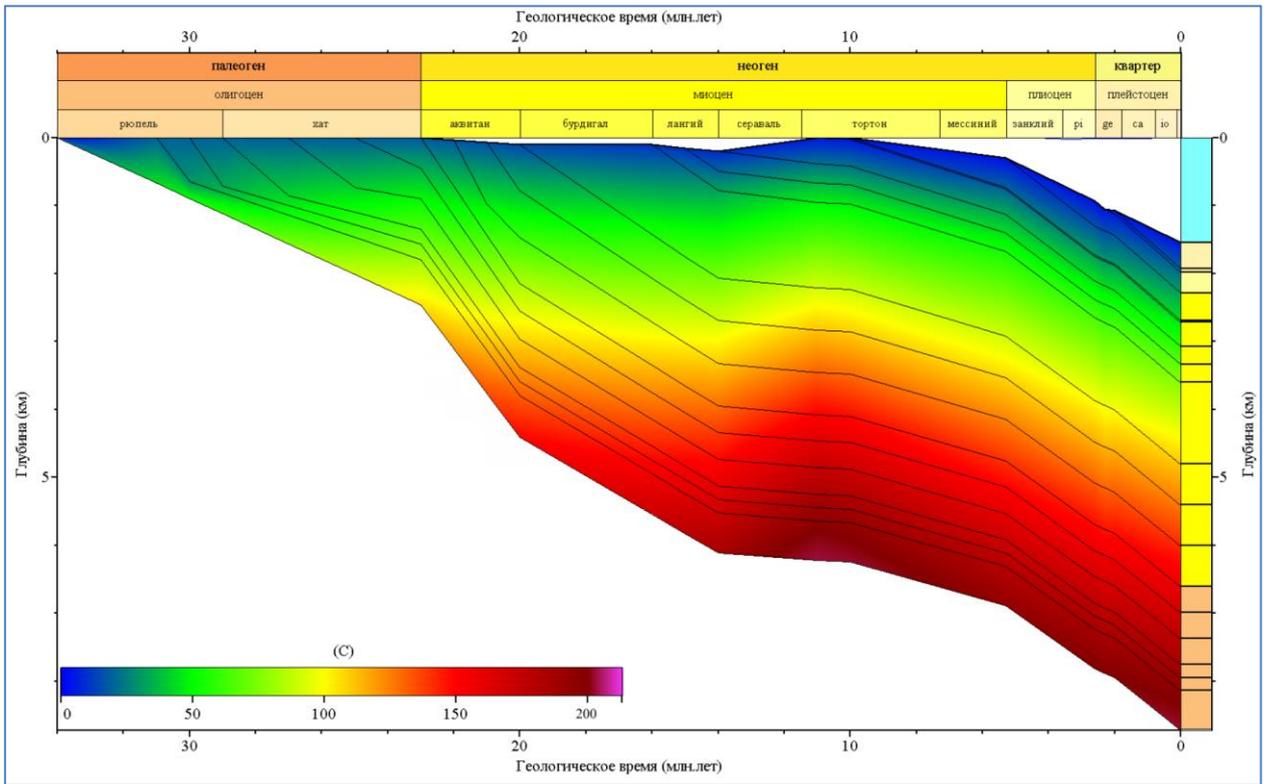


Рисунок 6.18 История прогрева псевдоскважины 1

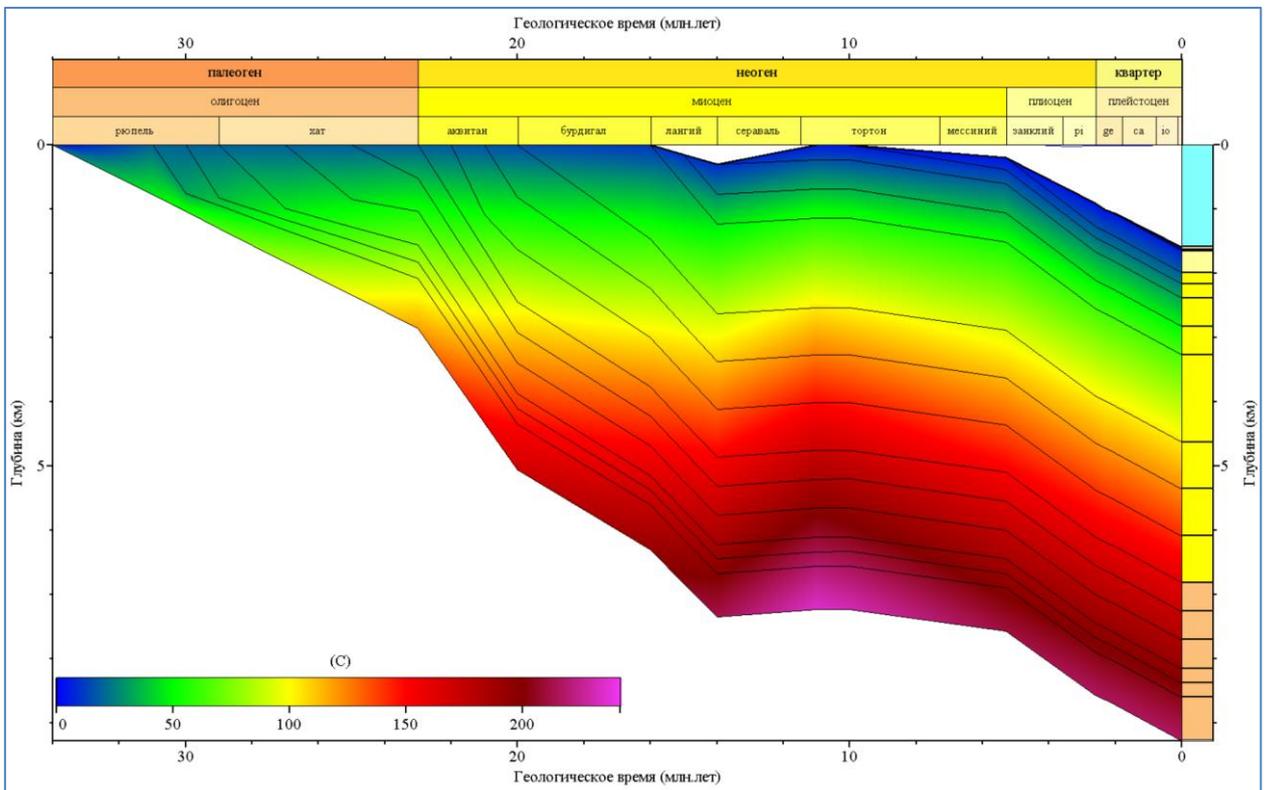
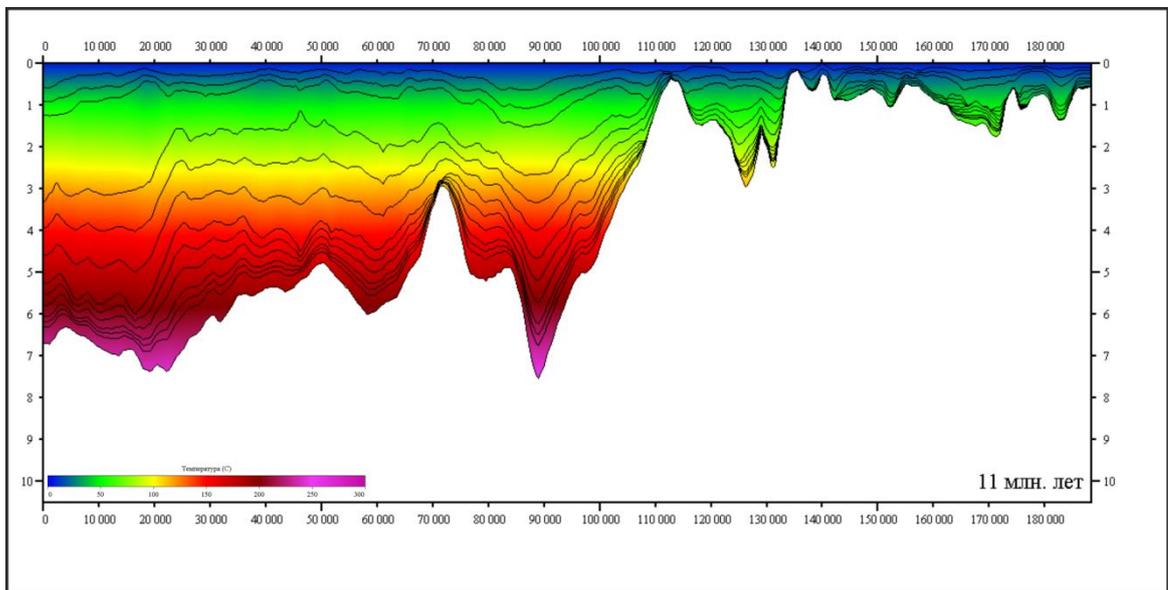
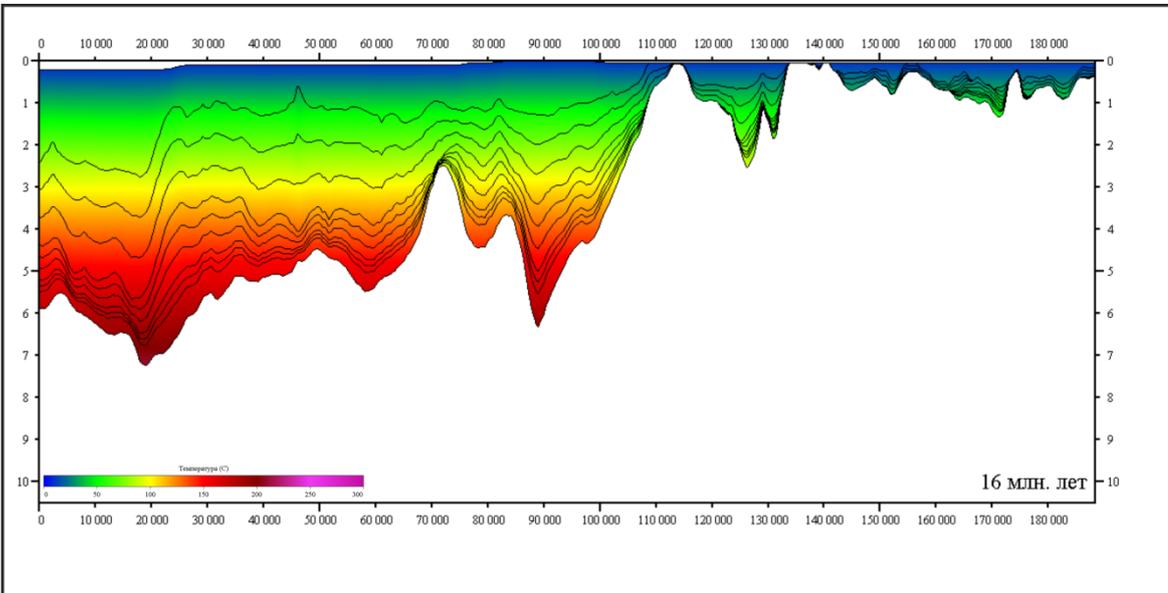
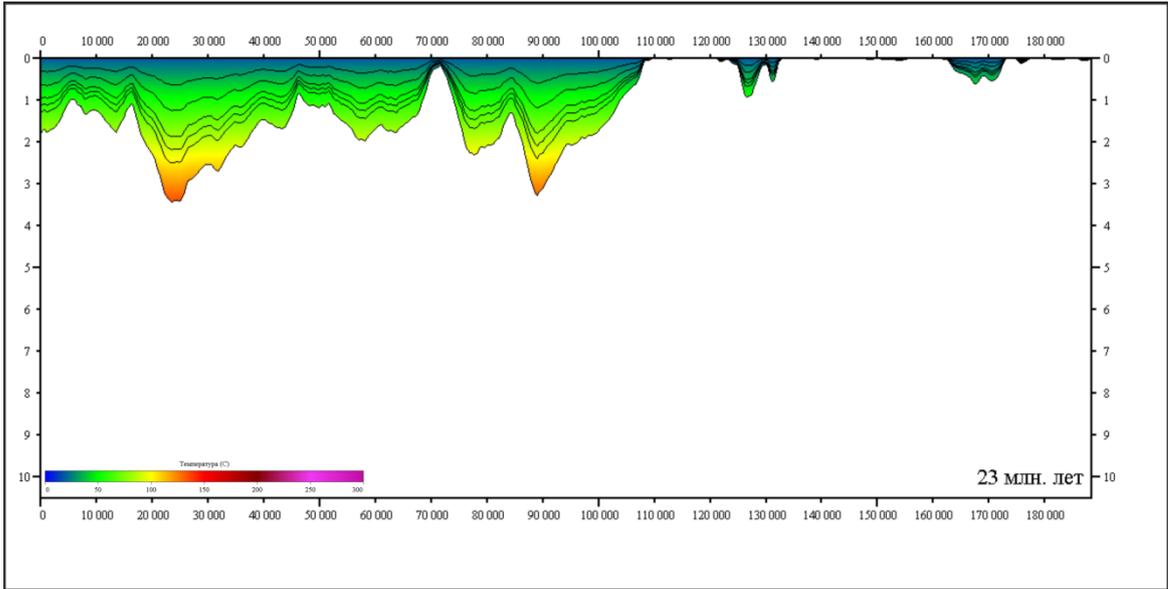


Рисунок 6.19 История прогрева псевдоскважины 2



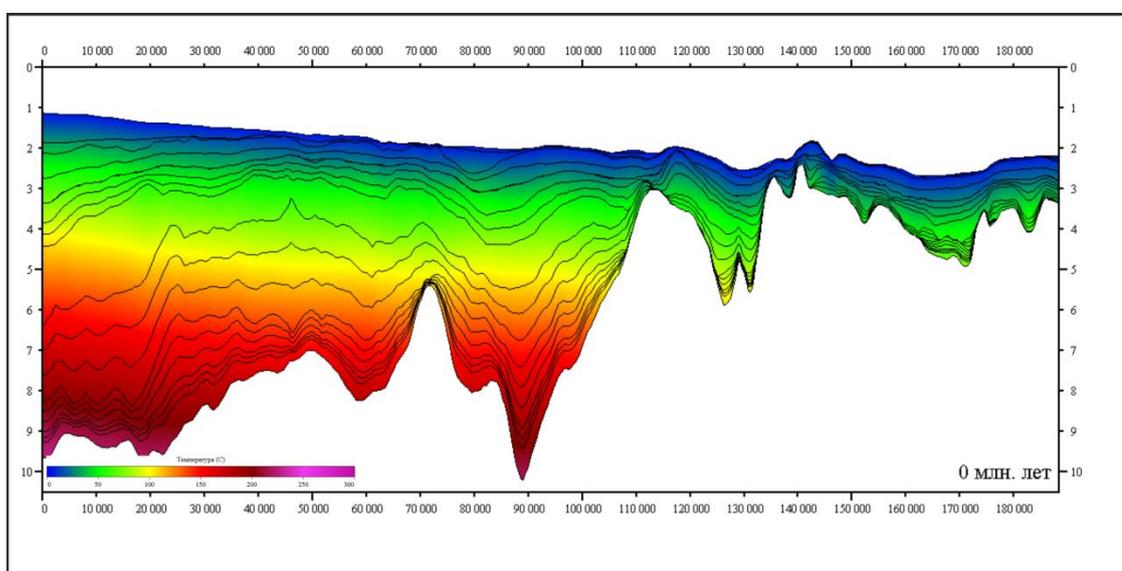
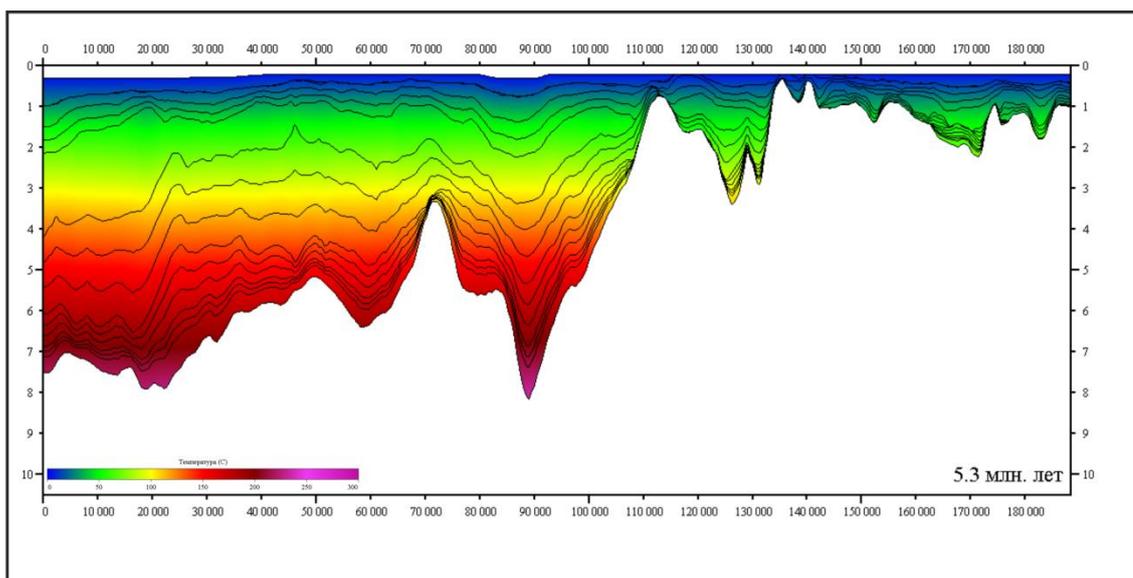
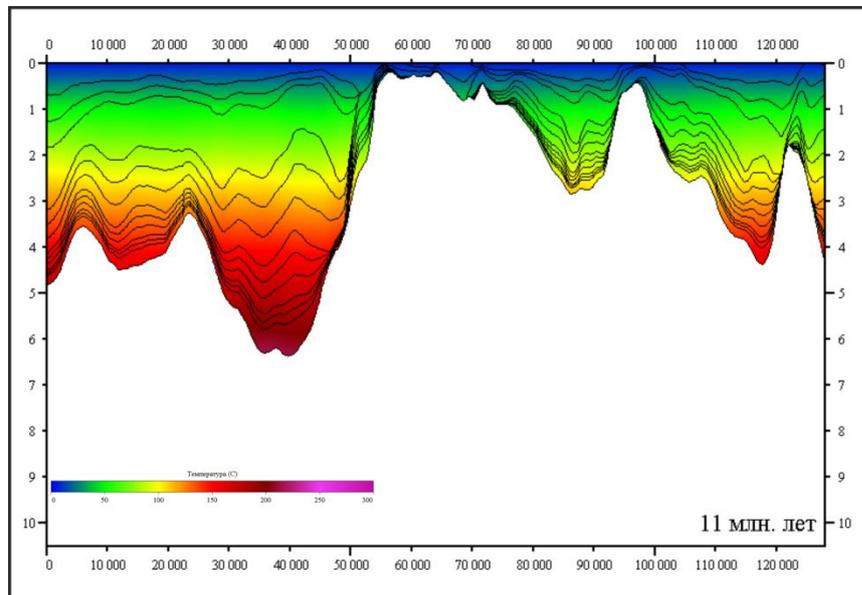
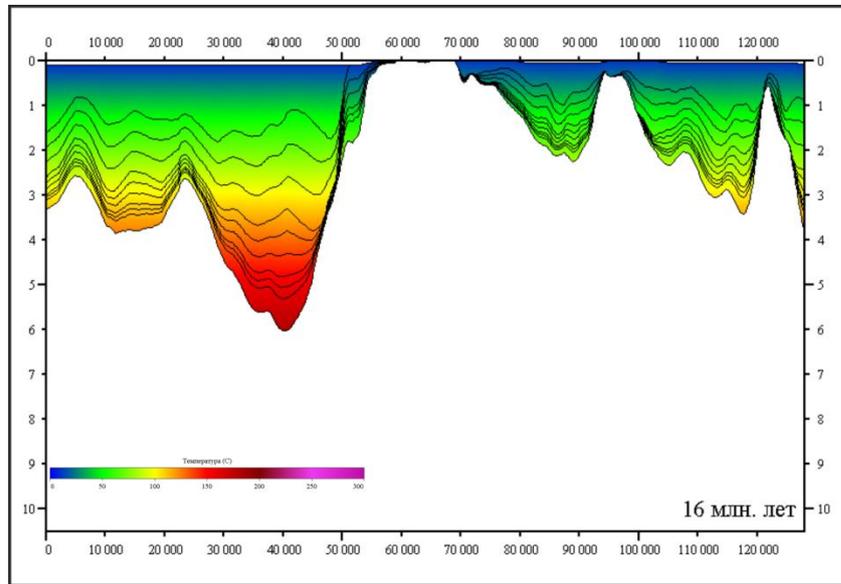
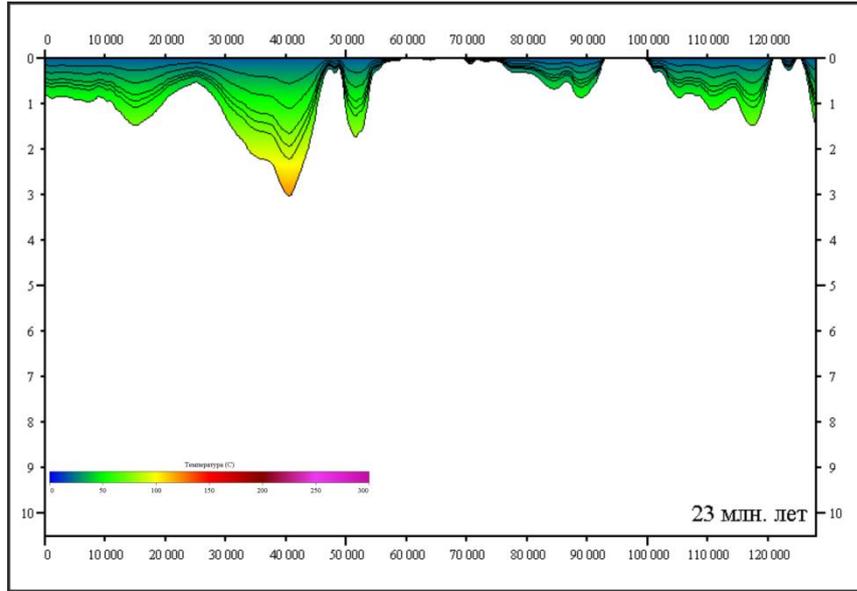


Рисунок 6.20. История прогрева вдоль профиля А-А'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - ЮЗ-СВ)



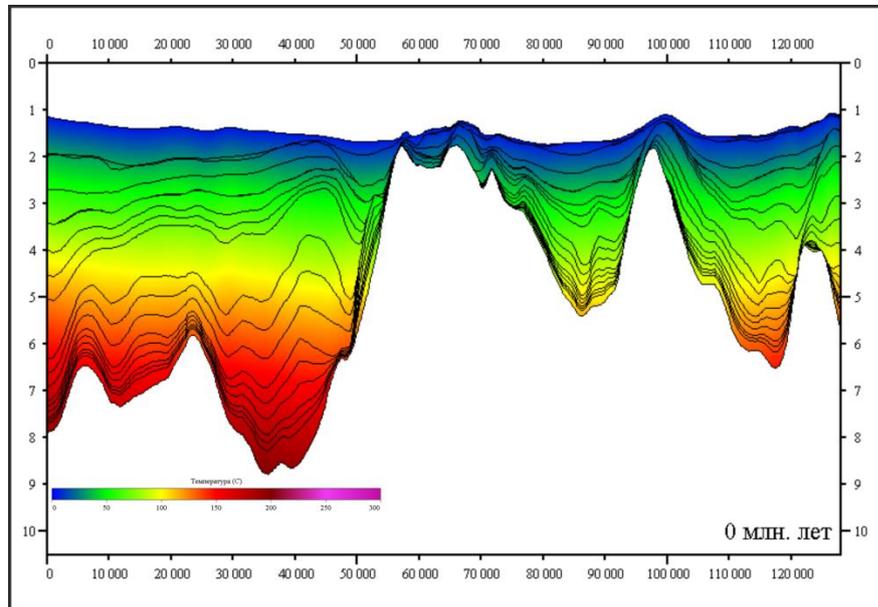
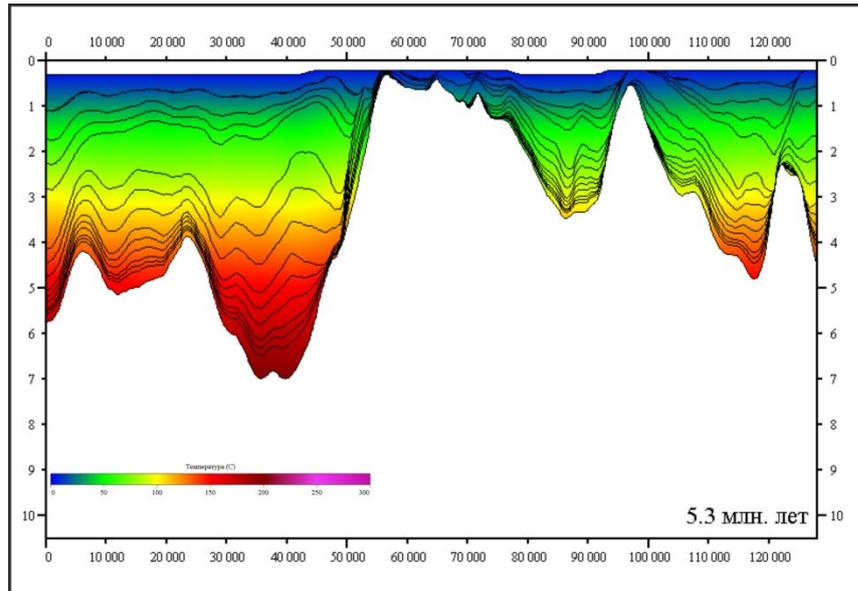
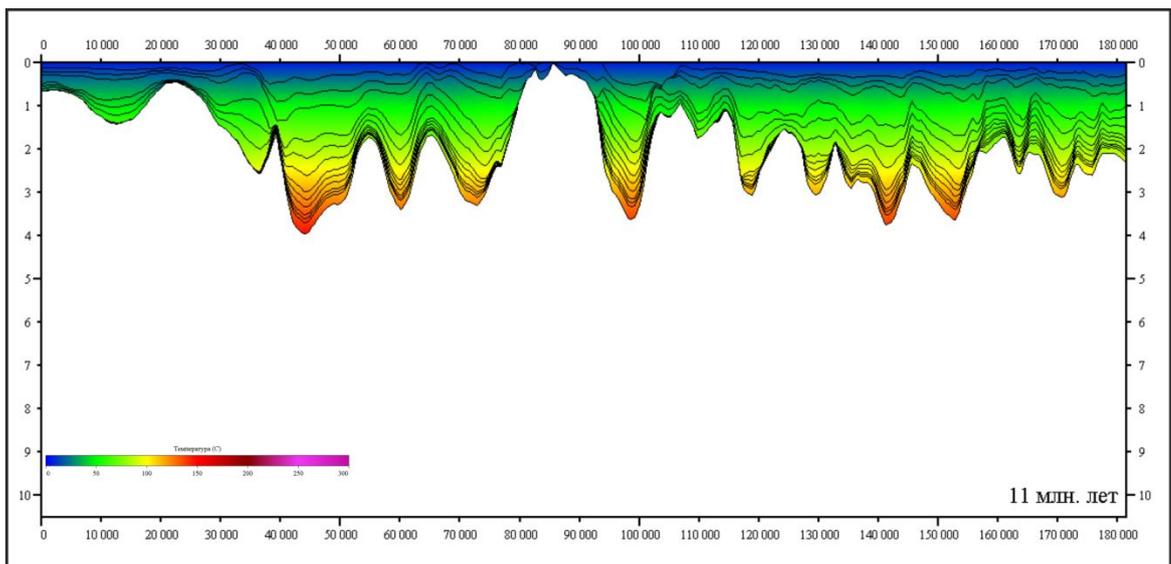
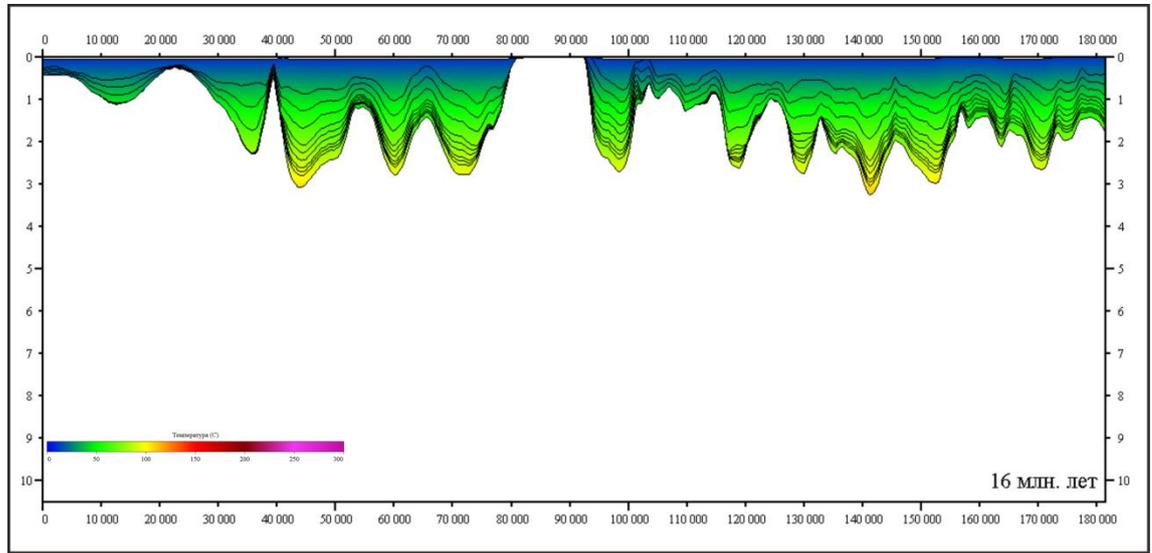
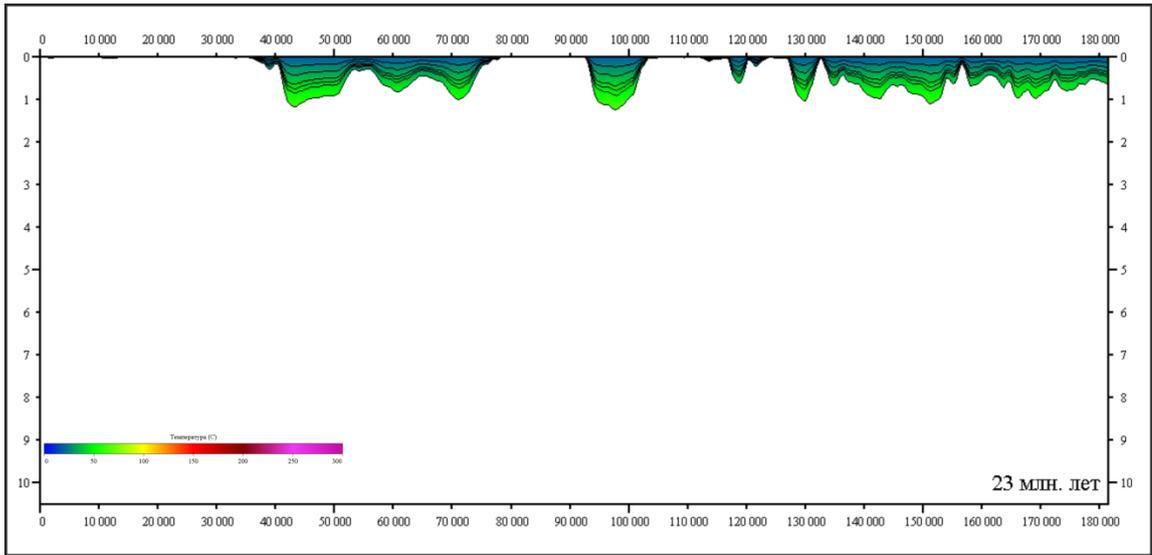


Рисунок 6.21. История прогрева вдоль профиля С-С'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)



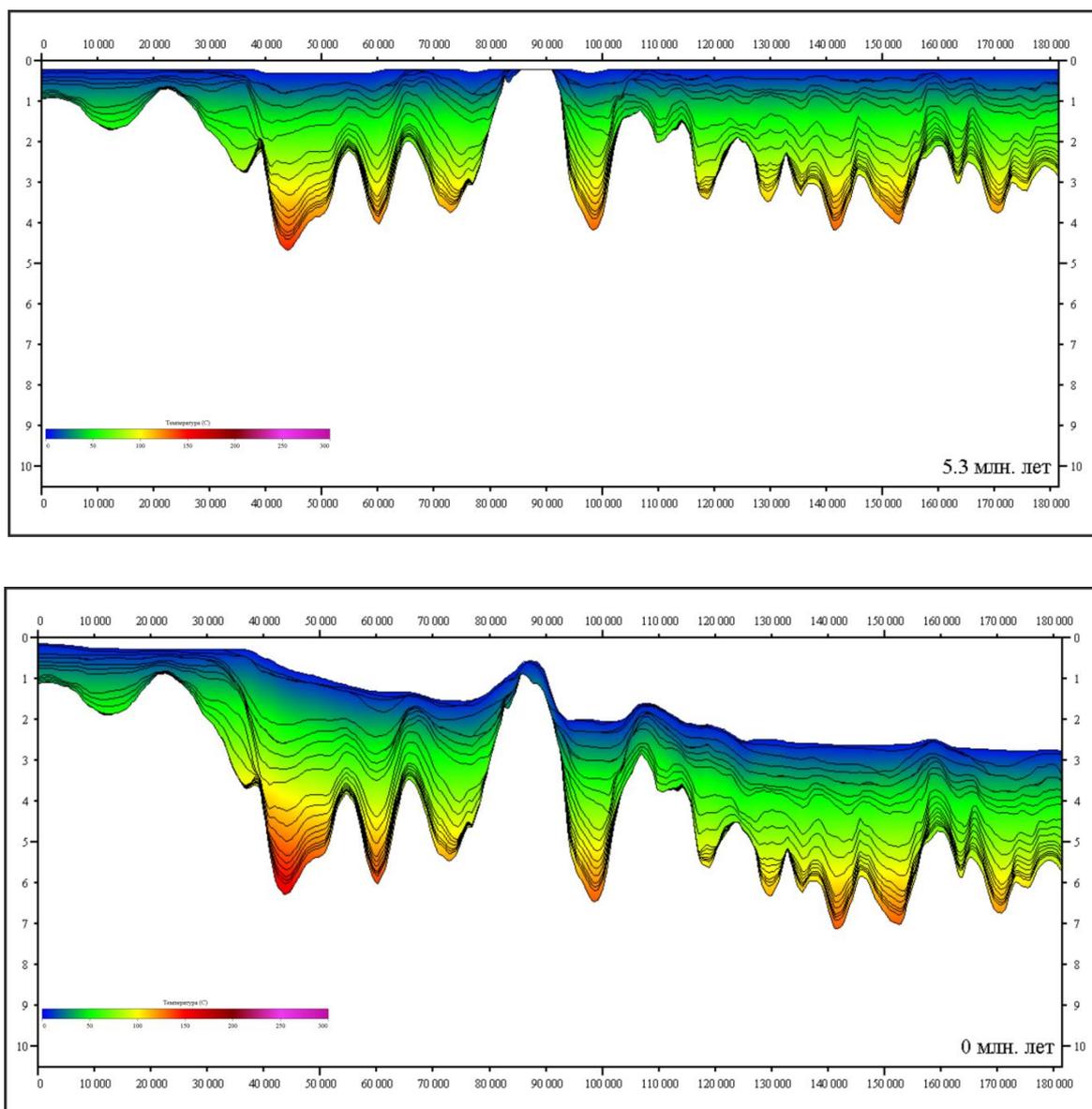


Рисунок 6.22. История прогрева вдоль профиля В-В'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)

Основные выводы, которые можно сделать по результатам моделирования истории прогрева, следующие:

- наиболее прогретыми являются те части моделированной области, которые наиболее погружены; температуры в грабенах Южно-Коншонского прогиба, в нижней части осадочного разреза достигают 250°C;
- в то же время, структурные возвышенности в пределах области моделирования (поднятие Фукуи, горсты Южно-Коншонского прогиба и

области Центральных поднятий) находятся в сравнительно холодных условиях с температурами в осадках не превышающими 100°C;

- нижнеолигоценовые толщи в пределах центральных частей прогибов в настоящий момент перегреты, в таких температурных условиях вероятны реакции вторичного крекинга УВ; максимальная температура в нижнеолигоценовых отложениях достигает 250°C, в среднем в прогибах температура варьируется в интервале 150-200°C; температурные условия в нижнеолигоценовых осадочных отложениях:

- на большей части Северо-Западного прогиба - 150-200°C, на западной оконечности - до 220°C;

- нижний олигоцен Юго-Западного прогиба наиболее прогрет, на большей его части температуры варьируются в пределах 200-250°C;

- нижний олигоцен Северо-Восточного прогиба – 160-200°C, локально до 250 °C;

- Восточная впадина наименее прогрета, температуры в нижнем олигоцене варьируются в интервале 100-150°C;

- Юго-Восточная впадина: 160-190°C, локально до 220°C;

- верхнеолигоценовые и нижнемиоценовые толщи в пределах прогибов в настоящий момент находятся в благоприятных температурных условиях для нефтегазогенерации; несмотря на то, что максимальная температура в верхнеолигоценовых-нижнемиоценовых отложениях достигает 230°C, в среднем в прогибах температура составляет 100-150°C; температурные условия в осадочных отложениях нижней части нижнего миоцена:

- Северо-Западный прогиб: на западе до 220°C, на большей части 120-180°C;

- Юго-Западный прогиб наиболее прогрет: в среднем 100-160°C, на западе до 230°C;

- Северо-Восточный прогиб: в среднем 130-150°C, локально до 210°C;

- Восточная впадина: в целом менее 130°C, на большей части менее 100°C;
- Юго-Восточная впадина: 120-170°C;
- Среднемиоценовые и вышележащие толщи только в пределах осевых частей прогибов достигли температурных условий, благоприятных для нефтегазогенерации, но в связи с ограниченностью этих зон существенное влияние на миграцию они не оказывают; максимальная температура на границе нижнего и среднего миоцена составляет 120°C, в среднем в прогибах температура варьируется в пределах 70-100°C; температурные условия в осадочных отложениях нижней части среднего миоцена:
 - Северо-Западный прогиб наиболее прогрет: на западе до 120°C, на большей части 70-100°C;
 - Юго-Западный прогиб: 50-70°C, на западе до 90°C;
 - Северо-Восточный прогиб: менее 70°C, локально до 110°C;
 - Восточная впадина: менее 50°C;
 - Юго-Восточная впадина: в среднем менее 60°C, локально до 80°C;
- фиксируется два основных эпизода прогрева в среднемиоценовое время: именно в это время основные толщи олигоцена и нижнего миоцена в прогибах вошли в область благоприятных для нефтегенерации температур; а также в плиоцен-четвертичное время.

6.7. Модель созревания ОВ

Модель созревания ОВ потенциальных НМТ представлена на рис. 6.23-6-32. На рис. 6.23-.6.24 показаны расчетные значения показателя отражающей способности витринита для 2-х псевдоскважин, расположение которых показано на рис. 6.7. На рис. 6.25-.6.26 показана степень преобразованности (реализация исходного генерационного потенциала НМТ) ОВ основных нефтегазоматеринских свит для этих же псевдоскважин.

Псевдоскважины расположены в пределах наиболее погруженных и, следовательно, наиболее прогретых участков моделируемой области и, таким

образом, они характеризуют эволюцию очага нефтегазогенерации.

На рис. 6.27-6.29 представлена эволюция степени зрелости ОВ НМТ для 3 двумерных разрезов. Показаны распределения величины R_o (рис. 6.27 - 6.29) и степени преобразованности ОВ, (рис. 6.30 - 6.32) на палеоразрезах на избранные моменты геологического времени. Линии профилей показаны на рис. 6.7.

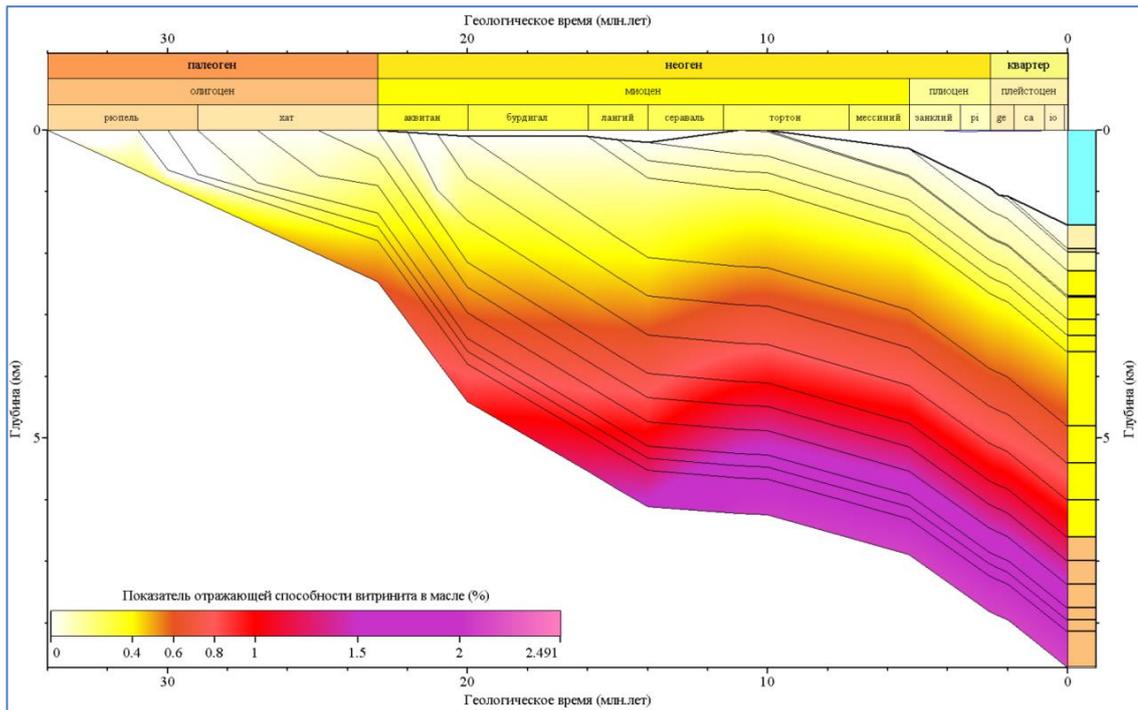


Рисунок 6.23. История созревания ОВ для псевдоскважины 1

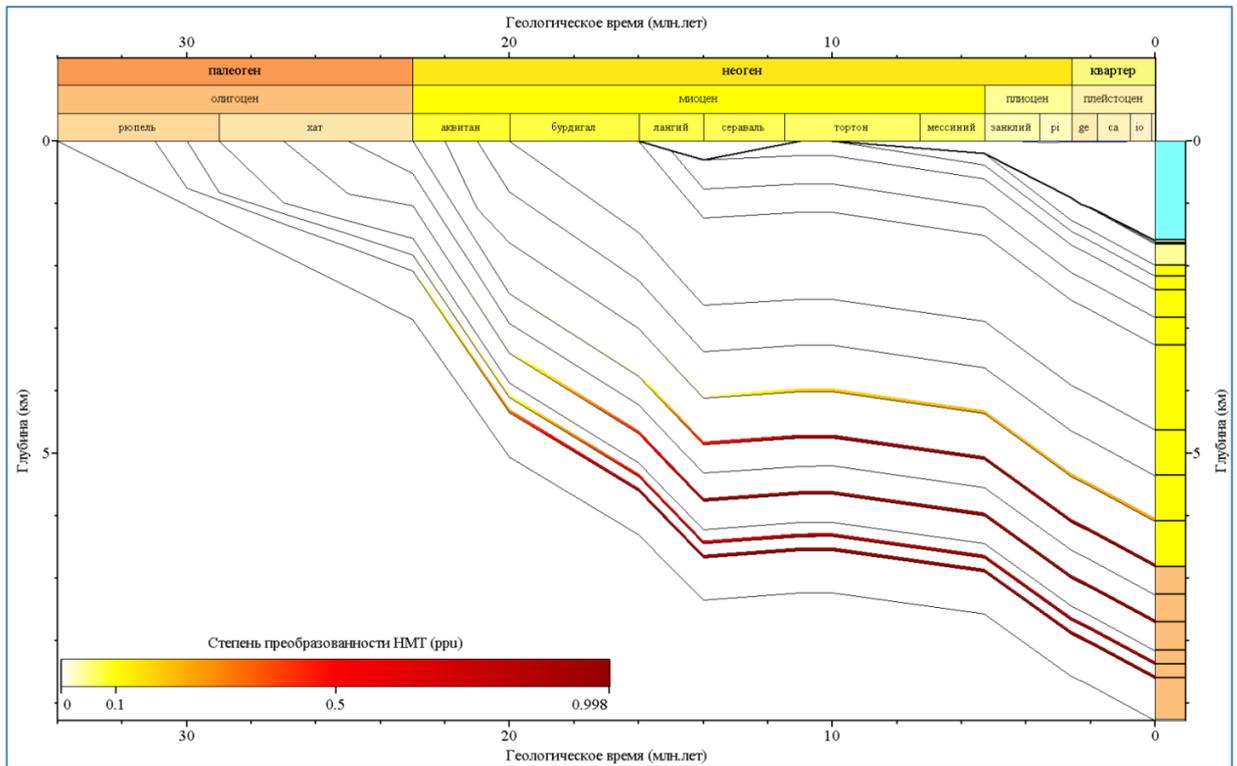
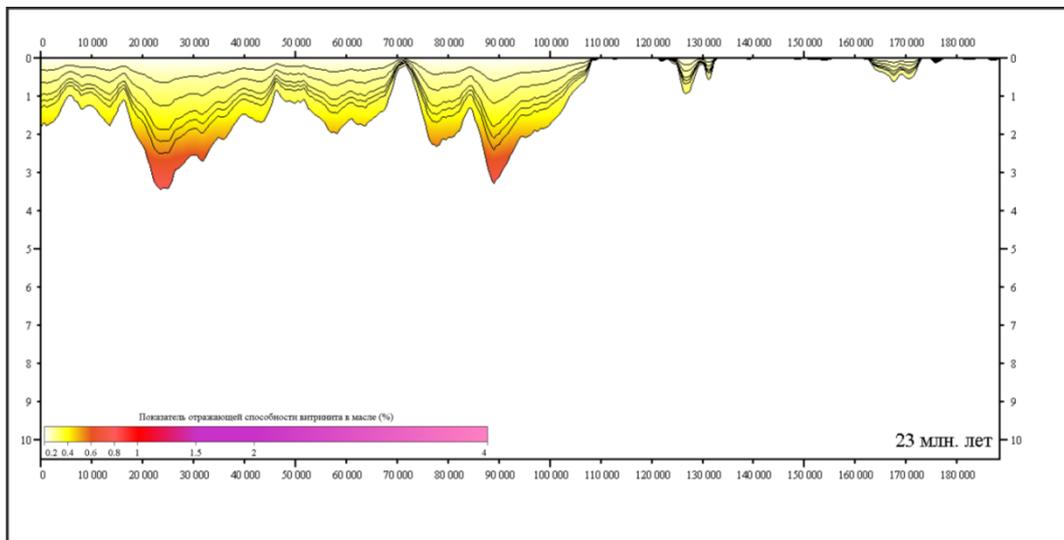


Рисунок 6.26. Реализация исходного нефтегазогенерирующего потенциала в основных НМТ псевдоскважины 2



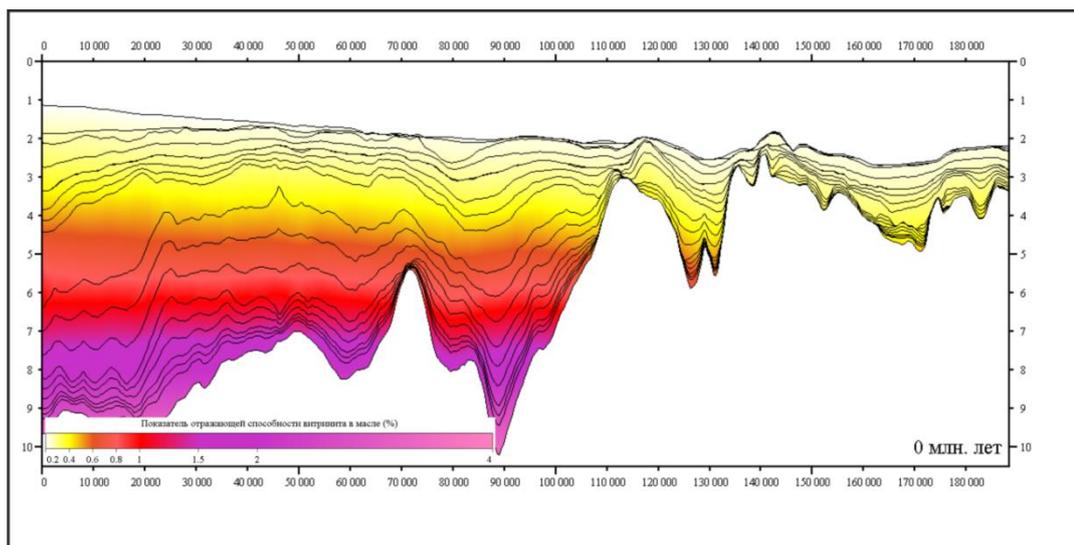
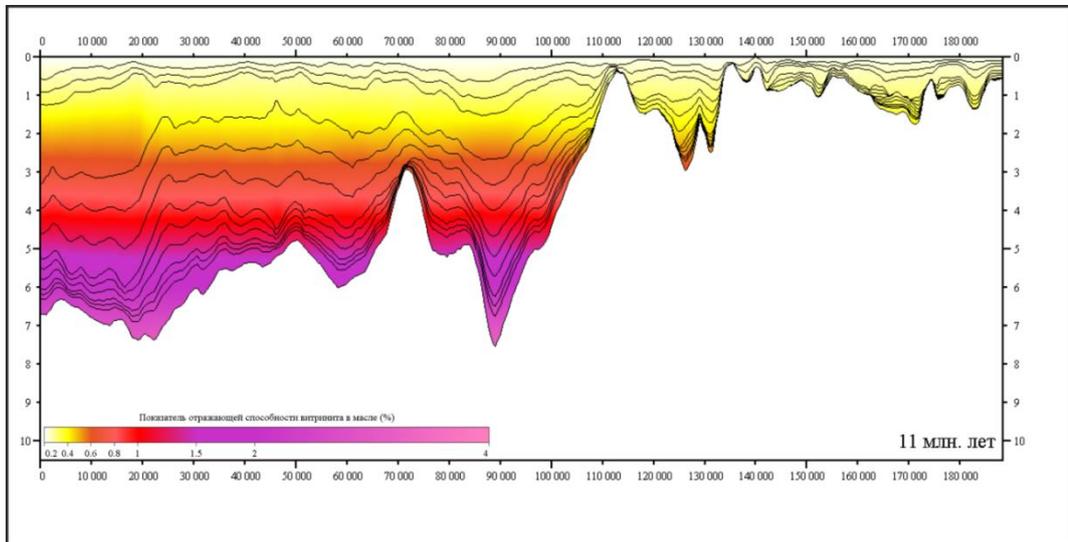
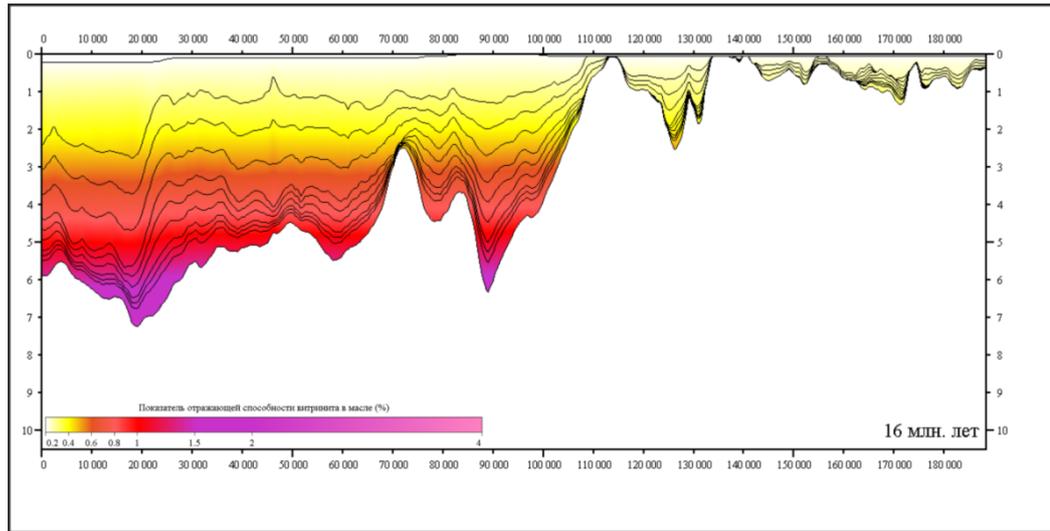
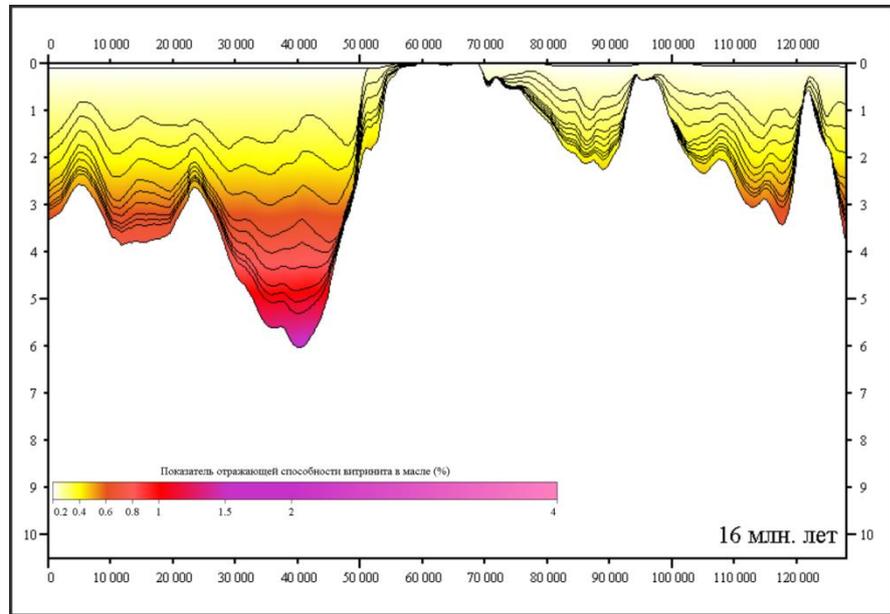
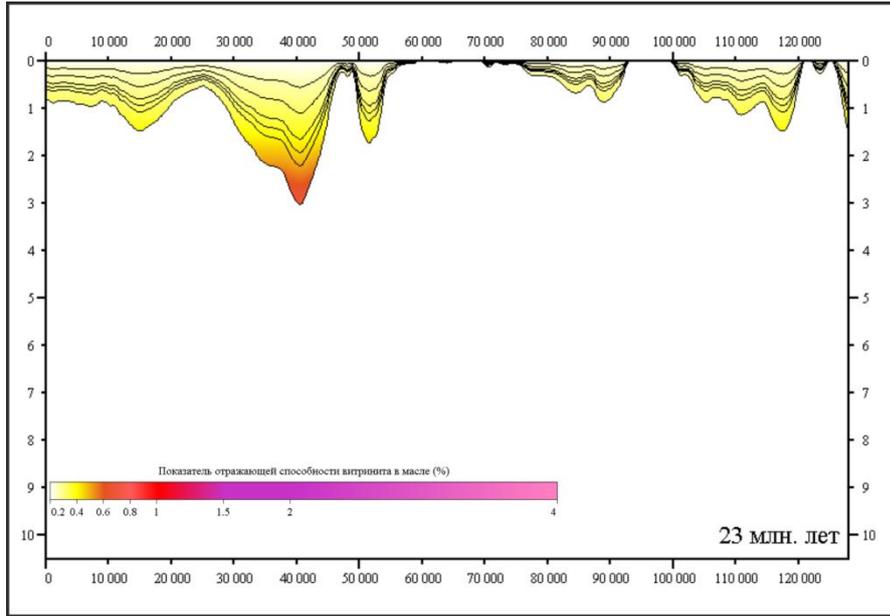
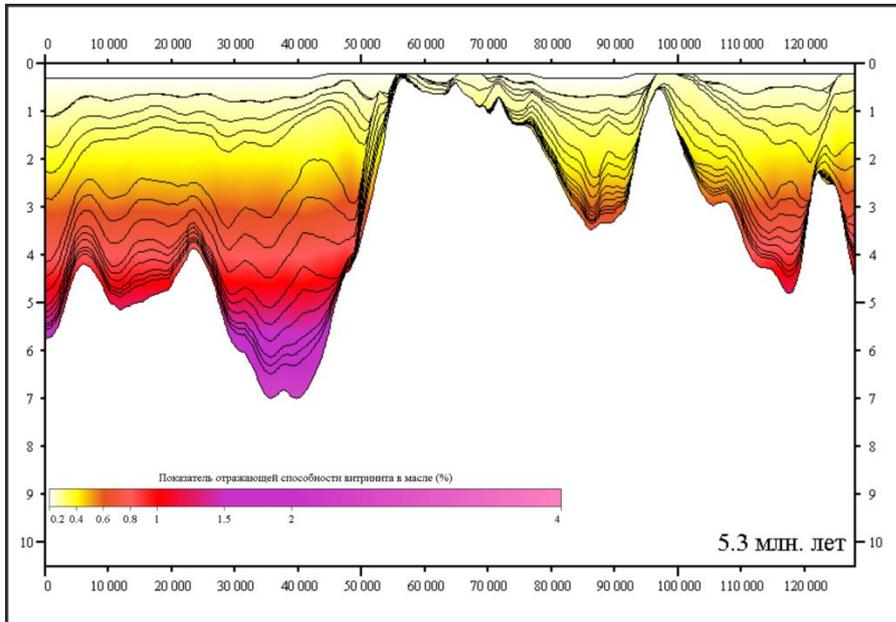
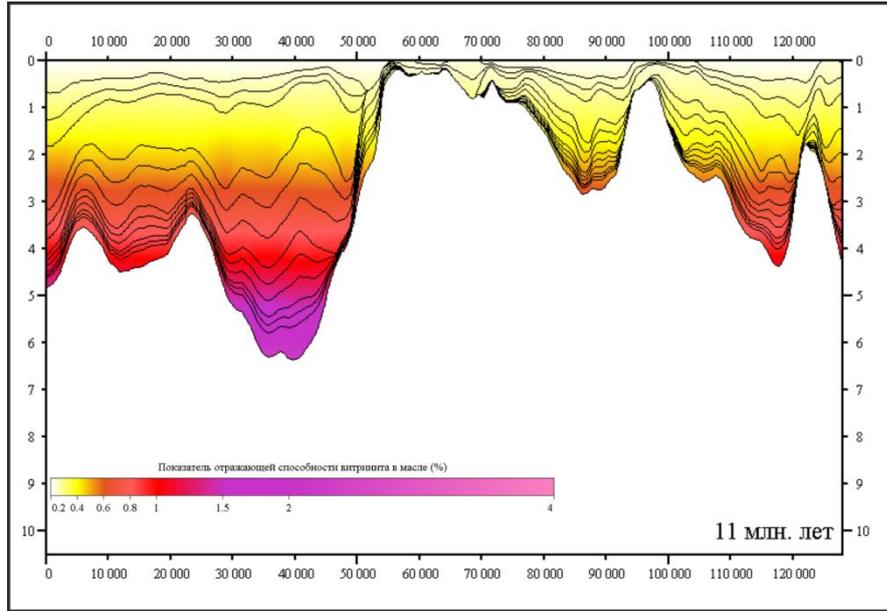


Рисунок 6.27. История созревания ОВ для профиля А-А'
(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - ЮЗ-СВ)





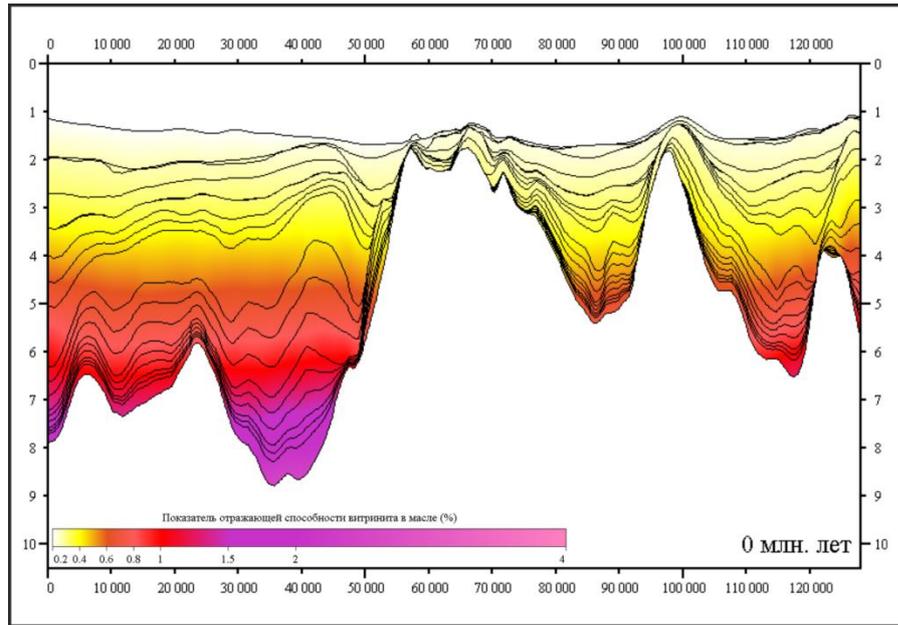
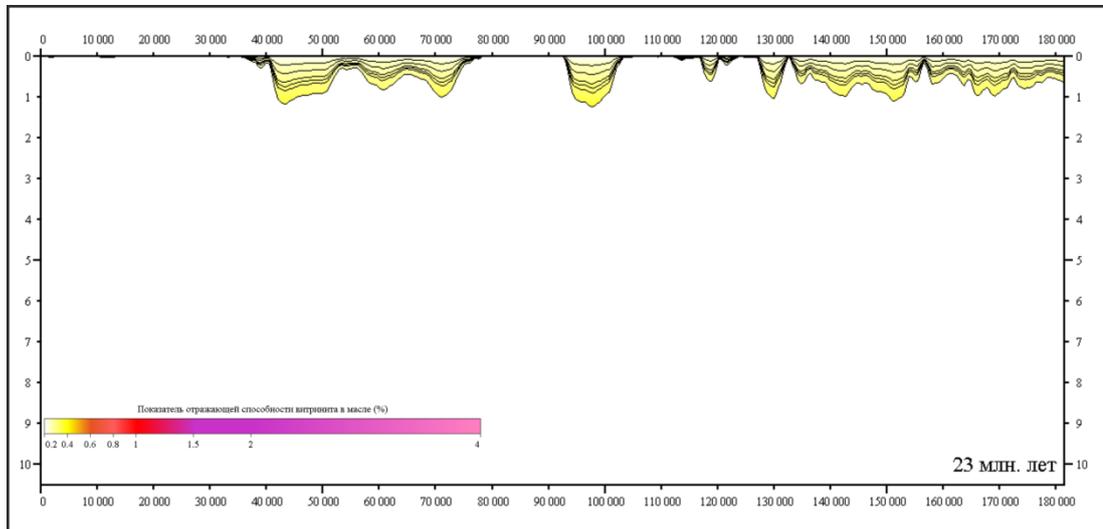
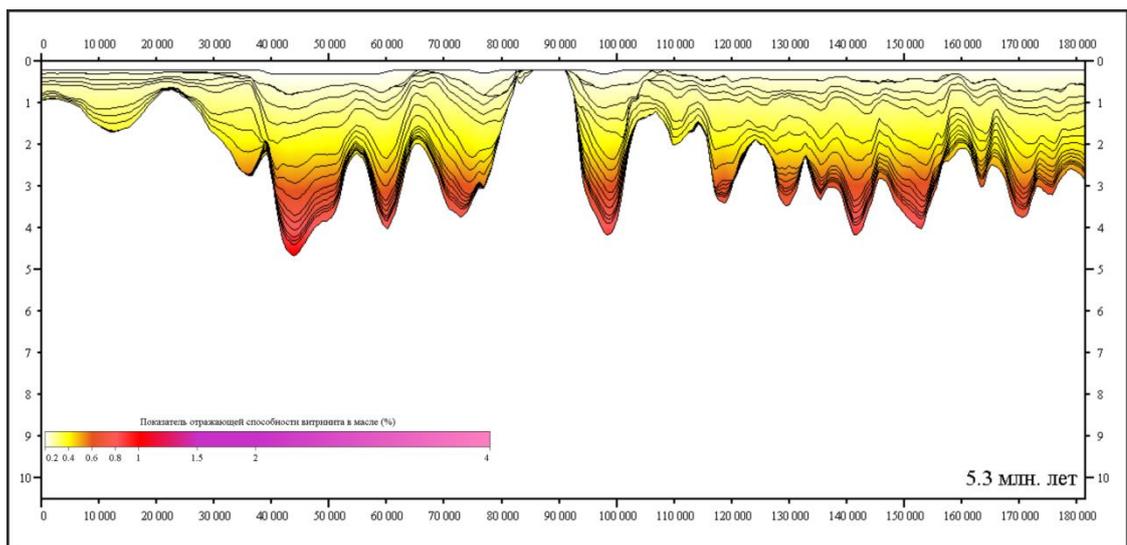
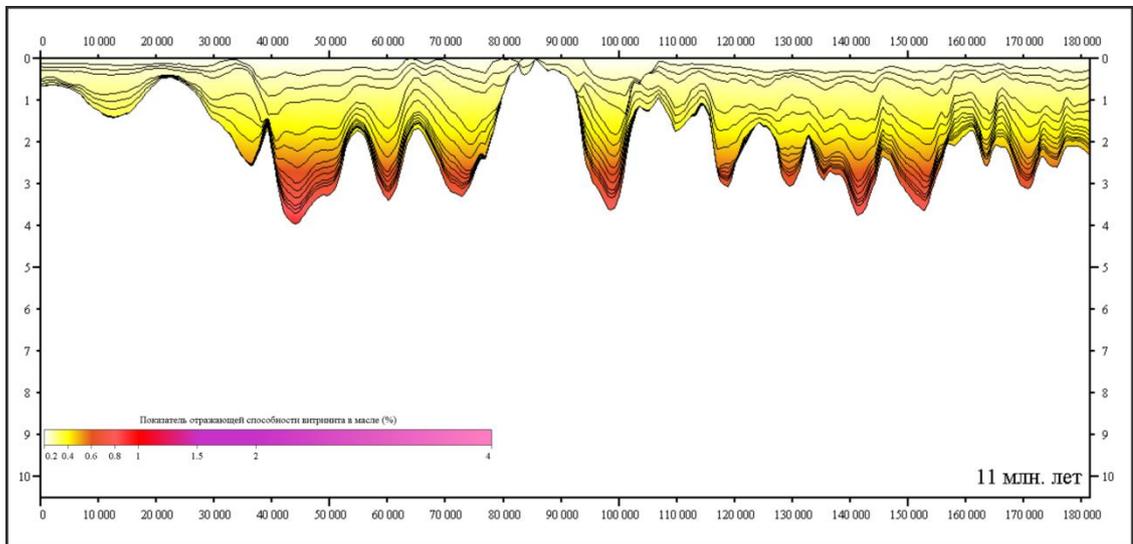
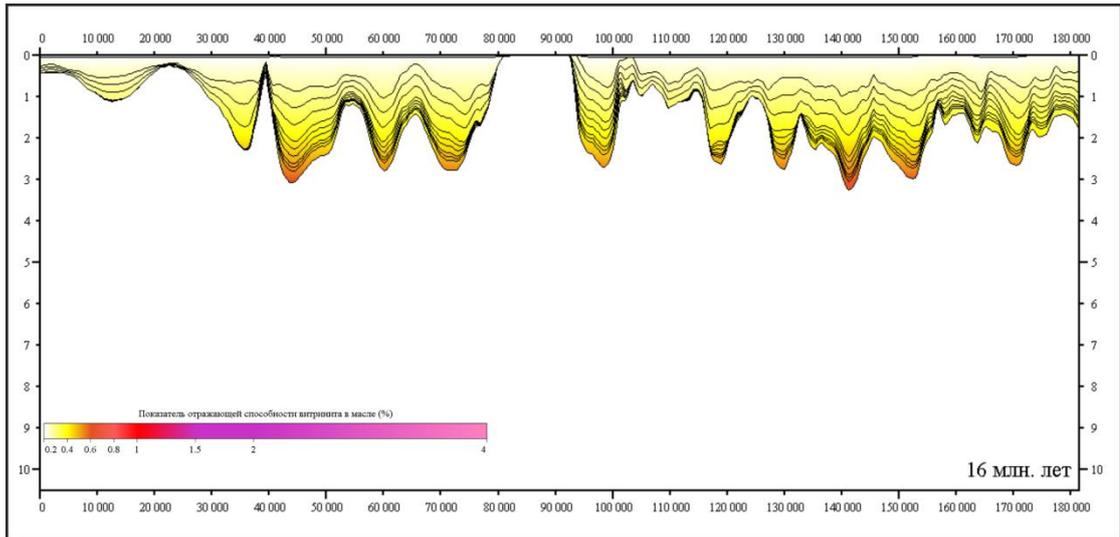


Рисунок 6.28. История созревания ОВ для профиля С-С'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)





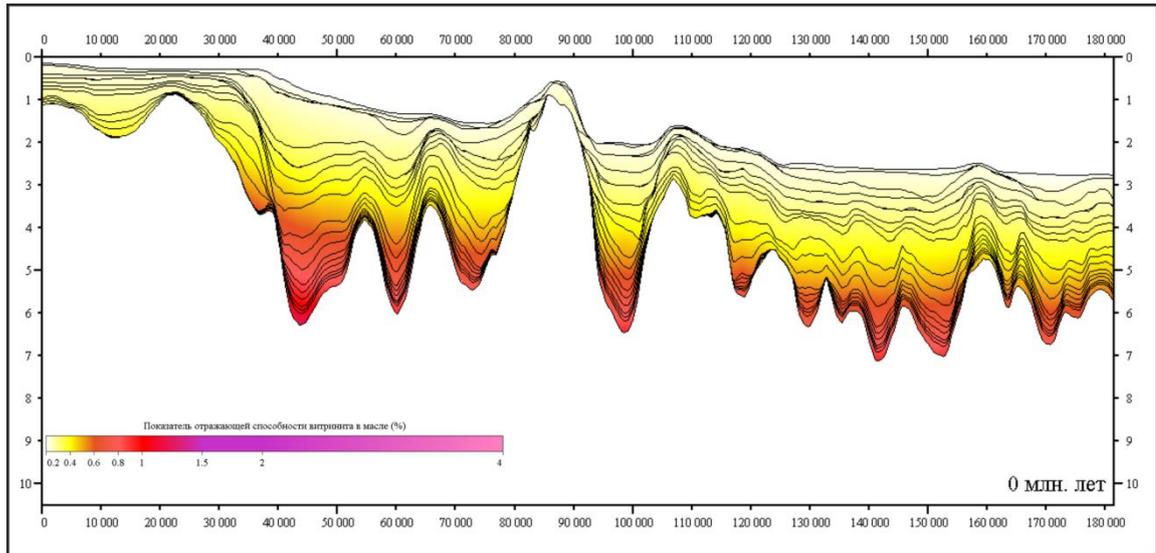
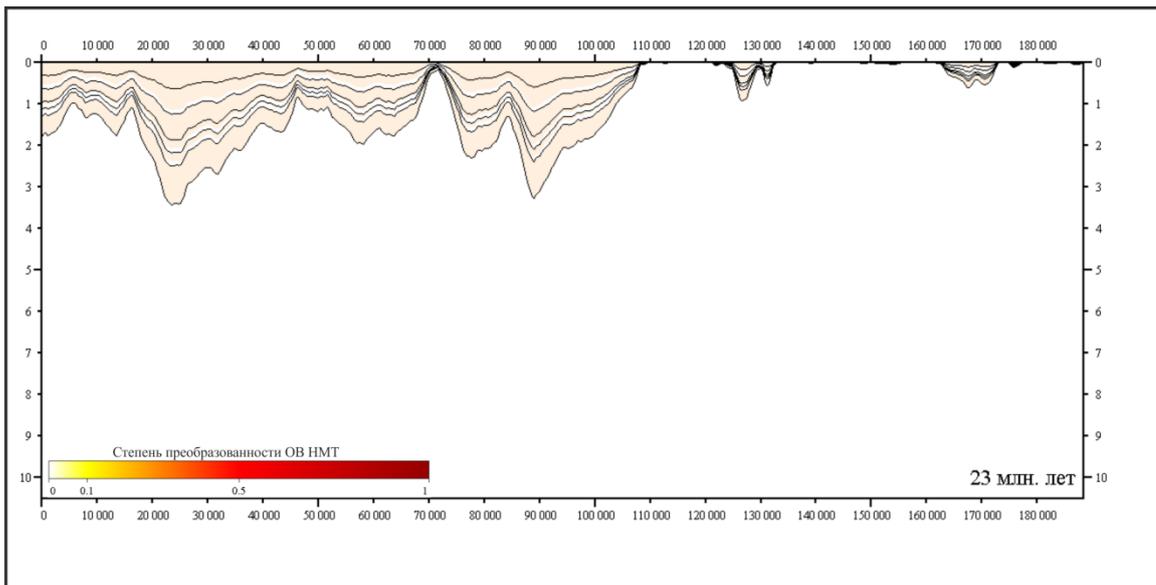
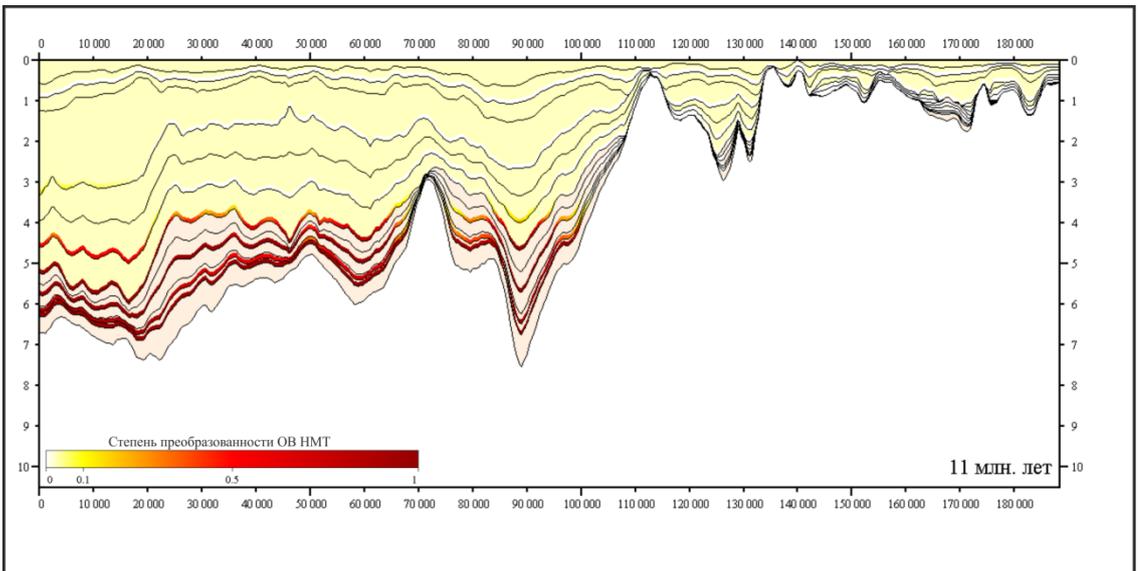
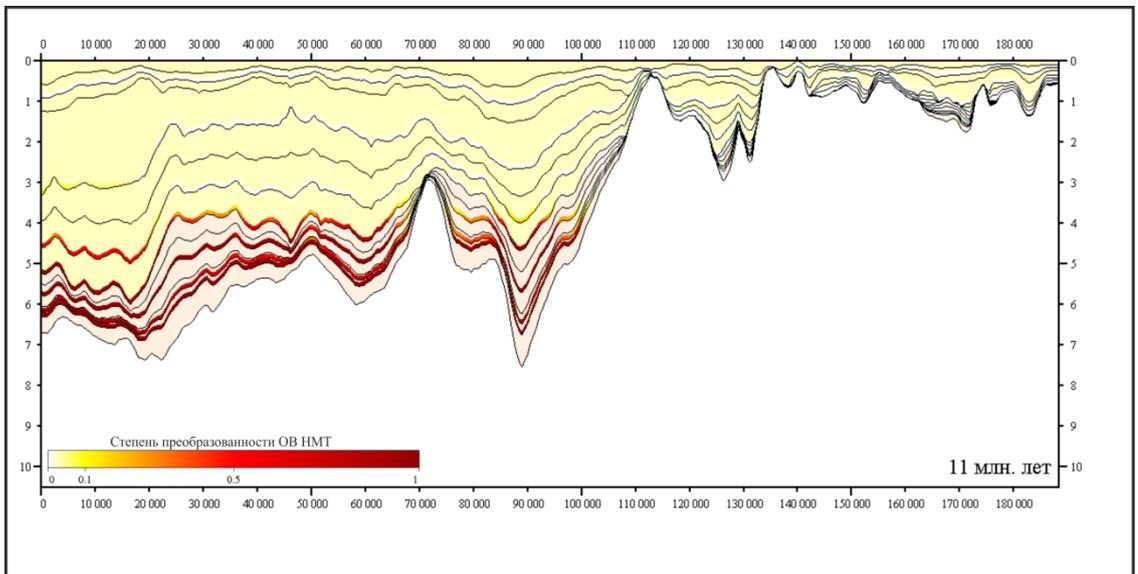
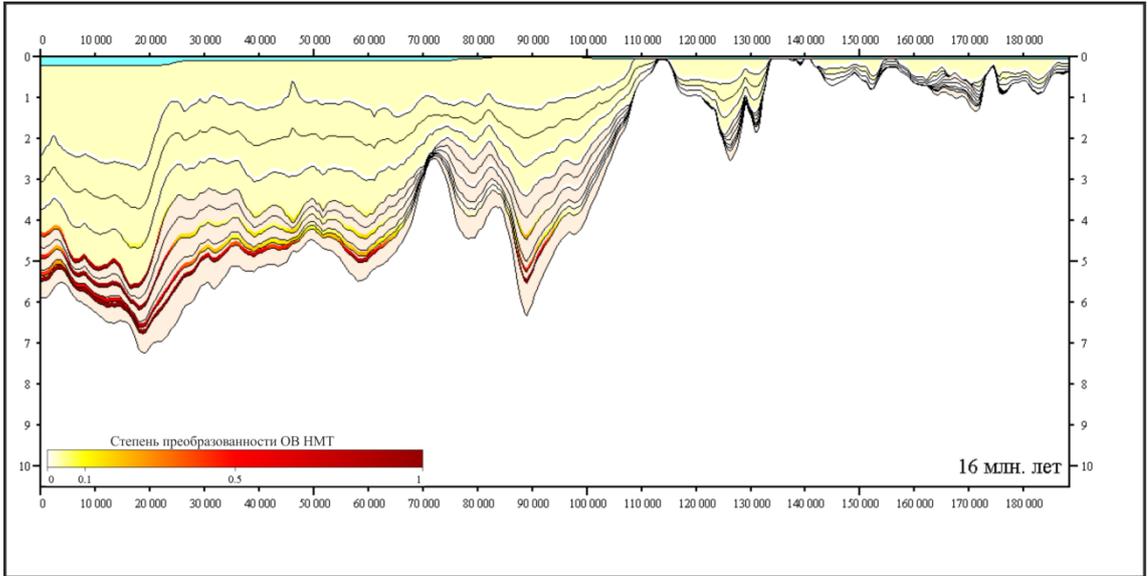


Рисунок 6.29. История созревания ОВ для профиля В-В'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)





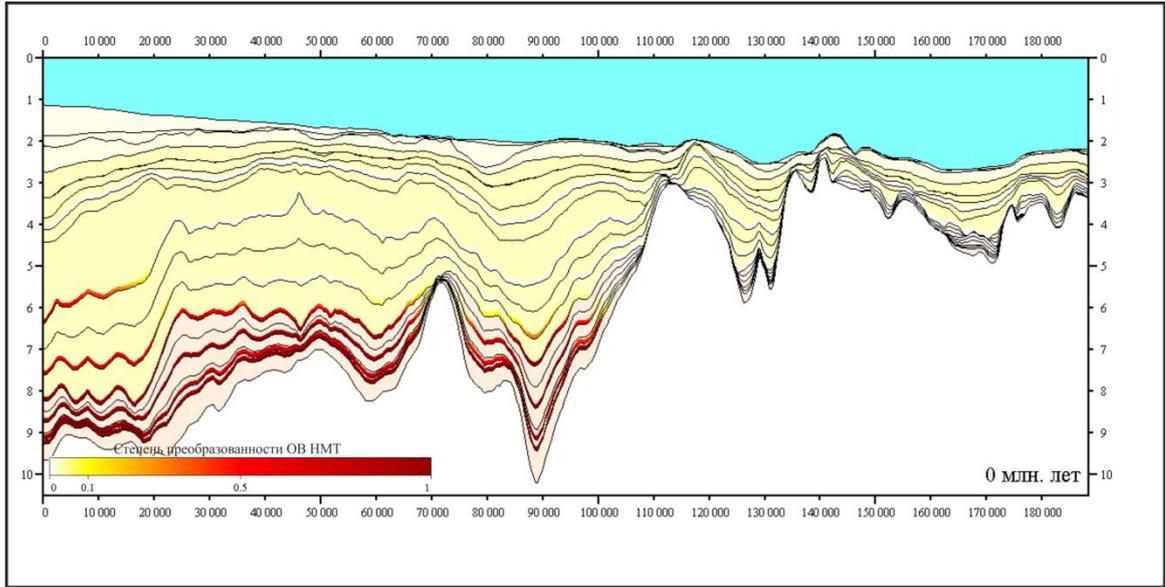
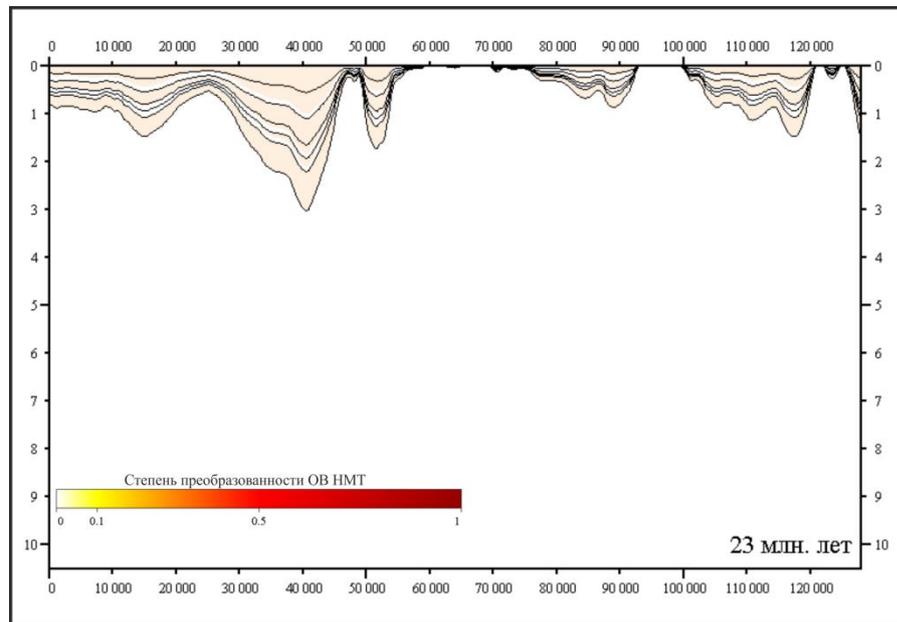
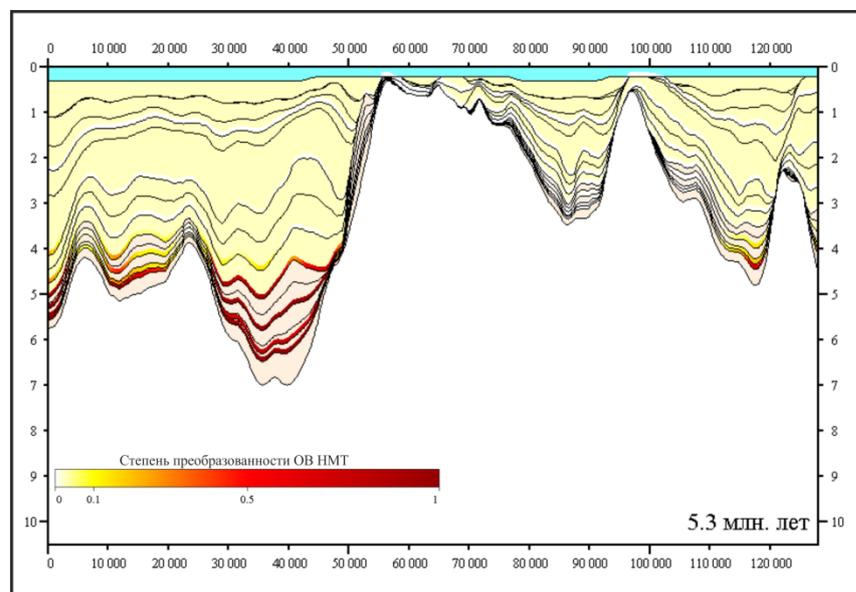
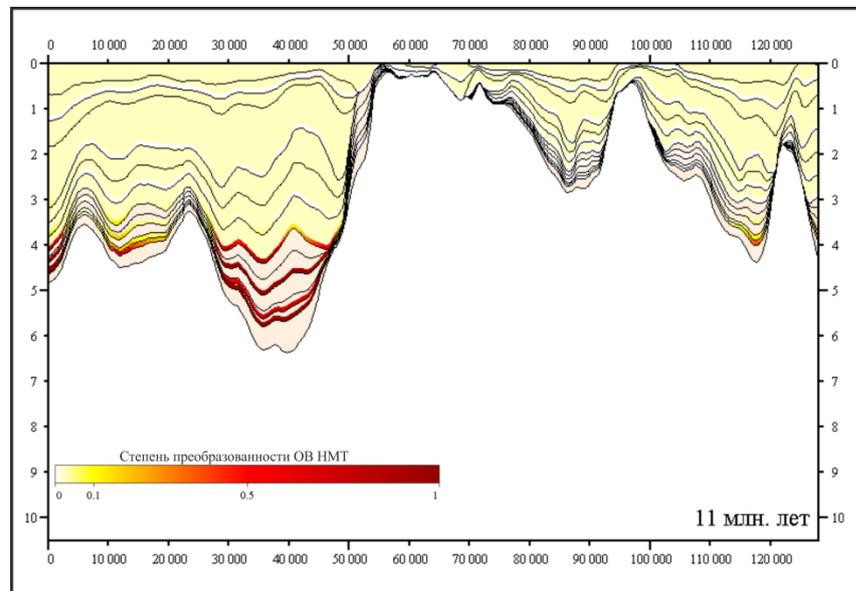
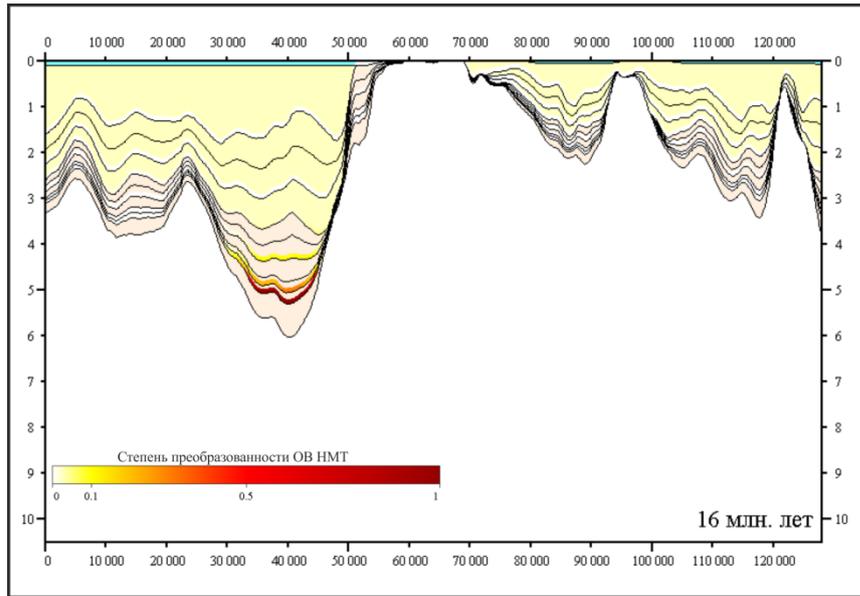


Рисунок 6.30. Реализация исходного нефтегазогенерирующего потенциала в основных НМТ профиля А-А'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - ЮЗ-СВ)





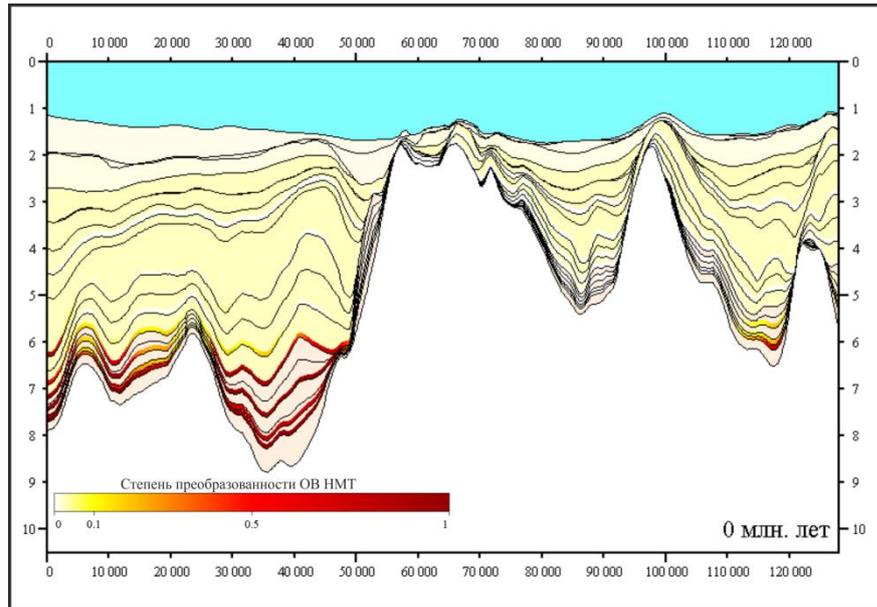
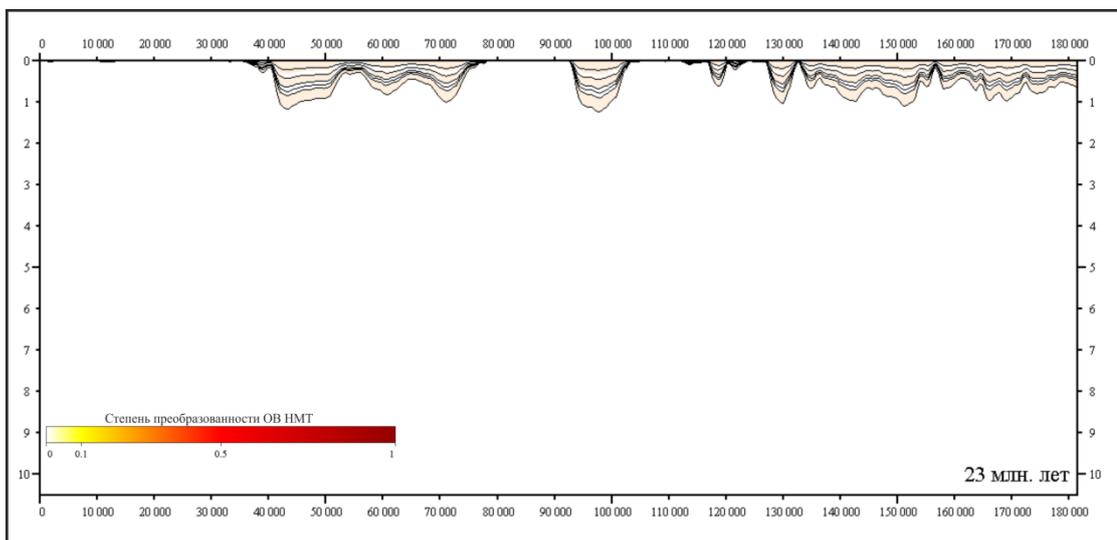
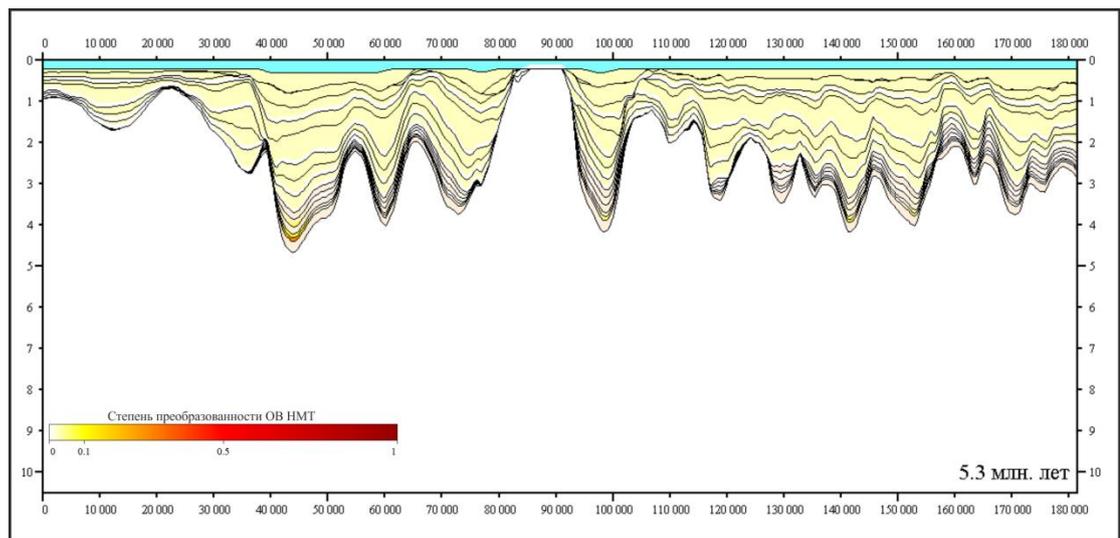
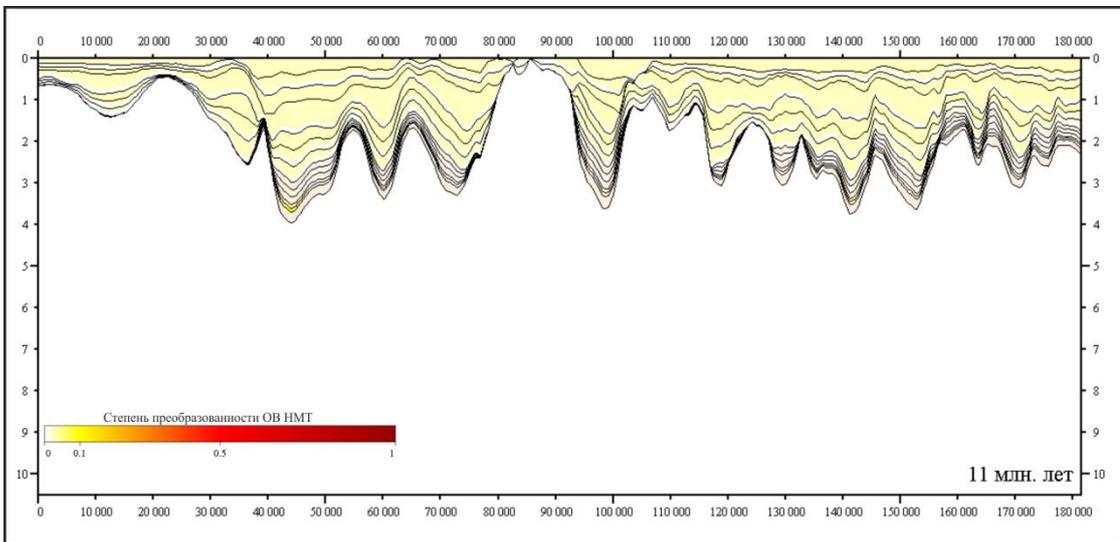
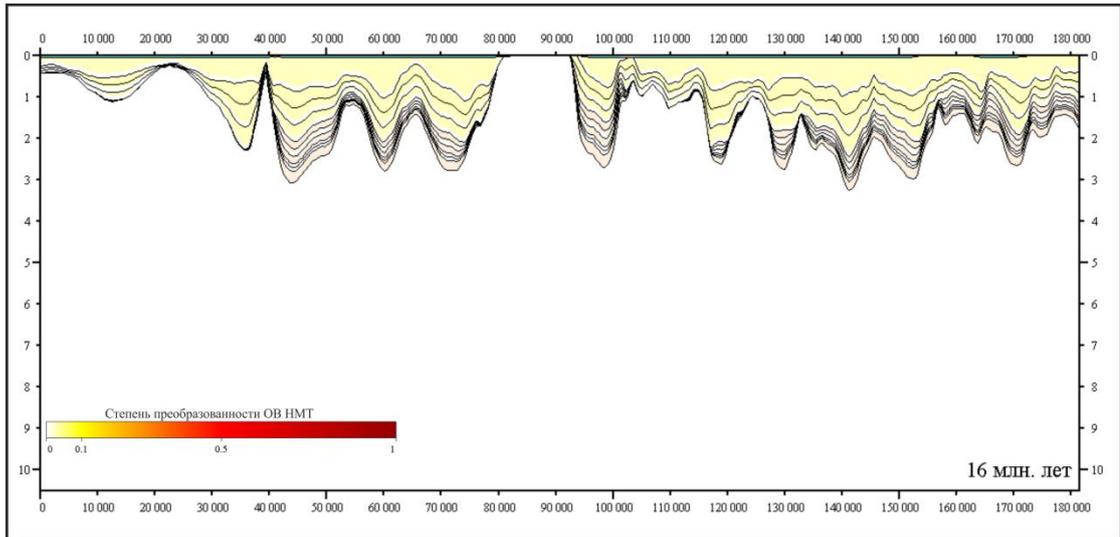


Рисунок 6.31. Реализация исходного нефтегазогенерирующего потенциала в основных НМТ профиля С-С'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)





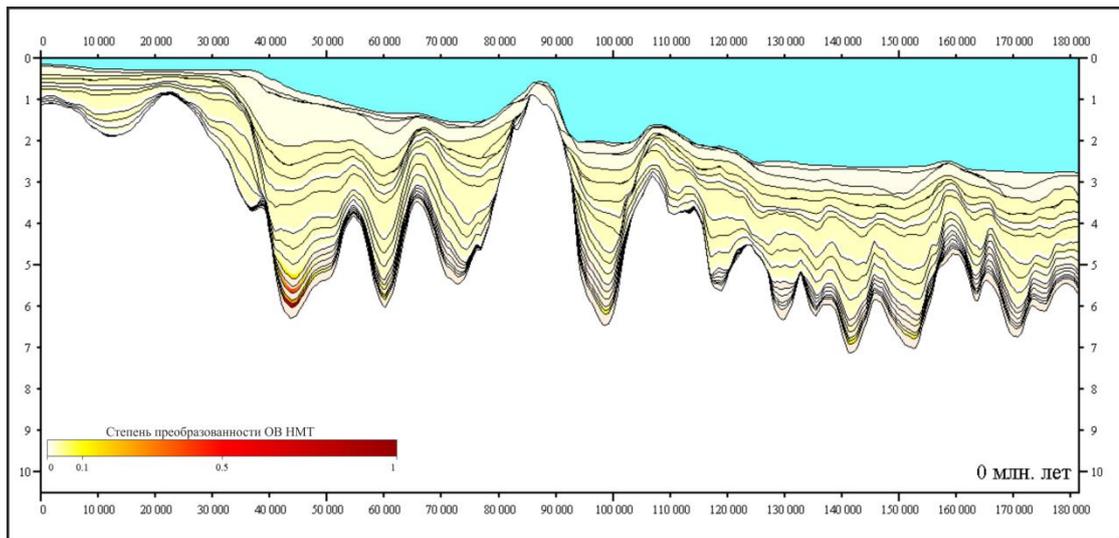


Рисунок 6.32. Реализация исходного нефтегазогенерирующего потенциала в основных НМТ профиля В-В'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)

Основные выводы по результатам моделирования созревания ОВ следующие:

- в настоящий момент олигоценые НМТ в пределах прогибов находятся в области нефтяного или газового окна; в пределах газового окна находятся олигоценые НМТ в западных частях Северо-Западного прогиба, западной и центральной части Юго-Западного прогибов, центральных частях Северо-Восточного прогиба и Восточной впадины; НМТ олигодена в центральной и восточной частях Северо-Западного прогиба, восточной части Юго-Западного прогиба, в прибортовых частях всех прогибов находятся в пределах нефтяного окна;
- НМТ нижней части нижнего миоцена в пределах прогибов в настоящий момент почти повсеместно находятся в пределах нефтяного окна, за исключением наиболее западных частей Северо-Западного и Юго-Западного прогибов, которые находятся в пределах газового окна;
- НМТ верхней части нижнего миоцена в настоящий момент находятся в зоне нефтяного окна только в пределах наиболее погруженных

частей в пределах Северо-Западного и Северо-Восточного прогибов, в западной части Юго-Западного прогиба;

- НМТ среднего миоцена и более молодые в настоящий момент практически незрелые (только в пределах наиболее погруженных участков Северо-Западного и Северо-Восточного прогибов НМТ среднего олигоцена вошли в начальную стадию нефтяного окна);

- на структурных поднятиях все НМТ (если присутствуют) являются незрелыми;

- олигоценые и нижнемиоценовые НМТ почти полностью реализовали свой нефтегазогенерирующий потенциал в западных частях Северо-Западного прогиба, западной и центральной части Юго-Западного прогиба, центральных частях Северо-Восточного прогиба и Восточной впадины;

- на остальной части территории НМТ олигоцена еще сохраняют некоторую долю нефтегазогенерирующего потенциала;

- НМТ верхней части нижнего миоцена и среднего миоцена в пределах области моделирования нигде не достигли 100% степени реализации исходного нефтегазогенерирующего потенциала

- время вхождения НМТ в область нефтяного окна в целом по всей области моделирования – средний-поздний миоцен;

- время вхождения в нефтяное и газовое окно НМТ Северо-Западного прогиба:

- олигоценая НМТ вошла в нефтяное окно в конце раннего - среднем миоцене, в газовое окно (только нижняя ее часть) – в среднем-позднем миоцене;

- НМТ низов нижнего миоцена вошла в нефтяное окно в позднем миоцене;

- НМТ верхней части нижнего миоцена вошла в нефтяное окно в четвертичное время;

- время вхождения в нефтяное и газовое окно НМТ Юго-Западного

прогиба:

- олигоценая НМТ вошла в нефтяное окно в конце раннего миоцена, в газовое окно – в среднем-позднем миоцене;

- НМТ нижнего миоцена вошла в нефтяное окно в среднем-позднем миоцене;

- время вхождения в нефтяное и газовое окно НМТ Северо-Восточного прогиба:

- олигоценая НМТ вошла в нефтяное окно в конце раннего миоцена, в газовое окно – в среднем миоцене;

- НМТ низов нижнего миоцена вошла в нефтяное окно в среднем миоцене;

- НМТ верхней части нижнего миоцена вошла в нефтяное окно в конце среднего миоцена;

- время вхождения в нефтяное и газовое окно НМТ Юго-Восточной впадины:

- олигоценая НМТ вошла в нефтяное окно в конце раннего-среднем миоцене, в газовое окно – в среднем-позднем миоцене;

- НМТ низов нижнего миоцена вошла в нефтяное окно в среднем миоцене;

- НМТ верхней части нижнего миоцена незрелая по настоящий момент;

- таким образом, основной эпизод нефтегазогенерации в пределах прогибов имел место в среднем миоцене, именно в это время были сгенерированы основные объемы углеводородов; активная нефтегазогенерация продолжается вплоть до настоящего момента, хотя и в меньших объемах (в сравнении с объемами нефтегазогенерации в среднем миоцене);

- критическим моментом углеводородной системы является начало раннего миоцена: именно в это время после структурной перестройки и эрозионного события произошло формирование большинства залежей;

- процесс формирования залежей продолжается вплоть до настоящего момента (в силу продолжающейся нефтегазогенерации).

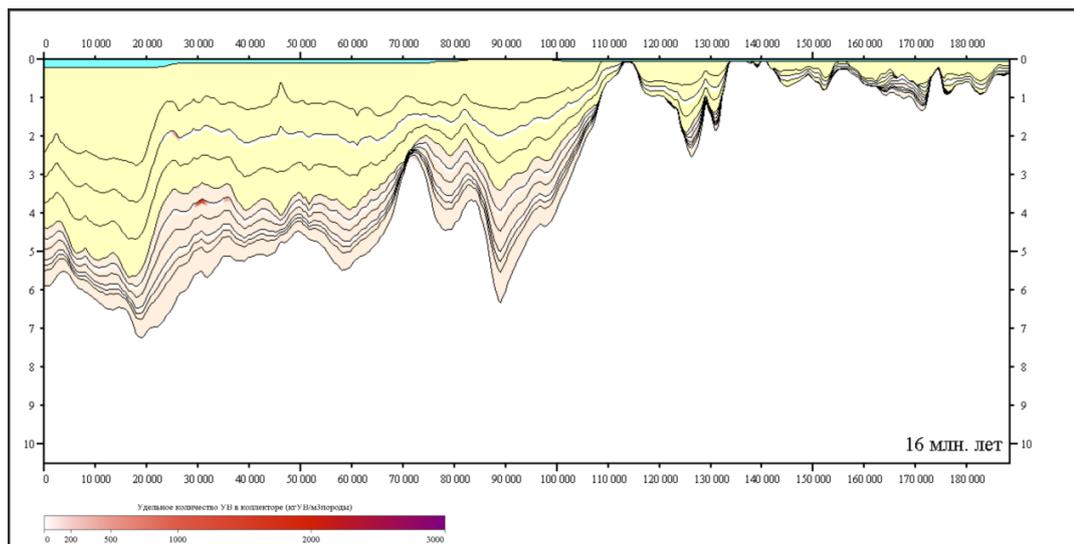
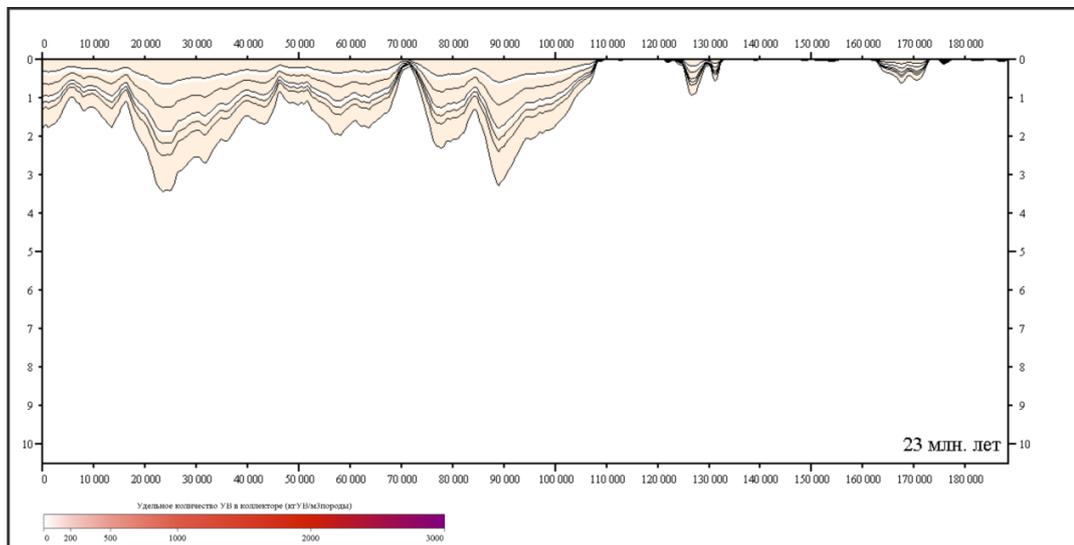
6.8. Модель вторичной миграции и аккумуляции УВ

На рис. 6.7 показано расположение профилей, для которых представлены результаты моделирования миграции и аккумуляции УВ. Эволюция залежей УВ со временем, вдоль профилей, показаны на рис. 6.33-6.35. Также, показано количество углеводородов в залежах на палеоразрезах для ключевых моментов геологической истории осадочного бассейна.

Фундамент не содержит НМТ, но, при этом, УВ в породах трещиноватого коллектора в фундаменте присутствуют вследствие перетока из стратиграфически более молодых, но гипсометрически нижележащих коллекторов. Так, например, на профиле С-С1 УВ, сгенерированные в нижнеолигоценых НМТ в пределах Северо-Западного прогиба сперва мигрировали вертикально из НМТ в нижнеолигоценый коллектор, затем мигрировали латерально в пределах коллектора вверх по его восстанию в направлении горста 2. В области горста 2 верхнеолигоценый коллектор прилегает к поднятию фундамента и, если в верхней части фундамента присутствует выветрелый и трещиноватый коллектор, то мигрирующие латерально в пределах олигоценового коллектора УВ в области прилегания просочатся в фундамент и продолжат дальнейшую миграцию уже в пределах коллектора фундамента. В случае же отсутствия коллектора фундамента в месте выклинивания коллекторской толщи нижнего олигоцена будет сформирована стратиграфически экранированная залежь.

Все залежи в фундаменте в рамках модели были образованы таким образом: за счет перетока из стратиграфически более молодых коллекторов в областях прилегания этих коллекторов к поднятиям фундамента. Поэтому все залежи в коллекторе фундамента расположены на структурных поднятиях, соседствующих с или располагающихся в пределах бортовых частей депрессий.

С другой стороны, залежи в коллекторах олигоцена и нижнего миоцена локализованы по большей части в локальных структурах в пределах прогибов. Миграция УВ в коллекторах олигоцена-нижнего миоцена характеризуется двумя особенностями: не очень хорошим качеством покрышки и высокой амплитудой структур. Поэтому широкое распространение получило просачивание аккумулированных в залежах УВ в вышележащие коллектора. Большинство залежей в коллекторах верхней части нижнего миоцена и среднего миоцена были сформированы за счет просачивания УВ из нижележащих коллекторов.



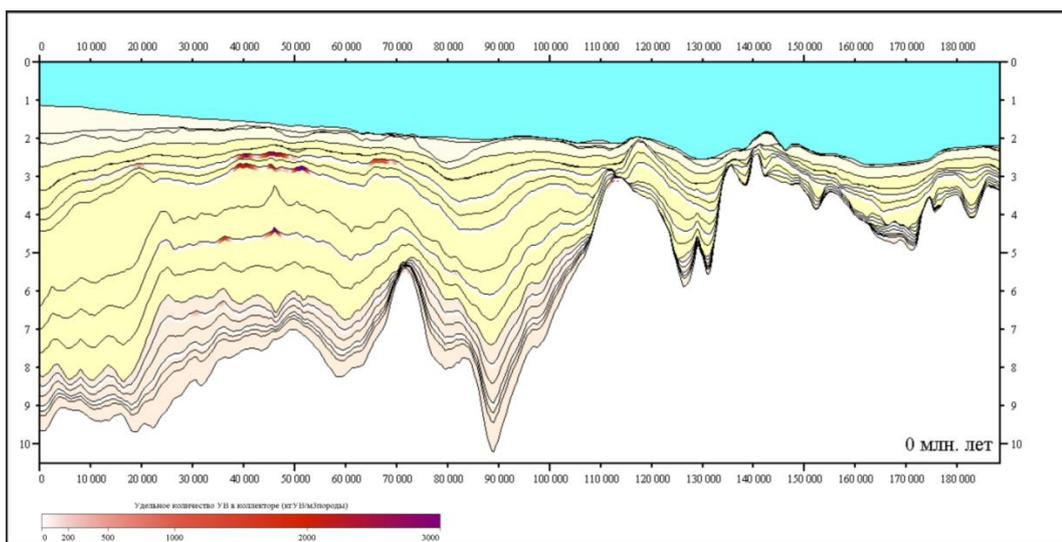
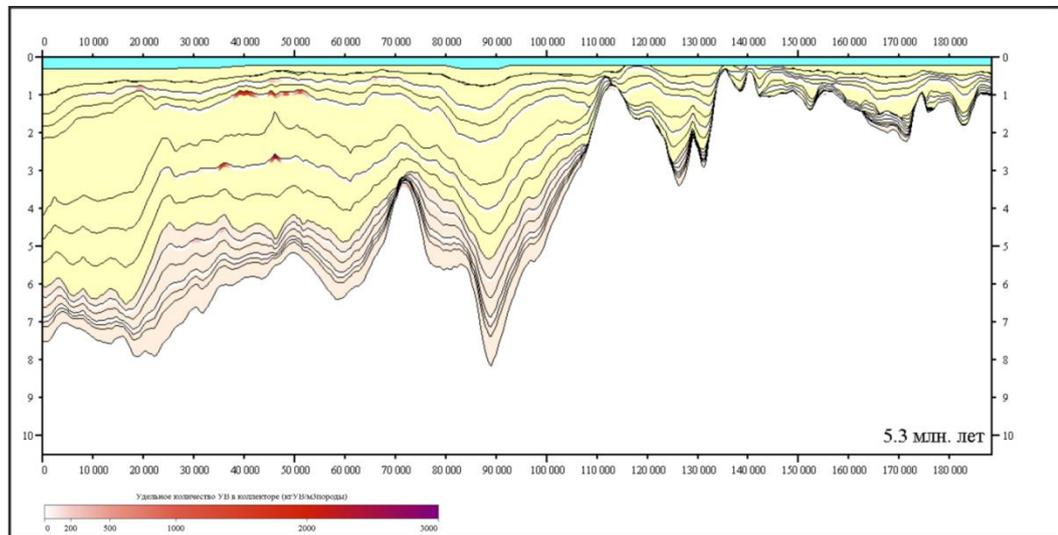
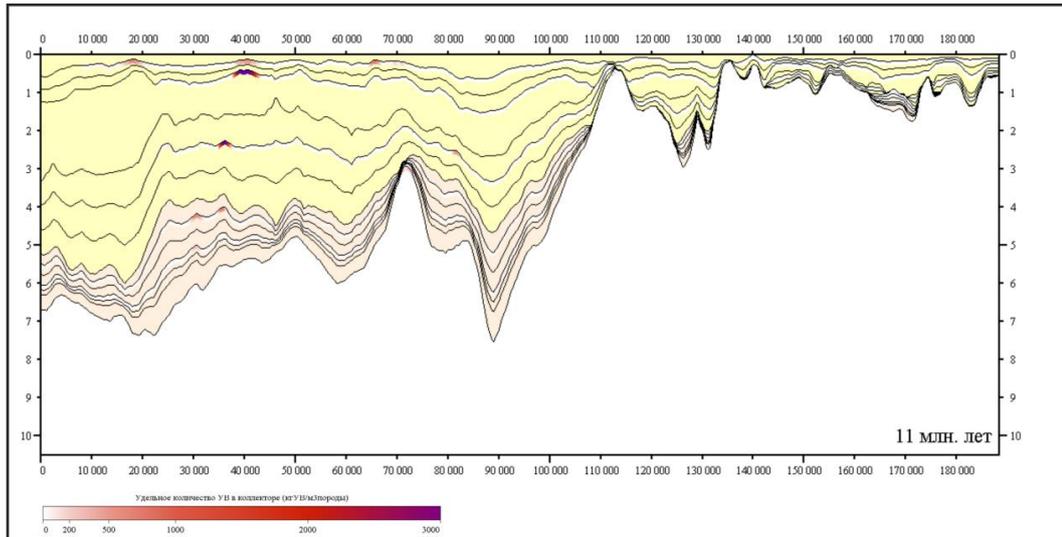
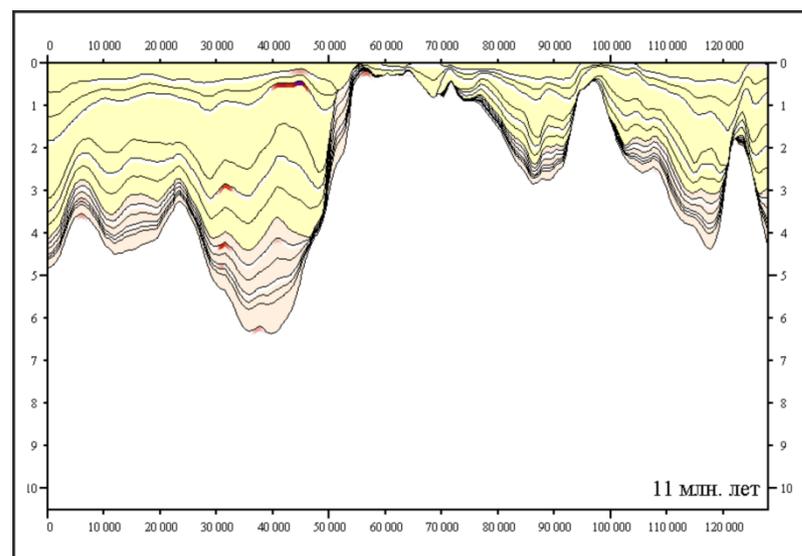
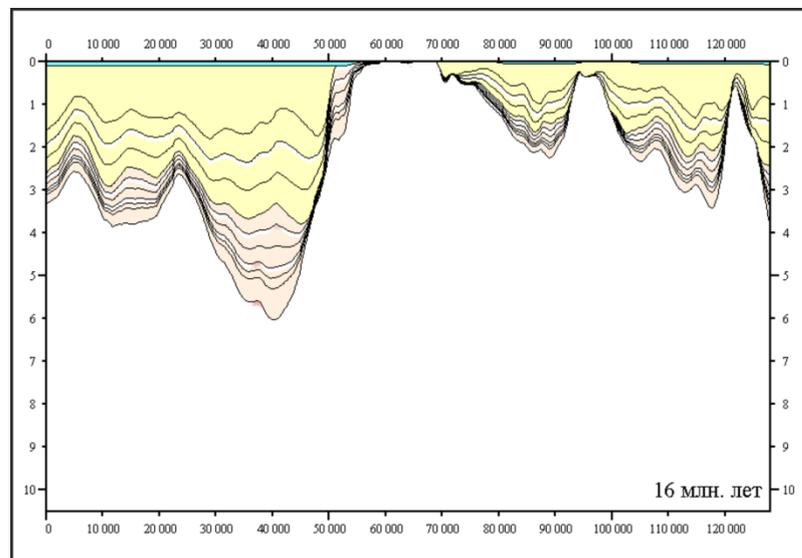
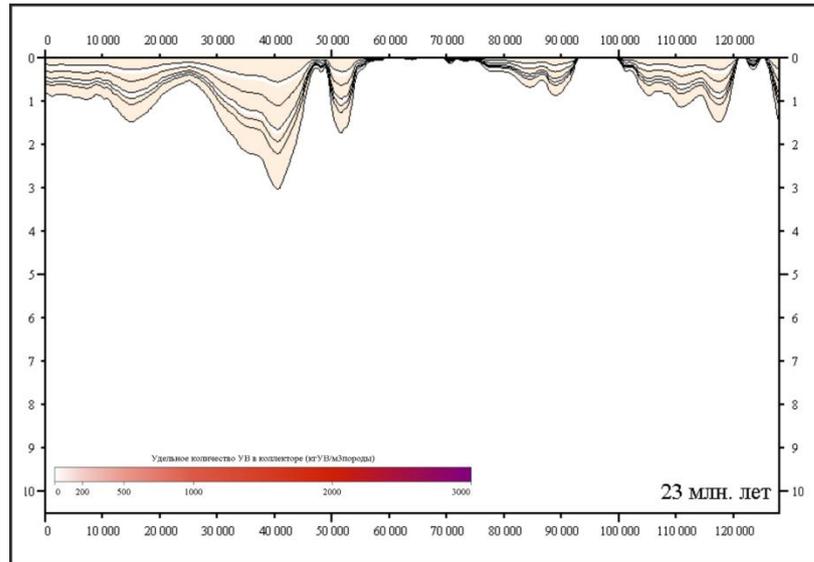


Рисунок 6.33. Эволюция залежей УВ со временем вдоль профиля А-А'
(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - ЮЗ-СВ)



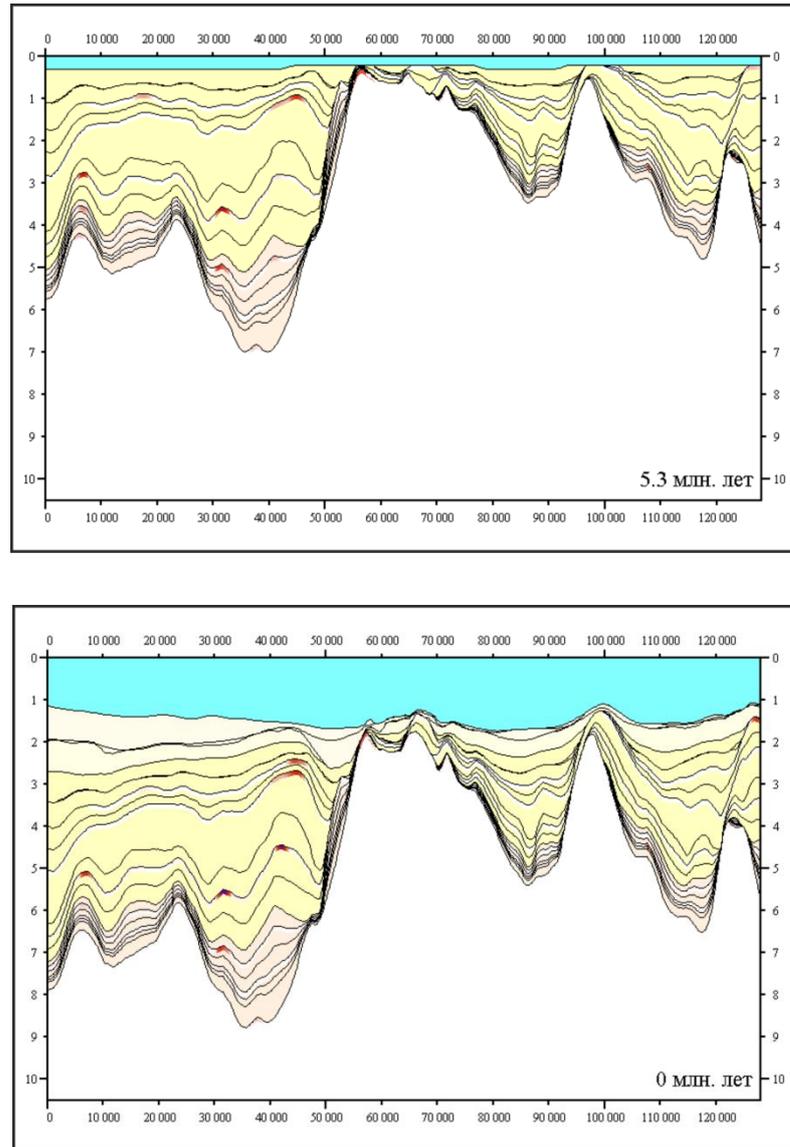
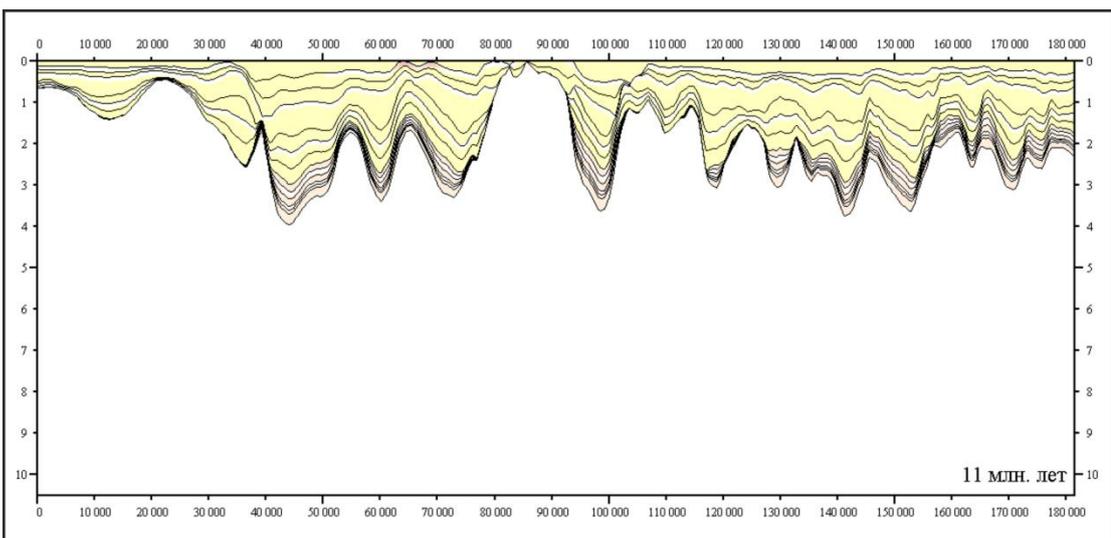
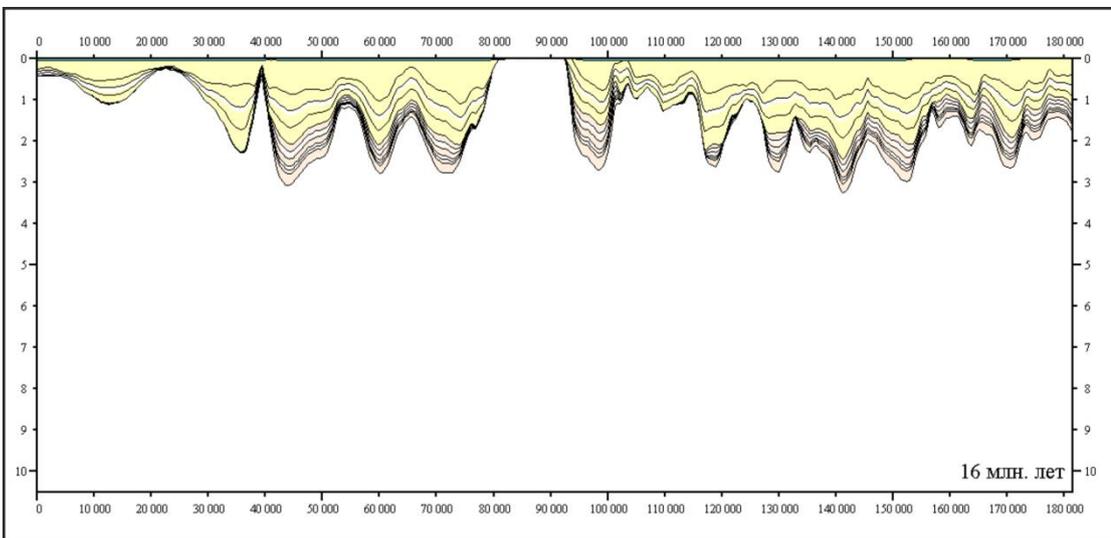
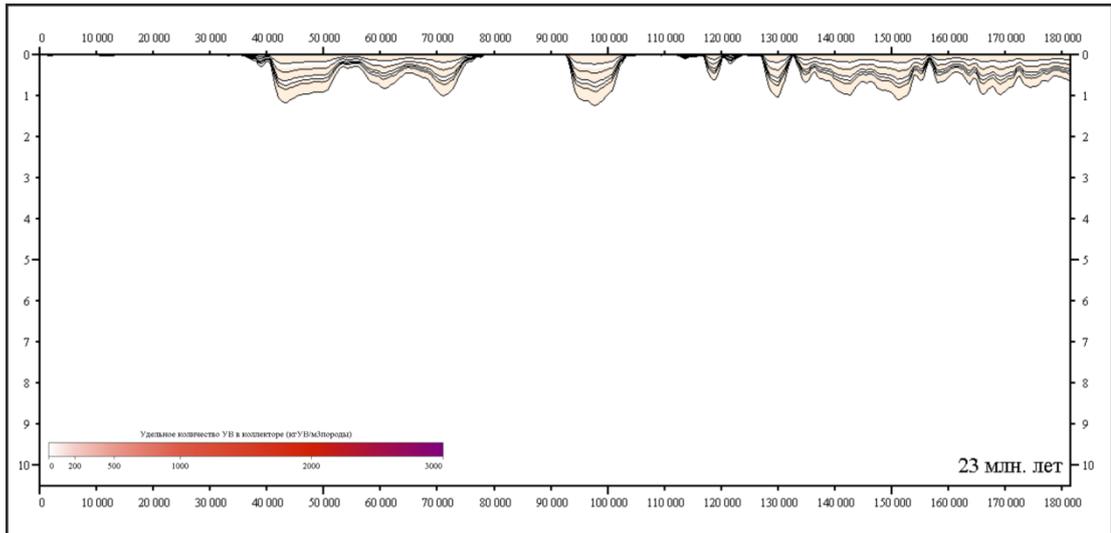


Рисунок 6.34. Эволюция залежей УВ со временем вдоль профиля С-С'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)



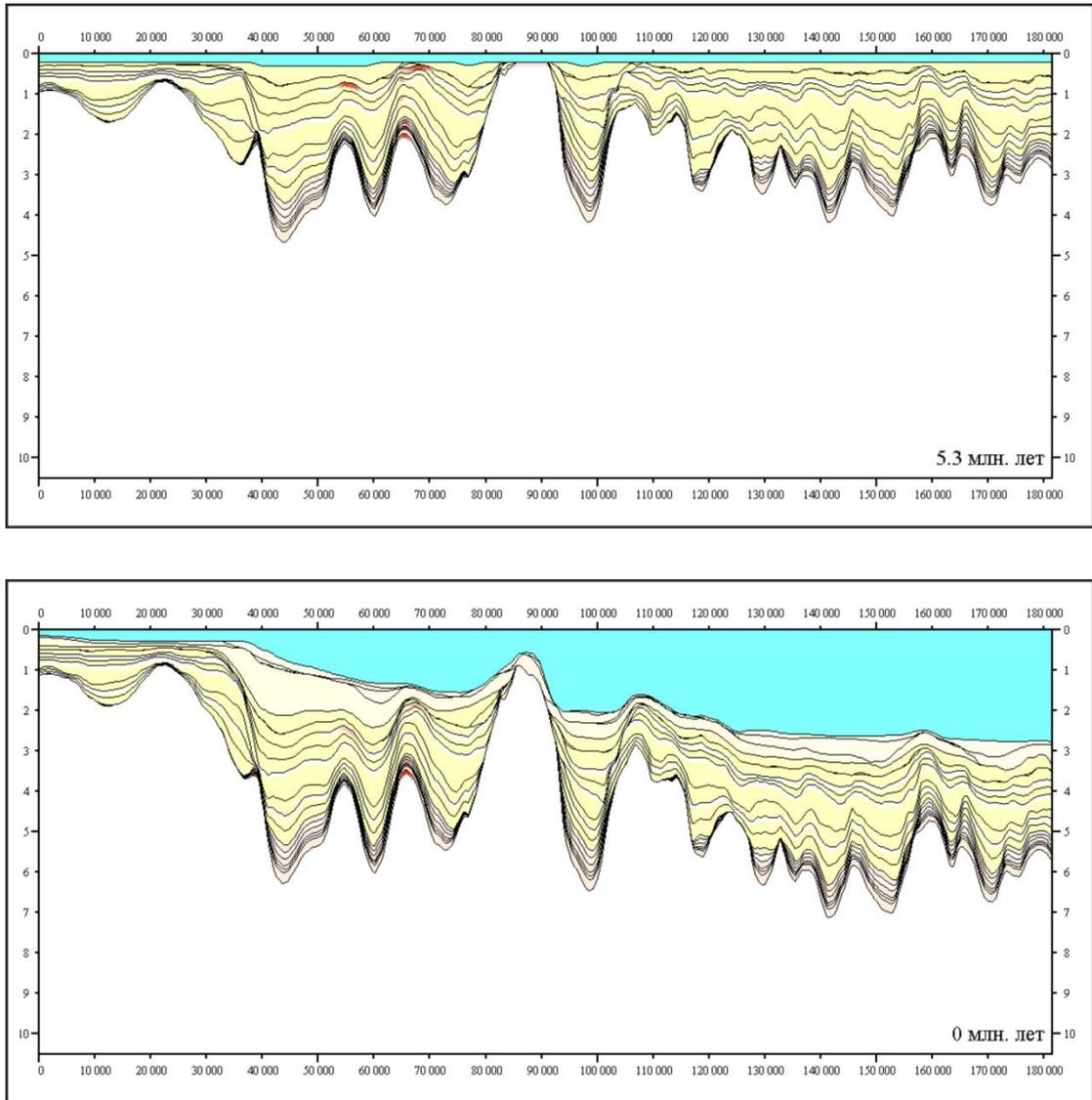


Рисунок 6.35. Эволюция залежей УВ со временем вдоль профиля В-В'

(Расположение см. на рис. 6.7. Слева на право - СЗ-ЮВ)

Основные заключения, которые могут быть сделаны по результатам моделирования вторичной миграции, следующие:

- ввиду значительной расчлененности рельефа структурных поверхностей масштабы вторичной миграции в латеральном направлении невелики, следовательно большинство залежей будет локализовано в пределах или в непосредственной близости от очагов нефтегазогенерации, т.е. прогибов;
- бассейны сбора УВ невелики по размерам; каждая из

потенциальных ловушек запитывается УВ, сгенерированными в ее ближайшей окрестности; отсюда следует, что в исследуемой области мы не можем ожидать наличия месторождений-гигантов, но количество залежей УВ при этом может быть значительным;

- широкое распространение имели место процессы перетока УВ между коллекторами разного стратиграфического возраста: как за счет вертикального просачивания через покрывку при достижении высоты колонки УВ критического значения (вследствие не очень хорошего качества покрывки), так и латеральный переток между коллекторами разного возраста в области их взаимного налегания (вследствие особенностей структуры: высокой расчлененности рельефа фундамента и наличия таких зон налегания);

- залежи в трещиноватом коллекторе фундамента образованы за счет латерального перетока УВ из стратиграфически более молодых коллекторов в областях структурных поднятий, где эти коллектора прилегают к выступам фундамента; соответственно, залежи в коллекторе фундамента будут локализованы главным образом в областях структурных поднятий фундамента, прилегающих к прогибам; время формирования большинства залежей: конец среднего миоцена– начало позднего миоцена (при этом некоторые из залежей были сформированы ранее –в начале среднего миоцена); в плиоцен-четвертичное время шло активное пополнение залежей вновь образованными УВ.

- залежи в коллекторах олигоцена запитываются УВ, образованными в нижележащих олигоценых НМТ; аккумуляции в олигоценых коллекторах локализованы, главным образом, в локальных положительных структурах в пределах прогибов; ввиду не очень хорошего качества покрывки и высокой амплитуды структур значительная часть аккумулярованных в олигоценых залежах УВ просочилась через покрывку в вышележащие коллектора; время формирования залежей в олигоценых коллекторах варьируется в широких пределах: от раннего

миоцена до плиоцена, но наиболее значительная часть залежей была сформирована в конце среднего-начале позднего миоцена; в плиоцен-четвертичное время залежи пополнялись вновь образованными УВ;

- нижнемиоценовые коллектора запитывались УВ из двух источников: главным образом за счет просачивания из нижележащих олигоценых коллекторов и, в меньшей степени, за счет УВ сгенерированных в нижнемиоценовых НМТ; так же как и олигоценые залежи, залежи в нижнем миоцене локализованы в локальных положительных структурах в пределах прогибов, в области активной «нефтяной кухни»; качество покрышки нижнемиоценовых коллекторов также невысокое, что обуславливает широкое развитие процессов дальнейшего вертикального просачивания УВ через покрышку; время формирования нижнемиоценовых залежей в целом совпадает (с небольшим запаздыванием) со временем формирования олигоценых залежей;

- среднемиоценовый коллектор имеет региональную покрышку наивысшего качества в сравнении с покрышкой остальных коллекторских толщ – мощную, сравнительно однородную толщу глин позднего миоцена-плиоцена; поэтому среднемиоценовый коллектор аккумулировал УВ просочившиеся из нижележащих залежей; ввиду лучшего качества покрышки и меньшей амплитуды структур размеры залежей в среднемиоценовом коллекторе оказываются больше нежели размеры залежей в олигоценых и нижнемиоценовых коллекторах; ввиду того, что источником УВ в среднемиоценовом коллекторе является просачивание из нижележащих залежей, локализация залежей среднего миоцена совпадает с локализацией залежей в олигоцене и нижнем миоцене, с учетом особенностей распространения среднемиоценового коллектора (т.е. того факта, что среднемиоценовый коллектор присутствует не на всей территории); время формирования большинства залежей среднего миоцена запаздывает в сравнении со временем формирования залежей олигоцена и нижнего миоцена – поздний миоцен – плиоцен.

7. Оценка перспектив нефтегазоносности и определение наиболее перспективных областей для дальнейшего проведения ГРП

Согласно проведенным исследованиям, северная часть бассейна Южный Коншон обладает всеми признаками для высокой оценки перспектив нефтегазоносности.

Активными нефтегазоматеринскими породами являются олигоценые и нижнемиоценовые отложения. Они наиболее прогреты в центральных зонах прогибов. Нижнеолигоценые толщи в пределах центральных частей прогибов в настоящий момент перегреты; верхнеолигоценые и нижнемиоценовые толщи в пределах прогибов в настоящий момент находятся в благоприятных температурных условиях для нефтегазогенерации; среднемиоценовые и вышележащие толщи только в осевых частях прогибов достигли температурных условий, благоприятных для нефтегазогенерации, но в связи с ограниченностью этих зон существенное влияние на миграцию они не оказывают. Таким образом, только олигоценые и нижнемиоценовые породы играют роль в снабжении резервуаров углеводородами. Суммарные объемы генерации УВ в НМТ в пределах участка работ, рассчитанные по результатам бассейнового моделирования, за всю геологическую историю приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. Суммарные объемы генерации УВ в НМТ в пределах участка работ за всю геологическую историю

Стратиграфический возраст	Сгенерировано УВ млн. т.н.э
Оligоцен	14 969
Нижний миоцен	2 058
Средний миоцен	1
Суммарно	17 028

Критическим моментом углеводородной системы является начало раннего миоцена: именно в это время после структурной перестройки и эрозионного события произошло формирование большинства залежей

Району свойственно развитие коллекторов различного генезиса и состава, таких как песчаников олигоцена и миоцена, известняков миоцена, возможно, трещиноватых гранитов докайнозойского фундамента.

Залежи в трещиноватом коллекторе фундамента могут быть образованы за счет латерального перетока УВ из стратиграфически более молодых коллекторов в областях структурных поднятий, где эти коллектора прилегают к выступам фундамента. Соответственно, залежи в коллекторе фундамента будут локализованы главным образом в областях структурных поднятий фундамента, прилегающих к прогибам.

Залежи в коллекторах олигоцена запитываются УВ, образованными в нижележащих олигоценых НМТ. Аккумуляция в олигоценых коллекторах локализована, главным образом, в локальных положительных структурах в пределах прогибов. Ввиду не очень хорошего качества покрышки и высокой амплитуды структур значительная часть аккумулярованных в олигоценых залежах УВ просочилась через покрышку в вышележащие коллектора нижнего миоцена.

Нижнемиоценовые коллектора запитывались УВ из двух источников: главным образом за счет просачивания из нижележащих олигоценых коллекторов и, в меньшей степени, за счет УВ сгенерированных в нижнемиоценовых НМТ

Среднемиоценовый коллектор имеет региональную покрышку более высокого качества в сравнении с покрышкой остальных коллекторских толщ – мощную, сравнительно однородную толщу глин позднего миоцена-плиоцена, поэтому среднемиоценовый коллектор аккумуляровал УВ, просочившиеся из нижележащих залежей.

На основании этих заключений была сделана попытка (Рис. 7.1.) разделения территории по степени перспективности. В целом наиболее

перспективными областями, содержащими большинство залежей, являются структуры, расположенные в пределах Северо-Западного, Юго-Западного, Северо-Восточного прогибов и Юго-Восточной впадины, и непосредственно прилегающие к ним (или расположенные внутри них) структурные возвышенности.

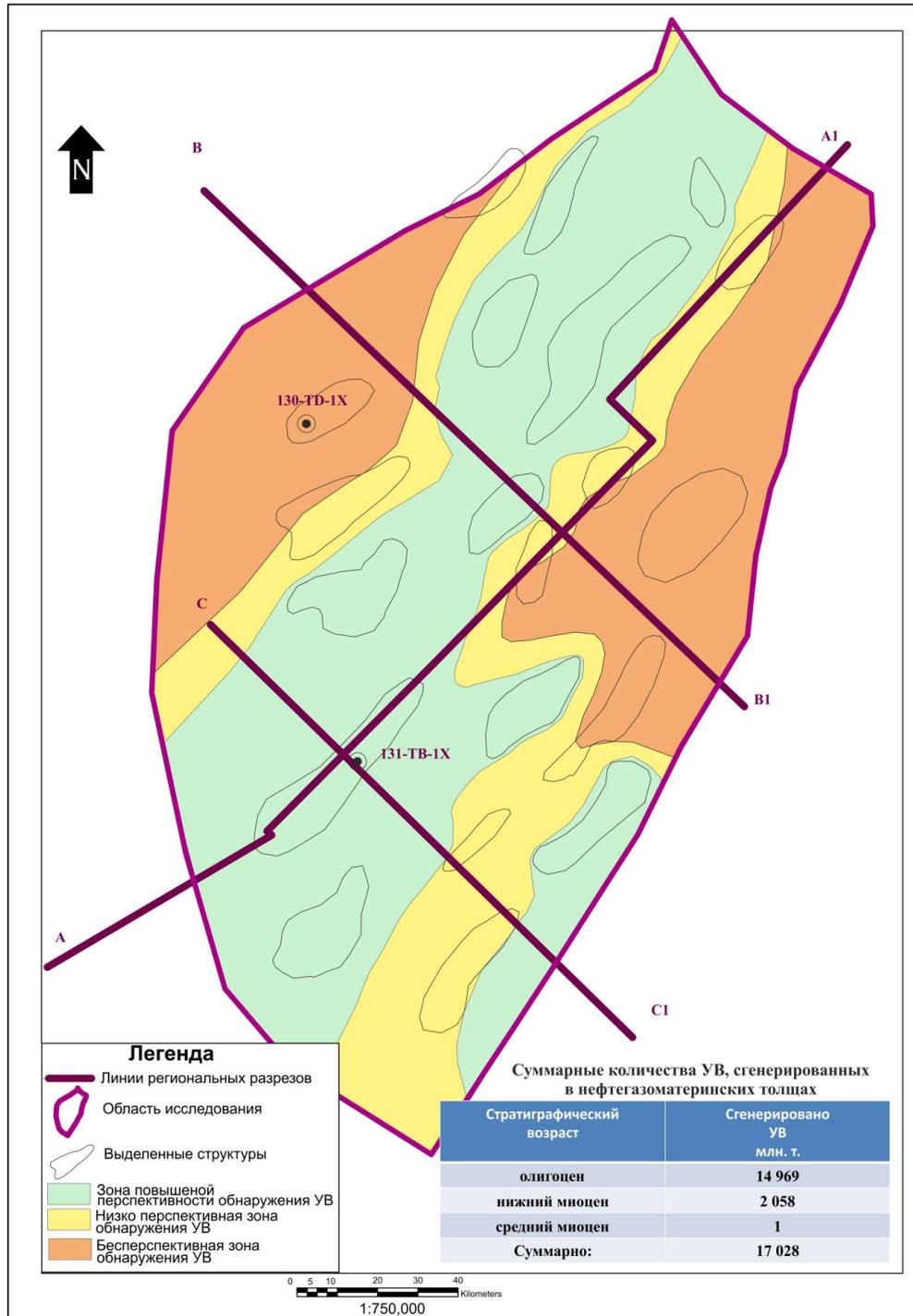


Рисунок 7.1. Схема перспективных зон нефтегазоносности

7.1. Рекомендации по проведению дальнейших работ

Результаты проведенных исследований позволяют сформулировать ряд рекомендаций по дальнейшему проведению поисковых работ.

Моделирование УВ-систем показало, что наиболее перспективными для поиска нефти и газа являются структуры расположенные в пределах Северо-Западного, Юго-Западного, Северо-Восточного прогибов и Юго-Восточной впадины, и непосредственно прилегающие к ним (или расположенные внутри них) структурные возвышенности (рис. 7.1). Эти объекты расположены на поднятиях непосредственно над областью нефтегазогенерации и сопряжены с достаточно обширными областями дренажа углеводородов, что обеспечивает заполнение названных объектов углеводородными соединениями. Другие структуры вследствие удаленности их от очага нефтегазогенерации, или слишком малой области дренажа оказываются недозаполненными. Заложенная в 2015 году скважина в зоне повышенной перспективности позволила получить промышленные притоки углеводородов.

Дальнейшие работы предлагается вести по двум направлениям: добиваться большей структурной детализации внутреннего строения чехла в высокоперспективной зоне, а также выяснения литологических особенностей строения стратиграфического разреза.

В рамках первого направления рекомендуется проведение 3D сейсмических работ в пределах выделенных структур зоны повышенной перспективности. Текущая структурная модель рассчитана на основе интерполяции границ, проинтерпретированных по сети 2D сейсмических профилей. Данная модель содержит неточности в областях ячеек между профилями. Т.к. направления миграции и места аккумуляции УВ зависят от структурного плана кровли коллектора, изменение структурной модели

может существенно изменить как локализацию залежей, так и количественную оценку ресурсов. 3D исследования обеспечат значительный прогресс в понимании геологического строения чехольного комплекса и морфологии отражающих горизонтов.

Площадь сейсмических исследований должна охватывать сам целевой объект и его бассейн дренажа углеводородов. Расширение границ съемки необходимо для оценки возможности миграции УВ и оценки ресурсов залежей.

Согласно результатам моделирования размеры бассейны дренажа не превышают 40 км в поперечнике; таким образом, рекомендуемые сейсмические исследования должны быть выполнены для областей с размерами как минимум 40 км на 40 км, центрированными в целевых объектах.

В рамках второго направления до начала дальнейшего бурения целесообразно провести анализ полученных после бурения данных на предмет подтверждения качества: 1) нефтематеринских толщ (НМТ), вступивших в ходе своего погружения в область температур, благоприятных для термального крекинга керогена и генерации углеводородов; 2) коллекторских толщ и покрышек; 3) структурных или стратиграфических, или других ловушек на момент наиболее активной генерации углеводородов; 4) а также на предмет наличия путей миграции из области нефтегазогенерации к ловушкам.

В случае получения новой структурной модели и/или новой информации о распространении, эффективной мощности и качестве нефтематеринских толщ, коллекторов и покрышек имеет смысл выполнить повторное, более детальное моделирование УВ систем с целью уточнения возможности заполнения структур и формирования залежей углеводородов, а также оценки ресурсов и прогноза пластовых давлений. В сравнении с

текущей моделью можно ожидать коррекции как величины ресурсного потенциала (главным образом вследствие уточнения характеристик НМТ, коллекторов и покрышек), так и локализации залежей (в результате уточнения структурной модели, областей распространения коллекторов и покрышек).

Заключение

В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы о геологическом строении, палеотектоническом развитии, истории прогрева, нефтегазогенерации, первичной и вторичной миграции и аккумуляции углеводородов и перспективах нефтегазоносности северо-восточной глубоководной части осадочного бассейна Южный Коншон:

- общий структурный план района работ в основном был сформирован к раннему миоцену, дальнейшее развитие структурного плана происходило унаследованным образом; в конце среднего – начале позднего миоцена имела место структурная перестройка, приуроченная к областям поднятий; в плиоцен-четвертичное время область испытывала ускоренное погружение при дефиците осадочного материала, выразившееся в формировании глубоководного морского бассейна к современному моменту; амплитуда структур менялась со временем; наибольший рост амплитуд структур имел место в среднем миоцене;
- наиболее перегретыми являются те части моделированной области, которые наиболее погружены: Северо-Западный, Юго-Западный, Северо-Восточный прогибы и Юго-Восточная впадина; в то же время, структурные возвышенности (поднятие Фукуи, горсты Южно-Коншонского прогиба и области Центральных поднятий) находятся в сравнительно холодных температурных условиях;
- нижнеолигоценовые толщи в пределах центральных частей прогибов в настоящий момент перегреты, в таких температурных условиях вероятны реакции вторичного крекинга УВ; верхнеолигоценовые и нижнемиоценовые толщи в пределах прогибов в настоящий момент находятся в благоприятных температурных условиях для нефтегазогенерации; среднемиоценовые и вышележащие толщи только в осевых частях прогибов достигли температурных условий, благоприятных для нефтегазогенерации, но в связи

с ограниченностью этих зон существенное влияние на миграцию они не оказывают;

- фиксируется два основных эпизода прогрева: в среднемиоценовое время: именно в это время основные толщи олигоцена и нижнего миоцена в прогибах вошли в область благоприятных для нефтегенерации температур; и в плиоцен-четвертичное время;
- в настоящий момент олигоценовые НМТ в пределах прогибов находятся в области нефтяного или газового окна; в пределах газового окна находятся олигоценовые НМТ в западных частях Северо-Западного прогиба, западной и центральной части Юго-Западного прогиба, центральных частях Северо-Восточного прогиба и Восточной впадины; НМТ олигоцена в центральной и восточной частях Северо-Западного прогиба, восточной части Юго-Западного прогиба, в прибортовых частях всех прогибов находятся в пределах нефтяного окна; НМТ нижней части нижнего миоцена в пределах прогибов в настоящий момент почти повсеместно находятся в пределах нефтяного окна, за исключением наиболее западных частей Северо-Западного и Юго-Западного прогибов, которые находятся в пределах газового окна; НМТ верхней части нижнего миоцена в настоящий момент находятся в пределах нефтяного окна только в пределах наиболее погруженных частей в пределах Северо-Западного и Северо-Восточного прогибов, в западной части Юго-Западного прогиба; НМТ среднего миоцена и более молодые в настоящий момент практически незрелые; на структурных поднятиях все НМТ (если присутствуют) являются незрелыми;
- олигоценовые и нижнемиоценовые НМТ почти полностью реализовали свой нефтегазогенерирующий потенциал в западных частях Северо-Западного прогиба, западной и центральной части Юго-Западного прогибов, центральных частях Северо-Восточного прогиба и Восточной впадины; на остальной части территории НМТ олигоцена еще сохраняют некоторую долю; время вхождения НМТ в область нефтяного окна в целом по всей области моделирования – средний-поздний миоцен; НМТ верхней части

нижнего миоцена и среднего миоцена в пределах области моделирования нигде не достигли 100% степени реализации исходного нефтегазогенерирующего потенциала;

- основной эпизод нефтегазогенерации в пределах прогибов имел место в среднем миоцене, именно в это время были сгенерированы основные объемы углеводородов; активная нефтегазогенерация продолжается вплоть до настоящего момента, хотя и в меньших объемах (в сравнении с объемами нефтегазогенерации в среднем миоцене);
- критическим моментом углеводородной системы является начало раннего миоцена: именно в это время после структурной перестройки и эрозионного события произошло формирование большинства залежей; процесс формирования залежей продолжается вплоть до настоящего момента (в силу продолжающейся нефтегазогенерации);
- ввиду значительной расчлененности рельефа структурных поверхностей масштабы вторичной миграции в латеральном направлении невелики, следовательно большинство залежей будет локализовано в пределах или в непосредственной близости от области «нефтяной кухни», т.е. прогибов;
- бассейны сбора УВ невелики по размерам; каждая из потенциальных ловушек запитывается УВ, сгенерированными в ее ближайшей окрестности;
- широкое распространение имели место процессы перетока УВ между коллекторами разного стратиграфического возраста: как за счет вертикального просачивания через покрышку при достижении высоты колонки УВ критического значения (вследствие не очень хорошего качества покрышки), так и латеральный переток между коллекторами разного возраста в области их взаимного налегания (вследствие особенностей структуры: высокой расчлененности рельефа фундамента и наличия таких зон налегания);
- залежи в трещиноватом коллекторе фундамента могут быть образованы за счет латерального перетока УВ из стратиграфически более молодых коллекторов в областях структурных поднятий, где эти коллектора

прилегают к выступам фундамента; соответственно, залежи в коллекторе фундамента будут локализованы главным образом в областях структурных поднятий фундамента, прилегающих к прогибам; время формирования большинства залежей: конец среднего миоцена – начало позднего миоцена (при этом некоторые из залежей были сформированы ранее – в начале среднего миоцена); в плиоцен-четвертичное время шло активное пополнение залежей вновь образованными УВ;

- залежи в коллекторах олигоцена запитываются УВ, образованными в нижележащих олигоценовых НМТ; аккумуляции в олигоценовых коллекторах локализованы, главным образом, в локальных положительных структурах в пределах прогибов; ввиду не очень хорошего качества покрышки и высокой амплитуды структур значительная часть аккумулярованных в олигоценовых залежах УВ просочилась через покрышку в вышележащие коллектора; время формирования залежей в олигоценовых коллекторах варьируется в широких пределах: от раннего миоцена до плиоцена, но наиболее значительная часть залежей была сформирована в конце среднего-начале позднего миоцена; в плиоцен-четвертичное время залежи пополнялись вновь образованными УВ;
- нижнемиоценовые коллектора запитывались УВ из двух источников: главным образом за счет просачивания из нижележащих олигоценовых коллекторов и, в меньшей степени, за счет УВ сгенерированных в нижнемиоценовых НМТ; так же как и олигоценовые залежи, залежи в нижнем миоцене локализованы в локальных положительных структурах в пределах прогибов, в области активного очага нефтегазогенерации; качество покрышки нижнемиоценовых коллекторов также невысокое, что обуславливает широкое развитие процессов дальнейшего вертикального просачивания УВ через покрышку; время формирования нижнемиоценовых залежей в целом совпадает (с небольшим запаздыванием) со временем формирования олигоценовых залежей;

- среднемиоценовый коллектор имеет региональную покрывку более высокого качества в сравнении с покрывкой остальных коллекторских толщ – мощную, сравнительно однородную толщу глин позднего миоцена-плиоцена; поэтому среднемиоценовый коллектор аккумулировал УВ просочившиеся из нижележащих залежей; ввиду лучшего качества покрывки и меньшей амплитуды структур размеры залежей в среднемиоценовом коллекторе оказываются больше нежели размеры залежей в олигоценовых и нижнемиоценовых коллекторах; ввиду того, что источником УВ в среднемиоценовом коллекторе является просачивание из нижележащих залежей, локализация залежей среднего миоцена совпадает с локализацией залежей в олигоцене и нижнем миоцене, с учетом особенностей распространения среднемиоценового коллектора (т.е. того факта, что среднемиоценовый коллектор присутствует не на всей территории); время формирования большинства залежей среднего миоцена запаздывает в сравнении со временем формирования залежей олигоцена и нижнего миоцена – поздний миоцен – плиоцен;
- в целом наиболее перспективными областями, содержащими большинство залежей, являются прогибы и непосредственно прилегающие к ним (или расположенные внутри них) структурные возвышенности.

Список использованной литературы

1. **Арешев Е.Г.** Нефтегазоносность окраинных морей Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии / Арешев Е.Г. – М.: Аванти, 2003. – 288 с.
2. **Арешев Е.Г., Гаврилов В.П.** Геодинамическая эволюция литосферы и нефтегазоносности шельфа юга СРВ и сопредельных районов / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П. - Доклад на международной конференции в г. Ханое, 1995.
3. **Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др.** Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. – М., 1997. – 288 с.
4. **Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др.** Модель геодинамического развития континентального шельфа юга СРВ / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. - Нефтяное хозяйство, 1996. – №8. – С. 30-34.
5. **Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др.** Нефтегазоносность континентального шельфа юга Вьетнама с позиции концепции тектоники литосферных плит / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. - Геология нефти и газа, 1996. – №10. – С. 40-43.
6. **Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донцов В.В.** Альтернативная модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донцов В.В. - Нефтяное хозяйство, 2004. – №9. – С. 44-47.
7. **Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Киреев Ф.А.** Рифтовые структуры как перспективный нефтегазоносный объект континентального шельфа СРВ / Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Киреев Ф.А. - Нефтяное хозяйство, 2001. – №2. – С. 22-24.
8. **Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др.** Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама / Гаврилов В.П., Гулев В.Л., Киреев Ф.А. и др. – М.: Недра, 2010. – 294 с.
9. **Вовк В.С, Гулев В.Л. и др.** Нефтегазоносность фундамента шельфа Северного и Центрального Вьетнама / Вовк В.С, Гулев В.Л. и др. - Геология нефти и газа, 2008. – №2. – С. 45-51.
10. **Высоцкий И.В., Высоцкий В.И.** Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-нефтяных месторождений / Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. – М.: Недра, 1986. – 227 с.
11. **Гаврилов В.П.** Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере / Гаврилов В.П. - Геология нефти и газа, 1988. – №10, с. 1-8.
12. **Гаврилов В.П., Дзюбло А.Д. и др.** Геология и нефтегазоносность фундамента Южного Вьетнама / Гаврилов В.П., Дзюбло А.Д. и др.

др. - Геология нефти и газа, 1995. – №4. – С. 25-29.

13. **Гатинский Ю.Г. и др.** Особенности разломной тектоники Индо-Китайского района / Гатинский Ю.Г. и др. – Геотектоника, 1984. – №5. – С.73-83.
14. **Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.** Геология и геохимия нефти и газа / Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 383 с.
15. **Донг Ч.Л., Демушкин Ю.И. и др.** Промыслово-геологические особенности строения резервуара и залежи фундамента месторождения Белый Тигр / Донг Ч.Л., Демушкин Ю.И. и др. - Нефтяное хозяйство, 1996. – №8. – С. 35-37.
16. **Маслов В.В.** Геологическое строение, развитие и нефтегазоносность Южно-Коншонской впадины (Шельф СРВ) / Маслов В.В. - диссертация на соискание ученой степени кандидата геол-мин. наук. – М.: РУНГ им. Губкина, 2005. – 120 с.
17. **Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.**
18. **Мурзин Р.Р., Литуновский А.Э., Носенков А.Н.** Принципы заложения поисково-разведочных скважин на горстообразных структурах фундамента шельфа Южного Вьетнама / Мурзин Р.Р., Литуновский А.Э., Носенков А.Н. - Нефтяное хозяйство, 2006. – №6. – С. 28-31.
19. **Половинкин О.М.** Особенности литофациального строения синрифтовых олигоценовых отложений и перспектива нефтегазоносности северо-восточного борта бассейна Южный Коншон / Половинкин О.М. - Геология Нефти и Газа, 2015 - № 6 – С. 21-32.
20. **Binh N.T.T., Tokunaga H.P.S., Mai V.B.** Present-day stress and pore pressure fields in the Cuu Long and Nam Con Son Basins, offshore Vietnam / Marine and Petroleum Geology. – 2007. – 24(10). – pp. 607-615.
21. **Anne Replumaz, Ana M. Negredo, Stéphane Guillot, Antonio Villasenor.** Multiple episodes of continental subduction during India/Asia convergence: Insight from seismic tomography and tectonic reconstruction / Tectonophysics. – 483 (2010). – pp. 125–134.
22. **Morley C.K., Nelson R.A., Patton T.L., et al.** Transfer Zones in the East African Rift System and Their Relevance to Hydrocarbon Exploration in Rifts / AAPG Bulletin – №74, 1990, pp. 1234-1253.
23. **Canh T., Ho D.V., et al.** Viet Nam attractive plays in new geological province / AAPG Bull. – 1994. – Vol.92. – No.11. – Nov. – pp. 78-83.
24. **Charles S. Hutchison.** Marginal basin evolution: the southern South China Sea / Marine and Petroleum Geology. – 21 (2004). – pp. 1129-1148.

25. **Charles S. Hutchison.** Oroclines and paleomagnetism in Borneo and South-East Asia / *Tectonophysics*. – 496 (2010). – pp. 53–67.
26. **Clift P., Lin J.** Preferential mantle Lithospheric extension under the South China margin / *Marine and Petroleum Geology*. – 2001 (18). – pp. 929-945.
27. **Fyhn M.B.W , Boldreel L.O., Nielsen L.H.** Geological development of the Central and South Vietnamese margin: Implications for the establishment of the South China Sea, Indochinese escape tectonics and Cenozoic volcanism / *Tectonophysics*. – 2009. – pp. 184-214.
28. **Gwang H. Lee, Keumsuk Lee, Joel S. Watkins.** Geologic evolution of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore southern Vietnam, South China Sea / *AAPG Bulletin*. – 2001. – Volume 85, Issue 6. – pp. 1055-1082.
29. **Hall R.** Cenozoic plate tectonic reconstructions of SE Asia / *Geological Society of London*. – 1997. – 106. – pp. 153-184.
30. **Hedberg H.D.** Continental Margins from Viewpoint of the Petroleum Geologists / *AAPG Bull.* – 1970/ – vol. 54, №1. – pp. 137-141.
31. **Helge Loseth, Marita Gading, Lars Wensaas.** Hydrocarbon leakage interpreted on seismic data / *Marine and Petroleum Geology*. – 26 (2009). – pp. 1304-1319.
32. **Hung N.D., Le H.V.** Petroleum Geology of Cuu Long Basin – offshore Vietnam / *Search and discovery Article*. – #10062 (2004).
33. **Davison I., Underhill J.R.** Tectonics and Sedimentation in Extensional Rifts: Implication for Petroleum System / *AAPG Memoir*. – 100 (2012). – pp. 15-43.
34. **James E. Faulds, Jon H. Steward.** The Regional Segmentation of the Basin and Range Province. – 1998. – 260 p.
35. **Jianye Ren, Kensaku Tamaki, Sitian Li, Zhang Junxia.** Late Mesozoic and Cenozoic rifting and its dynamic setting in Eastern China and adjacent areas / *Tectonophysics*. – 344 (2002). – pp.175-205.
36. **McClay K.R., Dooley T., Whitehouse P., et al.** 4-D evolution of rift systems: Insights from scaled physical models / *AAPGBulletin*. – v.86, №6 (2002). – pp. 935-959.
37. **Khy, L.V.** The structure of the Mekong Trough. / *International Geology Review* 28, – 1986. – pp. 87-95.
38. **Le Van Cu, Nguyen Dich Dy, Huy Quynh, et al.** Correlation of Stratigraphy of Some Cenozoic Basins in Vietnam / *Geological Sciences and Techniques*. – Hanoi.1985. – Vol 2.– pp. 75-80.
39. **Lee G.H., Lee K.,Watkins J.S.** Geological evolution of the Cuu Long and Nam Con Son Basins, offshore southern Vietnam, South China Sea / *AAPG Bulletin*. – 2001. – 85, pp.1055-1082.

40. **Lee T.Y., Lawver L.A.** Cenozoic plate reconstruction of the South China Sea region / *Tectonophysics*. – 1994. – v. 235. – No.1-2. – pp. 149-180.
41. **Matthews S.J., Fraser A.J., Lowe S., Todd S.P., Peel F.J.** Structure, stratigraphy and petroleum geology of the SE Nam Con Son, offshore Vietnam. In: Fraser A.J., Matthews S.J., Murphy R.W. (Eds.), *Petroleum Geology of Southeast Asia* / Geological Society, London, Special Publication, 126. –1997. – pp. 89-106.
42. **Mitchum R.M., Vail P.R., Sangree J.B.** Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences / *Memoir - AAPG*, v. 26, 1977. – pp. 117-133.
43. **Molnar P., Tapponier P.** Cenozoic tectonic of Asia effects of continental collision / *Science*. Vol.195. No 4201. 1975. – pp. 419-462.
44. **Morley C.K.** A tectonic model for the Tertiary evolution of strike-slip faults and rift basins in SE Asia / *Tectonophysics*. – 2002. – pp. 189-215.
45. **Ngo Thuong San, Nguyen Van Doc, Nguyen Dang Lieu.** Tectonics of the South Vietnam Continental Shelf and Adjacent Areas / *Geology*. 171. 1985. – pp.1-16.
46. **Nguyen Hiep et al.**, The petroleum Geology and Resources of Vietnam. Vietnam oil and Gas Group / Science and Technics Publishing House. 2009. – 551p.
47. **Nielsen L.H., Abatzis I.** Petroleum potential of sedimentary basins in Vietnam: long-term geoscientific co-operation with the Vietnam Petroleum Institute / *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*. – No. 4, Review of Survey activities. – 2003. – pp. 97-100.
48. **Olson C.** Timing and tectonic implications of basin inversion in the Nam Con Son basin and adjacent areas / M.S. Thesis, Texas A&M University, College Station, TX. 2001.
49. **Percy P.H. Chen, Zhi Xuong Chen, Qi Min Zhang.** Sequence Stratigraphy and Continental Margin Development of the Northwestern Shelf of the South China Sea / *AAPG*, 1993.
50. **Peter D. Clift.** Controls on the erosion of Cenozoic Asia and the flux of clastic sediment to the ocean / *Earth and Planetary Science Letters* 241 (2006). – pp. 571-580.
51. **Pin Yan, Yanlin Wang, Hailing Liu.** Post-spreading transgressive faults in the South China Sea Basin / *Tectonophysics*. – 450 (2008). – pp. 70-78.
52. **Pugh Adam.** Structural evolution of the Nam Con Son Basin: quantitative fault analysis applied to a 3-dimensional seismic dataset / Durham theses, Durham University. Available at Durham E-Theses Online: [http://etheses.dur.ac.uk/2497/\(2007\)](http://etheses.dur.ac.uk/2497/(2007))

53. **Qianyu Li, Pinxian Wang, Quanhong Zhao, et al.** A 33 Ma lithostratigraphic record of tectonic and paleoceanographic evolution of the South China Sea / *Marine Geology*, 230 (2006). pp. 217-235.
54. **Rangin C., Huchon P., Le Pichon X., Bellon H., Lepvrier C., Roques D., Hoe N.D., Quynh P.V.** Cenozoic deformation of Central and South Vietnam. / *Tectonophysics*. 235, 1995. – pp. 179-196.
55. **Rob Funnell, Rick Allis, Tran Huyen.** Thermal Regimes in Two Vietnamese Basins, Cuu Long and Nam Con Son, and Implications for Hydrocarbon Generation / *Indonesian Petroleum Association Volume*, 1997. – pp. 499-509.
56. **Robert Halla, Marco W.A. van Hattum, Wim Spakman.** Impact of India–Asia collision on SE Asia: The record in Borneo / *Tectonophysics*. 451 (2008). – pp. 366–389.
57. **Schmidt J. et al.** Tectonic development of the Cuu Long Basin / Vietnam. – 2003. – p. 110.
58. **Sibuet J.-C., Shu-Kuu Su.** How was Taiwan created? / *Tectonophysics*. – 2004 (379). – pp. 159-181.
59. **Tan M.T.**, Seismic-stratigraphic studies of the continental shelf of southern Vietnam / *Journal of Petroleum Geology*. 18, 1995. – pp. 345-354.
60. **Tang P.** Asia/Pacific –Vietnam Operators Making Discoveries / *Offshore*. – Oct. – 1996. – 22 p.
61. **Nguyen Hiep, Ed.** The Petroleum Geology and Resources of Vietnam / Science and Technics Publishing House. – Hanoi, Vietnam. – 2009.
62. **Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D.**, Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: Concepts for high-resolution correlation of time and facies / *AAPG Methods in Exploration*, series 7, 1990. – pp. 1-55.
63. **Whright C.H.** Neogene Stratigraphic Relationships within the Nam Conson basin / *Offshore Vietnam Resulting from Tectonics, Eustasy, and Sediment Flux*. M.S. PhD Thesis, Texas A&M University. 2006. – 125 p.
64. **Wu Jinmin.** Evaluation and models of Cenozoic sedimentation in the South China Sea / *Tectonophysics*. 235 (1994). – pp. 77-98.
65. **Xiaobin Shi, Xuelin Qiu, Kanyuan Xia, Di Zhou.** Characteristics of surface heat flow in the South China Sea / *Journal of Asian Earth Sciences*. 22 (2003). – pp. 265-277.
66. **Xiaowen Guo, Keyu Liu, Sheng He, et al.** Petroleum generation and charge history of the northern Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China: Insight from integrated fluid inclusion analysis and basin modelling / *Marine and Petroleum Geology*. 32 (2012). – pp. 21-35.