ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

На правах рукописи

Наумова Мария Николаевна

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря

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

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
д.г.-м.н. Лаврушин В.Ю.
Научный консультант:
к.г.-м.н. Надежкин Д.В.

Москва – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ 2
СПИСОК РИСУНКОВ 3
СПИСОК ТАБЛИЦ 8
ВВЕДЕНИЕ 9
1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ 13
2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ 20
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика 20
2.2 Тектоническое строение 27
2.3 Нефтегазоносность 34
3. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ 43
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ 55
4.1 Тектонические факторы структурообразования 55
4.2 Условия осадконакопления 64
5. ВЫДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ УВ СИСТЕМ 81
5.1 Выделение нефтегазоматеринских пород 81
5.2 Выделение и характеристика пород-коллекторов и флюидоупоров 98
5.3 Типы ловушек УВ 105
6. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЭВОЛЮЦИИ МИОЦЕНОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ 110
6.1 Построение трехмерной бассейновой модели 110
6.2 Анализ результатов бассейнового моделирования 119
6.2.1 Степень преобразованности НГМ толщ 119
6.2.2 Анализ миграционно-аккумуляционных процессов 123
6.3 Результаты исследований пластовых и поверхностных УВ флюидов 129
7. ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ 138
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 144
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 146

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1 Изученность северо-западного шельфа Черного моря региональными работами МОГТ на 2010 г. [Побэдаш М.С. и др., 2010].....15
Рисунок 1.2 Изученность северо-западного шельфа Черного моря бурением, по данным [Побэдаш М.С. и др., 2010] с дополнениями.....18
Рисунок 2.1 Обобщенная литолого-стратиграфическая схема осадочного чехла северо-западной части Черноморского бассейна (*по данным Meulenkamp J.E. et. al., 2000 (региональные подразделения), ** Bega Z. and Ionescu G., 2009 (местные подразделения))...21
Рисунок 2.2 Сопоставление проинтерпретированного сейсмического профиля по данным Bega Z. and Ionescu G., 2009 (левая часть рисунка) с композитным профилем съемки 3Д (на рисунке справа) 23
Рисунок 2.3 Схема тектонического районирования Черноморского региона. Для Черного моря цветом показаны глубины, близкие к фундаменту (синие – глубоко, красные - мелко); для суши цветом показана топография. Основано на карте [Robinson A.G., 1997] 27
Рисунок 2.4 Региональные сейсмические профили с геологической интерпретацией, выполненной в рамках международного проекта «Геология без границ», в реализации которого принимали участие специалисты из Россия, Турция, Украина, Румыния и Болгария [Nikishin A.M., et al., 2015] 28
Рисунок 2.5 Тектоническая схема северо-запада Черного моря по кровле верхнемеловых отложений, по данным [Наумова М.Н., 2016].....29
Рисунок 2.6 Основные тектонические элементы северо-западной акватории Черного моря. Положение профилей указано на рисунок 2.5, по данным [Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014].....30
Рисунок 2.7 Основные этапы тектонического развития региона, по данным [Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014] 33
Рисунок 2.8 Схема нефтегазоносности северо-западной части акватории Черного моря (граница палеовпадины нанесена по данным [Туголесов Д.А. и др., 1985]) 34
Рисунок 2.9 Основные элементы и события нижнемеловой–палеоценовой УВ системы, * Meulenkamp J.E. et. al., 2000, ** Bega Z. and Ionescu G., 2009 36
Рис 2.10 Принципиальная схема миграции и аккумуляции УВ для месторождений Каркинитского прогиба, по данным [Наумова М.Н., 2016].....37
Рис 2.11 Основные элементы и события олигоценовой УВ системы, * Meulenkamp J.E. et. al., 2000, ** Bega Z. and Ionescu G., 2009 38
Рис 2.12 Основные элементы и события миоценовой УВ системы, * Meulenkamp J.E. et. al., 2000, ** Bega Z. and Ionescu G., 2009 40
Рисунок 2.13 Грязевой вулкан. Холм и воронка в рельефе дна моря (на карте батиметрии), подводящие каналы, соединяющиеся на глубине (сейсмический профиль из куба 3Д) 41
Рисунок 2.14 Покмарки (pockmark) на батиметрической карте и на сейсмическом профиле (из сейсмического куба 3Д).....42
Рисунок 3.1 Схема фактического материала 44
Рисунок 3.2 Результат привязки опорных сейсмических горизонтов. Скважина Десантная-145
Рисунок 3.3 Классическая концептуальная модель сиквенс-стратиграфии, по данным [Van Wagoner J.C. et al., 1990].....47
Рисунок 3.4 Исследования газов способом а) isotube; б) isojar, по данным [Dolson J., 2016] ..50

Рисунок 3.5 Схема отбора проб при поверхностной геохимической съемке 52
Рисунок 4.1 Характерные структурно-тектонические деформации в области склона [Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019].....56
Рисунок 4.2 Недеформированный разрез 58
Рисунок 4.3 Формирование антиклинальной складки во фронтальной части надвига.....58
Рисунок 4.4 Эрозия антиклинальной складки.....59
Рисунок 4.5 Тектоническая эволюция акватории в плиоцен-четвертичное время.....60
Рисунок 4.6 Концептуальная модель развития гравитационных комплексов и пример на сейсмических данных 3Д в зоне склона.....61
Рисунок 4.7 «Циркообразная» форма гравитационного комплекса в пределах изучаемой акватории 62
Рисунок 4.8 Аналог пояса гравитационной складчатости в дельте Нигера, по данным [Morley C.K. et al., 2011] и его сопоставление с комплексом гравитационных деформаций Западно-Черноморской впадины 63
Рисунок 4.9 Региональный профиль сейсморазведки 2Д.....64
Рисунок 4.10 Область дренирования крупных рек 64
Рисунок 4.11 Карта толщин неоген-четвертичных отложений (красный цвет на карте соответствует максимальным толщинам, синий – минимальным).....65
Рисунок 4.12 Выделение границ несогласий в неоген-четвертичном интервале разреза по составному региональному профилю в зоне исследования. Желтым цветом обозначены границы сиквенсов, красным – разломы [Наумова М.Н. и др., 2018] 67
Рисунок 4.13 Крупномасштабные врезанные долины [Пинус О.В., Колосков В.Н и др., 2014] 68
Рисунок 4.14 Пример выделения в разрезе системных трактов. Желтым цветом обозначены границы сиквенсов, красным – разломы [Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019].....69
Рисунок 4.15 Конусы выноса вблизи подножия склона в верхнемиоценовых отложениях тракта низкого стояния уровня моря (красный цвет на карте соответствует максимальным толщинам, синий – минимальным) 70
Рисунок 4.16 Склоновые конусы выноса (slope fans) в отложениях клина тракта низкого стояния уровня моря, по данным [Van Wagoner J.C. et al., 1990].....71
Рисунок 4.17 Схема межскважинной корреляции для верхнемиоценовой части разреза. СГ-граница сиквенса 72
Рисунок 4.18 Пример типов сейсмической записи, характерный для верхнемиоценовых осадков области исследования.....73
Рисунок 4.19 а) Поверхность оползания вблизи кровли четвертичных отложений (красными пунктирными линиями показаны направления оползания осадка, желтым - линия сейсмического профиля); б) сейсмический профиль (белым пунктиром показаны прослеженные поверхности оползания осадка вблизи кровли четвертичных отложений и кровли дакия).....75
Рисунок 4.20 Интерпретация слоистых сейсмофаций (модель обстановок осадконакопления из работы Bernhardt A. et al.,2011).....75
Рисунок 4.21 Подводящий канал и конус прорыва на карте сейсмического атрибута. На рисунках справа показано положение объекта на карте батиметрии, и концептуальная модель формирования конусов прорыва из работы Posamentier H.W., 2003 76

Рисунок 4.22 а) Канал с глинистым наполнением и комплекс прирусловых валов, содержащий более крупнозернистые разности; б) сейсмические разрезы через западную и восточную части канала; в) аналог по плиоценовым отложениям дельты Нила из работы Taylor et. al, 2009 77
Рисунок 4.23 а) Распределительная лопасть на карте сейсмического атрибута; б) сейсмический разрез через распределительную лопасть и скважину 3 (положение разреза показано белой линией на рисунке 4.23а); в) аналог из дельты Нигера из работы Pirmez C. et al., 2000 78
Рисунок 4.24 Палеогеографическая схема на позднемиоценовое время....80
Рисунок 5.1 Геолого-геохимическая характеристика пород скважины 1 82
Рисунок 5.2 Геолого-геохимическая характеристика пород скважины 2 83
Рисунок 5.3 Геолого-геохимическая характеристика пород скважины 3 (кружками красного цвета показаны результаты испытаний MDT: красный – газ)....84
Рисунок 5.4 Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена по данным пиролиза в скважинах 1, 2 и 3....85
Рисунок 5.5 Состав керогена по данным скважин 1 (а), 2 (б) и 3 (в) 86
Рисунок 5.6 Тренды изменения отражательной способности витринита с глубиной по скважинам 1, 2 и 3....88
Рисунок 5.7 Сопоставление распределения биомаркеров (регулярных, изо- и диастеранов m/z 217) в нефтях румынских месторождений и регионально установленных нефтематеринских породах. Битумоиды из олигоценовых отложений имеют сходное распределение C27:C28:C29 стеранов [Georgiev G., 2012] 91
Рисунок 5.8 Модифицированная диаграмма ван Кревелена. Результаты пиролитических исследований ОВ глинистых обломков из грязевулканической брекчии, по данным [Козловой Е.В., 2003; Надежкин Д.В., 2011]....92
Рисунок 5.9 Палеогеографические схемы на раннемеловой, позднеэоценовый и раннеолигоценовый периоды, по данным Popov S.V. et al.,2004; Попадюк И., 2003 94
Рисунок 5.10 Генерационная характеристика пород из скважин 1, 2 и 3, содержащих ОВ III типа....95
Рисунок 5.11 Генерационные характеристики миоценовой нефтегазоматеринской толщи по данным со скважины 3 и из грязевого вулкана МГУ 95
Рисунок 5.12 Сопоставление данных бурения и сейсмических AVO аномалий класса 4, предположительно связанных с нефтегазоматеринскими породами (положение профиля показано на рисунке 5.13)....97
Рисунок 5.13 Геологические тела, извлеченные из сейсмического куба и связанные с миоценовыми нефтегазоматеринскими породами....97
Рисунок 5.14 Геолого-геофизический разрез скважины 3, фотографии и описание керна из интервала коллектора верхнепонтических отложений 99
Рисунок 5.15 а) Подводящий канал и конус прорыва, б) комплекс прирусловых валов, в) распределительная лопасть склонового конуса выноса. Все примеры из сейсмического куба 3Д....100
Рисунок 5.16 а) Изменение проницаемости в комплексе прирусловых валов, по данным Bernhardt A. et al., 2011; б) уменьшение коллекторских свойств в комплексе распределительных лопастей по направлению от проксимальной к дистальной части (положение скважины 3 показано условно) 102

Рисунок 5.17 Пример геологического разреза верхнемиоценовых отложений (построен по материалам сейсмического куба 3Д)....103
Рисунок 5.18 Антиклинальные структуры, выделенные по кровле нижнепонтических отложений. Белым цветом показаны максимальные замыкающие изогипсы 106
Рисунок 5.19 Месторождение Лира пример структурно-литологической ловушки (из сейсмического куба 3Д). Фиолетовым цветом показан контур литологического ограничения объекта....107
Рисунок 5.20 Тектонически экранированная ловушка в тыловой части комплекса гравитационного оползания (по материалам сейсморазведки 3Д) 107
Рисунок 5.21 Пример литологических ловушек, выделенных вблизи кровли верхнепонтических отложений (из сейсмического куба 3Д)....108
Рисунок 5.22 Предполагаемые типы ловушек в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря 109
Рисунок 6.1 Область трехмерного бассейнового моделирования....111
Рисунок 6.2 Структурный каркас трехмерной бассейновой модели 112
Рисунок 6.3 Разрывные нарушения в модели (а – разломы, достигающие поверхности дна моря; б – трехмерная модель разломов)....113
Рисунок 6.4 Литологический разрез в интервале верхнепонтических отложений из трехмерной бассейновой модели....115
Рисунок 6.5 Трехмерная визуализация пород-коллекторов верхнемиоценовой части разреза из бассейновой модели 115
Рисунок 6.6 Кинетические реакции деструкции ОВ, использованные при бассейновом моделировании 116
Рисунок 6.7 Характер изменения теплового потока во времени, принятый в 3Д бассейновой модели 117
Рисунок 6.8 Калибровка значений отражательной способности витринита и температуры по скв. Олимпийская-400 (по Sweeney& Burnham, 1990) 117
Рисунок 6.9 Калибровка значений отражательной способности витринита и температуры по скв. Десантная-1 (по Sweeney& Burnham, 1990)....118
Рисунок 6.10 Калибровка значений отражательной способности витринита и температуры по скважине 1 (по Sweeney& Burnham, 1990) 118
Рисунок 6.11 Разрез из трехмерной бассейновой модели, показывающий изменение современных температур....120
Рисунок 6.12 Положение окон генерации для северо-западной части склона Черного моря (по Sweeney& Burnham, 1990)....121
Рисунок 6.13 Стадии катагенетической преобразованности ОВ нефтегазоматеринских пород (по Sweeney& Burnham, 1990)....122
Рисунок 6.14 История изменения степени трансформации керогена миоценовой нефтегазоматеринской породой....123
Рисунок 6.15 Диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу сгенерированных УВ 124
Рисунок 6.16 Диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу эмигрировавших УВ 124
Рисунок 6.17 Диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу аккумулированных УВ в верхнемиоценовой части разреза 125

Рисунок 6.18 Модель миграции углеводородов (синим, зеленым и красным цветами на рисунке показана катагенетическая зрелость основных НГМ пород).....127
Рисунок 6.19 Аккумуляции УВ в пределах склона северо-западной части Черного моря 128
Рисунок 6.20 Аккумуляции УВ в разрезе из трехмерной бассейновой модели 128
Рисунок 6.21 а) Результаты изотопного и компонентного анализов газа скважин 1, 2 и 3, образцов пород северо-западного склона и центральной части Черного моря, по данным Mazzini A. et al., 2004; б) результаты изотопного анализа углерода и водорода метана по скважине 3; в) положение областей исследования 130
Рисунок 6.22 График зависимости изотопного состава углерода метана (δ13 C ‰) по скважинам 1, 2 и 3 от глубины.....131
Рисунок 6.23 График зависимости изотопного состава углерода метана (δ13 C ‰) по скважинам 1, 2 и 3 от пластовой температуры.....131
Рисунок 6.24 Анализ образцов при первой фазе работ, выбор образцов для второй фазы работ 133
Рисунок 6.25 Содержание метана в поверхностных пробах в сопоставлении с залежами УВ и разрывными нарушениями.....134
Рисунок 6.26 Результаты изотопного и компонентного анализов запечатанного и сорбированного газов 135
Рисунок 6.27 Сопоставление точек отбора геохимических проб с сейсмическими данными 136
Рисунок 6.28 Возможные выходы нефтяных УВ на поверхность по результатам анализа космоснимков [Gopika Suresh et al, 2015] 137
Рисунок 7.1 Вероятность наличия пород-коллекторов на разных уровнях в верхнемиоценовых отложениях (конуса выноса закартированы по 2Д сейсмическим данным) 139
Рисунок 7.2 Вероятность наличия флюидоупоров в верхнемиоценовых отложениях 140
Рисунок 7.3 Вероятность наличия антиклинальных структур 141
Рисунок 7.4 Вероятность наличия миоценовых нефтегазоматеринских пород и миграции из них.....141
Рисунок 7.5 Карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений 142

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 Запасы месторождений Каркинитского прогиба.....35
Таблица 1.2 Запасы месторождений, приуроченных к миоценовой УВ системе (по данным интернет-источника Wikipedia) 39
Таблица 5.1 Сводные данные по геохимии нефтегазоматеринских пород 89
Таблица 6.1 Литологический состав для отложений шельфовой области и глубоко залегающих пород, не вскрытых скважинами 1, 2 и 3 (по скважине Олимпийская-400).....114
Таблица 6.2 Литологический состав для верхнемиоценовых отложений склона и глубоководной части (по скважинам 1, 2 и 3).....114
Таблица 6.3 Сводные данные по генерационным свойствам НГМ толщ, использованные при бассейновом моделировании 116
Таблица 6.4 Генерационно-аккумуляционный баланс трехмерной модели 125

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. В настоящее время поиски новых месторождений углеводородов (УВ) преимущественно связаны с малоизученными территориями, в том числе глубоководными частями акваторий. Одним из таких регионов является северо-западная часть Черного моря. Геологоразведочные работы последних лет в этой области привели к открытию 5 месторождений газа в верхнемиоценовых отложениях - Домино (2012 г.), Южный Пеликан (2014 г.), Дельфин (2015 г.), Калифар (2015 г.) и Лира (2015 г.). Несмотря на то, что в регионе были открыты только газовые месторождения, вопрос наличия нефтяных залежей в породах позднемиоценового возраста остается открытым. По результатам исследований Georgiev G., Ionescu G., Saramet M., Баженовой О.К., Фадеевой Н.П., Козловой Е.В., Сен-Жермес М.Л., Нечаевой О.Л., Кругляковой Р.П., Надежкина Д.В. и других установлено, что региональной нефтегазоматеринской толщей (НГМТ) Черноморского региона и прилегающей суши являются отложения майкопской серии олигоцен – раннемиоценового возраста. Эта толща, по данным Georgiev G. (2012), является основным источником нефти для месторождений румынского шельфа (Лебада, Пескарус и другие). В данной работе была оценена возможность заполнения верхнемиоценовых отложений углеводородами, сгенерированными майкопской НГМ толщей. В регионе планируется продолжение геологоразведочных изысканий, и настоящая работа является актуальной для повышения их эффективности.

Цель работы: выявление условий и закономерностей формирования залежей углеводородов в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря.

Основные задачи исследования верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря:

1. Определение основных закономерностей распространения элементов УВ системы: нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и флюидоупоров.

2. Выявление механизмов формирования ловушек.

3. Определение степени термической преобразованности органического вещества (ОВ) НГМ толщ.

4. Прогноз фазового состояния флюидных систем с применением метода бассейнового моделирования.

5. Определение генезиса углеводородных флюидов по результатам геохимических исследований.

6. Выявление перспектив нефтегазоносности по результатам анализа геолого-геофизической и геохимической информации.

Научная новизна.

1. По результатам интерпретации новейших сейсморазведочных данных уточнена область распространения пород-коллекторов в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря, сформировавшихся в зоне разгрузки речных систем палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра.

2. Выявлена зональность ловушек УВ в верхнемиоценовых отложениях. Существование тектонически и литологически экранированных ловушек обосновано в области развития процессов гравитационной тектоники. В зонах, не затронутых гравитационными процессами, перспективы открытия залежей УВ связаны с ловушками литологического типа.

3. Доказана биогенная природа газа верхнемиоценовых отложений по результатам геохимических исследований.

4. Доказано отсутствие генетической связи месторождений газа, локализованных в верхнемиоценовых отложениях, с более древними УВ системами по результатам бассейнового моделирования и геохимических исследований углеводородных флюидов.

Практическая значимость. Результаты работы учитывались при заложении поисковых скважин, а также определении направлений и объемов ГРР в районе лицензионных участков компании ПАО «ЛУКОЙЛ» в северо-западной части Черного моря.

По результатам, в том числе настоящей работы, было открыто крупное месторождение газа – Лира (запасы месторождения оценены в 30 млрд. м3 газа). Результаты данного исследования могут быть использованы для повышения эффективности поисково-разведочных работ в регионе.

Фактический материал и личный вклад автора. Основой для данной работы послужил комплекс геолого-геофизической и геохимической информации, включающий сейсмические данные 2Д и 3Д, геологические, геофизические и геохимические материалы по 10 скважинам, результаты поверхностной геохимической съемки, а также фондовые и опубликованные материалы по геологическому строению и нефтегазоносности региона.

На основе этих данных при непосредственном участии автора было выполнено:

1. Обобщение и систематизация фактических и литературных данных по элементам УВ систем.

2. Интерпретация данных 2Д (автором прослежено 2 отражающих горизонта (ОГ) – кровля нижнего понта и майкопа) и 3Д сейсморазведки (ОГ – кровля верхнего понта и нижнего понта, а также ряд дополнительных ОГ в интервале верхнемиоценовых отложений).

3. Анализ условий осадконакопления мезозой-кайнозойских отложений.

4. Сейсмофациальный и динамический анализы сейсмических данных, направленные на выделение и локализацию аккумулятивных тел, контролирующих области распространения пород-коллекторов.

5. Анализ результатов лабораторных геохимических исследований. Выделение нефтегазоматеринских толщ.

6. Бассейновое моделирование, на основании которого осуществлена оценка углеводородного потенциала области исследования.

7. Анализ геологических рисков и построение карт вероятности геологического успеха.

8. Планирование ГРР в области лицензионных блоков компании ПАО «ЛУКОЙЛ», в том числе в выборе точек бурения скважин.

Основные защищаемые положения

1. В верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черноморского бассейна в области склона и его подножия по результатам интерпретации сейсмических данных выделены аккумулятивные тела, накопление которых происходило в условиях низкого стояния уровня моря, а их генезис связан с подводными конусами выноса. Песчаные тела в подводных конусах выноса ожидаются в комплексах подводящих каналов, прирусловых валов и распределительных лопастей.

2. Аккумулятивные тела подводных конусов выноса литологически неоднородны и осложнены процессами гравитационной природы, формируя ловушки как литологические, так и тектонически экранированные в зонах активного воздействия гравитационной тектоники.

3. Углеводородные газы в верхнемиоценовых отложениях имеют микробиальную природу. Источником этих газов являются термически слабо преобразованные отложения миоценового возраста. Миоценовая углеводородная система изолирована от нижележащих нижнемеловой-палеоценовой и олигоценовой углеводородных систем толщей олигоценовых глин.

Апробация работы

По теме диссертации персонально и в соавторстве опубликовано 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базах данных Web of Science, Scopus,

RSCI, и в изданиях из перечня, рекомендованных Минобрнауки РФ. Промежуточные и итоговые результаты диссертационной работы докладывались на 10 международных и всероссийских конференциях.

Объем и структура работы. Диссертация общим объемом 156 страниц состоит из введения, 7 глав и заключения, содержит 100 рисунков и 7 таблиц. Библиографический список включает 133 наименования. Диссертационная работа выполнена в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Благодарности. Благодарность за оказанную помощь при работе над диссертацией автор выражает научному руководителю д.г.-м.н. Лаврушину Василию Юрьевичу и научному консультанту к.г.-м.н. Надежкину Дмитрию Владимировичу.

При написании диссертационной работы автор пользовался помощью и советами сотрудников Центра развития геологоразведочных технологий ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и специалистов «Шлюмберже». С искренней благодарностью автор хотел бы отметить к.г.-м.н. Колоскова Василия Николаевича, к.г.-м.н. Горчилина Виктора Александровича, к.г.-м.н. Пинуса Олега Владимировича, к.г.-м.н. Бордюга Максима Александровича, Асеева Анатолия Анатольевича, Бричикову Марину Петровну, а также всех сотрудников Центра развития геологоразведочных технологий ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Особую благодарность автор выражает д.г.-м.н. профессору Ступаковой Антонине Васильевне и всему коллективу кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых за конструктивные замечания и предложения по теме диссертационной работы.

За предоставленные фактические данные автор выражает благодарность сотрудникам филиала ЛУКОЙЛ-Оверсиз Шурубору Олегу Аркадьевичу и Куприянову Андрею Александровичу.

1. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Геофизическая изученность

Планомерное изучение акватории Черного моря начинается в период с 1890 по 1891 гг. с организации первых морских научно-исследовательских экспедиций. По результатам этих работ было установлено заражение вод сероводородом ниже глубины 200 м, отобраны и описаны пробы грунта. Основы стратиграфии неоген-четвертичных отложений прибрежной зоны были заложены Н.И. Андрусовым [Андрусов Н.И, 1926].

С 1928 по 1935 гг. Черноморская океанографическая экспедиция выполняла работы на судах «Ингул», «Дунай» и «Гидрограф» во все сезоны года. Материалы экспедиций легли в основу фундаментального труда А.Д. Архангельского и Н.М. Страхова 1938 г. о геологическом строении и истории развития Черноморской впадины.

Описание геологического строения Черного моря до 40-х годов прошлого века ограничивалось неогеном. Расширение этих представлений было достигнуто благодаря исследованиям советского ученого М.В. Муратова (1955). Его исследования позволили сформулировать следующие выводы: о флексурном характере склонов Черного моря, возрасте и примерном порядке толщин выполняющих впадину отложений и т.д. Эта работа завершила этап изучения Черноморской впадины, опирающийся преимущественно на исследованиях геологии окружающей суши.

Первые сейсморазведочные работы в акватории Черного моря проводятся, начиная с 50-х годов прошлого века [Туголесов и др., 1985]. Институтом океанологии АН СССР в 1957 – 1961 г. в Черном море впервые проводятся сейсморазведочные работы методом ГСЗ (глубинное сейсмическое зондирование). Результатами этих работ было установлено, что мощность земной коры в центральной части впадины превосходит 20 км, а мощность осадочного чехла достигает 8-15 км [Гончаров и др., 1972]. Работы Я.П. Маловицкого, В.Н. Гинсбургенко, Г.В. Осипова, Б.Д. Углова, и других также были посвящены изучению данных ГСЗ в Черном море. В следующие два десятилетия в северо-западной части акватории продолжались региональные сейсмические работы методами ГСЗ и КМПВ (метод корреляционный преломленных волн), а также методом отраженных волн. Сейсморазведкой были закартированы структуры Голицынская, Южно-Голицынская, Крымская, Шмидтовская. Более 8000 пог. км методом непрерывного сейсмического профилирования было отработано за период 1968-1973 гг. лабораторией сейсмоакустики и морской геологии МГУ.

Первые региональные сейсмические работы методом ОГТ (общая глубинная точка) были выполнены в 1973 г. французским судном “Флоранс” в глубоководной части Черного

моря. Глубина освещения разреза составляла 6-7,6 с. Было отработано около 2000 км профилей. В 1975 г. итальянские геофизики на судне «Марсили» отработали в нейтральных водах профили с глубинностью прослеживания горизонтов 9-10 с. С 1978 года «Южморгеология» развернула систематические региональные исследования в глубоководной впадине и за 5 лет покрыла ее сетью профилей с шагом 20-25 км при глубинности исследований до 7-8 км. В 1979-80 гг. и в 1984 г. советскими специалистами была выполнена сейсморазведка на болгарском шельфе с выходом в глубоководную котловину. Суммарная длина профилей составила 15 000 пог. км. В 1980 году начались региональные работы методом ОГТ по сетке 7,5 на 10 км на северо-западном шельфе. Глубинность исследований составила 4-5 км. В результате этих работ были выявлены Краевая ступень, Дунайский прогиб и закартирован целый ряд локальных структур, в том числе Олимпийская, Десантная, Дельфин.

В период с 1984 по 1991 гг. все геофизические работы в северо-западном секторе Чёрного моря проводились силами треста «Южморнефтегеофизика», в состав которого вошли подразделения Одесской и Геленджикской геофизических экспедиций. В результате работ 1984-85 гг. северо-западный шельф был покрыт регулярной сетью профилей 8х15 км, построены структурные карты и карты мощностей масштаба 1:200000, закартирована поверхность регионального предпонтического размыва. С современной точки зрения, эти материалы имеют ограничения по их использованию в интерпретации в связи с их низкочастотностью. После распада СССР сейсморазведочные работы на шельфе Украины собственными силами не проводились из-за отсутствия сейсмических судов.

В 1994 году начался новый этап изучения северо-западного шельфа сейсмическими методами. Компанией «Western Geophisical» были проведены региональные работы (17 000 пог. км), которые охватывали северо-западный шельф, кроме вала Губкина, Краевой ступени и прикрымской части. Была выполнена съемка по сетке 7х12 км с глубинностью исследований 9 с. В 1996 г. выполнялись региональные работы по заказу предприятия «Одессморгеология», сейсмические профили по сетке 10х15 км покрыли площади, не охваченные съемкой 1994 г. (Краевая ступень, вал Губкина, часть Дунайского прогиба). В 2005 году российская «Севморнефтегеофизика» по заказу «Нафтагаз Украины» отработала сеть профилей по проекту BS-05 с длиной записи 15 с. Профили 2005 г. сгустили сетку профилей «Western Geophisical» и значительно расширили площадь исследования. Всего было записано 47 профилей общей протяженностью около 10 000 пог. км. Изученность северо-западной части Черного моря сейсморазведочными работами показана на рисунке 1.1.

Помимо региональных работ в разные годы проводились поисково-детальные работы на перспективных площадях. В 80-х годах работы выполнялись Одесской группой партий

треста «Южморнефтегеофизика». В 1996 г. и 2000 г. «Севморнефтегеофизика» провела поисково-детальные работы на площадях Одесская, Безымянная и Губкина.

В 2012 г. компанией CGGVeritas отработано 2000 кв. км сейсморазведки 3Д в области склона Черного моря. В 2013-2014 гг. компании ExxonMobil Exploration, Production Romania Limited (EMEPRL) и OMV Petrom заказали 3Д сейсмическую съемку площадью более 6000 кв. км на блоке Neptun (северо-западный склон Черного моря). 3Д сейсморазведочные работы 2012-2014 гг., выполненные в области склона, были направлены на изучение перспектив нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений.

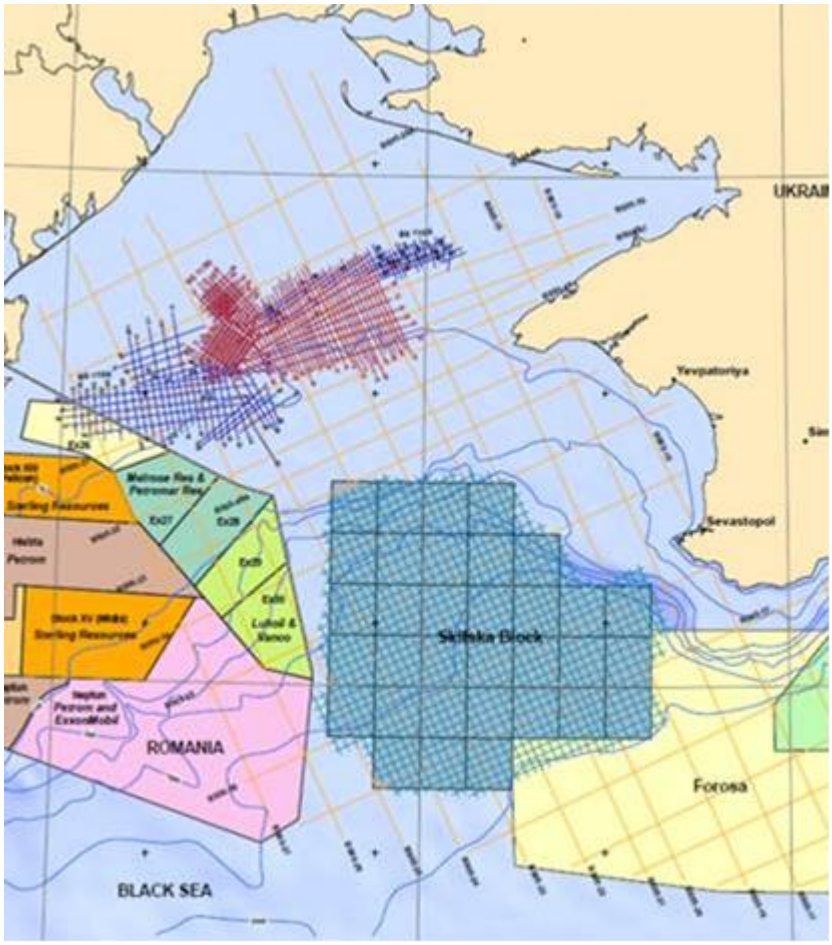


Рисунок 1.1 Изученность северо-западного шельфа Черного моря региональными работами МОГТ на 2010 г. [Побэдаш М.С. и др., 2010]

Изученность бурением

Глубокое бурение на шельфе Черного моря началось в 1971 г. и проводилось с целью изучения разреза осадочных пород и оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур. Бурение первой поисковой скважины было предпринято в 1971 году на структуре Голицына трестом «Крымморгеология», который впоследствии был разделён на «Крымгеология» и «Черноморнефтегаз». Газоконденсатное месторождение Голицынское

было открыто в 1975 г., вторым было открыто газоконденсатное месторождение Шмидтовское в 1979 г. Бурение на структурах Сельская, Гамбурцева, Фёдоровская, Ильичёвская, Каркинтинская не привело к открытию углеводородных залежей. В следующее десятилетие были открыты месторождения Южно-Голицынское (газовое, 1981г.), Крымское (газовое, 1981 г.), Штормовое (газоконденсатное, 1983 г.), Архангельское (газовое,1987 г.) и Одесское (газовое,1988 г.).

В прикрымском секторе северо-западного шельфа пробурено около 70 скважин (от 68 до 80 по разным источникам). Большая часть скважин пробурена в сводах структур и заканчивается в меловых отложениях. В скважине Морская-1 на острове Змеиный вскрыты палеозойские отложения (силур-девон). Триасовые отложения выделены в скважине Евпаторийская-1, юрские – в скважинах Ильичевская-2 и Дельфин-1. Площадное распределение скважин неравномерное. Большая часть скважин сосредоточена в восточной части сектора, гораздо меньше скважин в западной его части (рисунок 1.2) (скважины на структурах Одесской и Безымянной, скважина Морская на острове Змеиный).

Глубокое бурение на нефть и газ в экономической зоне Румынии началось в 1976 г. Здесь пробурено более 70 скважин. Максимальной глубины достигла скважина Овидиу-1 – 5006 м (с забоем в отложениях палеоцена). Изученность северо-западного шельфа Черного моря бурением на 2016 г. показана на рисунке 1.2.

В 1975 г. в юго-западной части Черного моря буровым судном “Гломар Челенджер” по программе изучения дна Мирового океана были пробурены 2 скважины на глубине моря 2115 м. Скважины пробурены до глубины 1073 м ниже дна моря с полным отбором керна, забой – в отложениях верхнего миоцена.

Объектом исследования настоящей работы являются верхнемиоценовые отложения. Наиболее полно характеризуют строение верхнемиоценовых отложений скважины: Кобальческу-70 (1995 г.), Кобальческу-75; Кобальческу Южная-1 (2013 г.), Дойна-1 (1995 г.), Дойна -2 (1995 г.), Дойна-3 (2001 г.), Дойна-4 (2008 г.), Ана-1 (2007 г.), Ионна-1 (2012 г.), Домино-1 (2012 г.), Южный Пеликан-1 (2014 г.), Домино-2 (2014 г.), Дельфин-1 (2015 г.), Калифар-1 (2015 г.), а также скважины 1, 2 и 3 (рисунок 1.2).

На месторождениях Ана и Дойна продуктивны отложения верхнего понта и дакия. Скважина Дойна-1 вскрыла газонасыщенные песчаники на абсолютной глубине 1105 м. В скважине Дойна-4 кровля газоносного коллектора обнаружена на глубине 1095 м. На месторождении Ана газонасыщенные песчаники вскрыты на глубине 1160 м

Скважиной Кобальческу-70 (рисунок 1.2) выявлены залежи газа в понтических отложениях.

Скважина Ионна-1 была пробурена в 2012 г. на блоке Midia восточнее месторождения Дойна. Газонасыщенный коллектор установлен в интервале понтических отложений.

В 2013 г. была пробурена скважина Кобальческу Южная-1 (забой 3081 м). Глубина моря – 89 м. Были вскрыты песчаные породы-коллекторы в отложениях поздне- и раннепонтического возрастов, но не обнаружено коммерческих запасов углеводородов.

В 2012-14 гг. были пробурены скважины Домино-1 (забой 3400 м) и Домино-2, открывшие месторождение Домино. В результате бурения была установлена газоносность верхнепонтических отложений.

Скважина Южный Пеликан-1 (забой 3400м) была пробурена в 2014 г. на лицензионном блоке Neptun при глубине моря 195 м. Скважиной вскрыты газонасыщенные породы позднемиоценового возраста.

Скважина Дельфин-1 пробурена в 2015 г. на лицензионном блоке Neptun при глубине моря в точке бурения 370 м. В результате бурения установлена залежь газа в верхнепонтических отложениях.

Скважина Калифар-1 была пробурена в 2015 г. на лицензионном блоке Neptun при глубине моря в точке бурения 760 м. В результате бурения открыта залежь УВ в нижнепонтических отложениях.

Скважина 1 была пробурена в 2015 г. при глубине моря в точке бурения 195 м. Скважина по результатам бурения сухая. Разрез осадочного чехла охарактеризован скважиной до нижнепонтических отложений.

Скважина 2 (забой 2780 м) была пробурена в 2015 г. при глубине моря 355 м. В результате бурения были вскрыты газонасыщенные породы в нижнепонтических отложениях.

Скважина 3 (забой 2700 м) была пробурена в 2015 г. при глубине моря 702 м. В результате бурения вскрыты газонасыщенные породы в верхнепонтических отложениях. По предварительным оценкам запасы открытого месторождения составляют 30 млрд. $м^3$ газа.

Изучение геологического строения и нефтегазоносности

С конца 80-х начала 90-х гг. прошлого века возрастает интерес к изучению грязевого вулканизма и выходов углеводородных флюидов на поверхность морского дна. Первые доказанные грязевые вулканы в глубоководье Черного моря описаны М.К. Ивановым, А.И. Конюховым, Л.М. Кульницким, А.А. Мусатовым (1989, 1990). Два крупных грязевых вулкана, обнаруженные в 1988 году, были названы в честь Московского университета и ученого-нефтяника профессора Н.Б. Вассоевича.

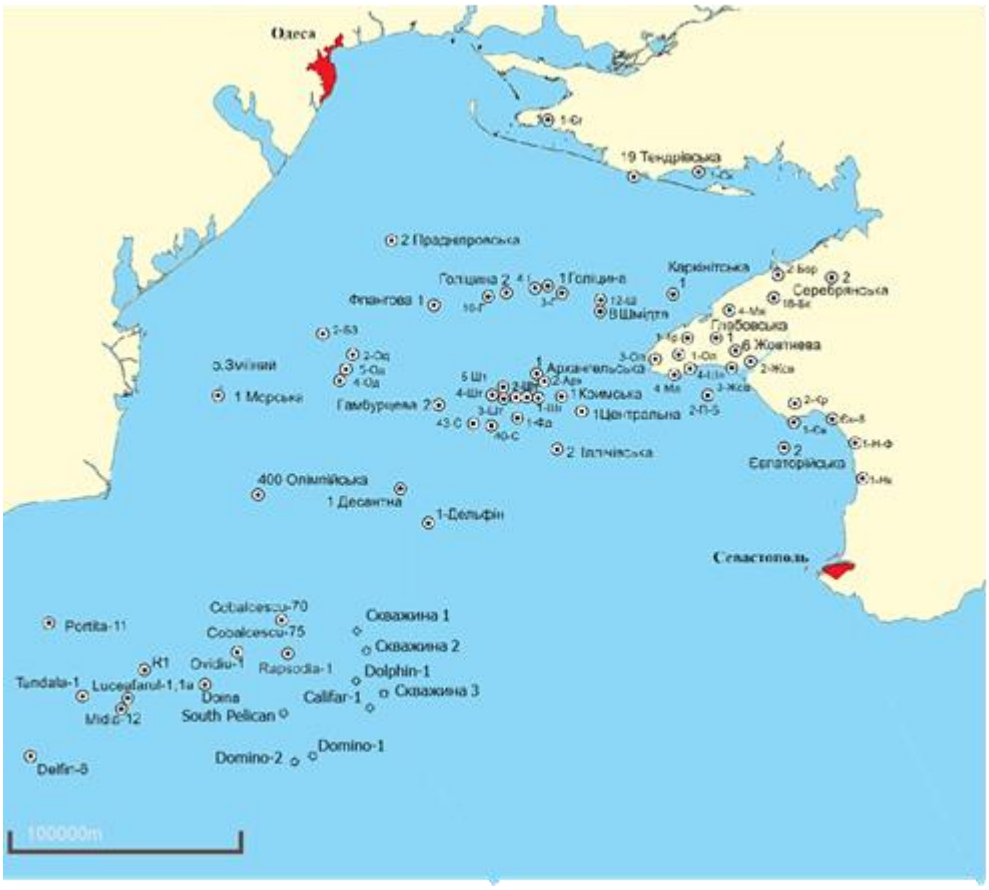


Рисунок 1.2 Изученность северо-западного шельфа Черного моря бурением, по данным [Побэдаш М.С. и др., 2010] с дополнениями

В 90-х и 2000-х гг. продолжились исследования грязевых вулканов, газовых гидратов и проявлений углеводородов на дне Черного моря [Шнюков Е.Ф. и др., 1986; Гинсбург Г.Д. и др., 1988, 1990, 1994; Иванов М.К. и др., 1989, 1996, 1999; Лимонов А.Ф. и др., 1994, 1997; Басов Е.И. и др., 1996, 1997; и др.]. Начиная с 1991 г., в рамках проекта ЮНЕСКО «Плавучий университет» при участии сотрудников и студентов МГУ под руководством М.К. Иванова в Черном море были проведены научно-исследовательские экспедиции на НИС "Геленджик" и НИС "Профессор Логачёв". Были изучены грязевые вулканы в прогибе Сорокина, в центральной (МГУ, Тредмар, Вассоевича и др.) и восточной (Долговской, Нефтяной) частях Черного моря и ряд структур на грузинской и турецкой континентальной окраинах [Geological and geophysical ..., 1992, Mud volcanism ..., 1994, Ivanov M.K. et al., 1996, Deep-water cold seeps, sedimentary environments…, 2007]. Исследования грязевых вулканов и диапировых структур в прогибах Сорокина и Туапсинском занимались также специалисты андреев

"Южморгеология" [Мейснер Л. Б. и др., 1996; Андреев В.М., 2005; Круглякова Р.П. и др., 2009 и др].

Группа специалистов организации «НИПИОкеанГеофизика» под руководством Д.А. Туголесова внесла значительный вклад в систематизацию данных сейсмических региональных работ методом ОГТ и фактических геолого-геофизических материалов В обобщающей работе Туголесова Д.А. и др. (1985) впервые были изложены фундаментальные представления о тектонике Черноморской впадины. По результатам сейсмических работ были выделены юрско- нижнемеловые, верхнемеловые, палеоцен-эоценовые, майкопские, неогеновые и четвертичные отложения. Для всего Чёрного моря были построены структурные карты по горизонтам от кровли мела до подошвы четвертичных отложений. Результаты этих исследований актуальны и сегодня. Также история геологических и геофизических исследований Черноморской впадины достаточно подробно изложена в монографии под редакцией Robinson A.G., (1997), монографии Афанасенков А.П. и др., (2007).

Интерпретацией сейсморазведочных данных 2Д съемок 1994 г. («Western Geophisical») и 2005 г. («Севморнефтегеофизика») занимались специалисты «Нафтогаз Украины» (Хрящевская О., Стовба С., Попадюк И. и другие), ДГП «Укргеофизика» (Побэдаш М.С. и др., 2010) и «Причорномор ДРГП» (Гос. Геологическая служба Украины, 2009).

Изучением геологического строения региона в разное время занимались Туголесов Д.А., Мейснер Л.Б., Никишин А.М., Robinson A.G., Finetti I., Хаин В.Е., Андрусов Н.И., Страхов Н.М., Белоусов В.В., Яншин А.Л., Шлезингер А.Е., Шимкус К.М., Горшков А.С., Куприн П.Н., Холодов В.Н., Милановский Е.Е., Зоненшайн Л.П., Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Конюхов А.И., Попов Н.Г., Маловицкий Я.П., Юдин В.В., Сенин Б.В., Хрящевская О., Стовба С., Попадюк И., Побэдаш М.С., Munteanu I., Dinu C., Moroşanu I., Bega Z., Ionescu G., Пинус О.В., Асеев А.А. и другие.

Изучению нефтегазоносности региона посвящены работы Georgiev G., Saramet M., Ionescu G., Вассоевича Н.Б., Губкина И.М., Гроссгейма В.А., Геодекяна А.А., Иванова М.К., Шнюкова Е.Ф., Лимонова А.Ф., Баженовой О.К., Фадеевой Н.П. Сен-Жермес М.Л., Козловой Е.В., Кругляковой Р.П., Лавреновой Е.А., Нечаевой О.Л., Блиновой В.Н., Полудеткиной Е.Н., Андреева В.М., Петриченко Ю.А., Сусловой Э.Ю., Дистановой Л.Р., Надежкина Д.В., Baltes N., Stadnitskaia A., Cranganu C., Moroşanu I., Mayer J. и других.

2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Стратиграфическое расчленение отложений мезозойского и раннекайнозойского возрастов было выполнено с привлечением данных по скважинам, пробуренным на шельфе, а за пределами шельфовой зоны, главным образом, основывалось на выделении и корреляции отражающих опорных горизонтов сейсморазведки МОГТ [Туголесов Д.А. и др., 1985; Finetti I. et al., 1988; Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. и др., 2003; Афанасенков А.П. и др., 2007; Хрящевская О.И. и др., 2009 и др.]. Стратиграфическое расчленение отложений позднекайнозойского возраста проводилось на основании результатов бурения скважин: 1, 2, 3, Олимпийская-400, Десантная-1, Домино-2 и Кобальческу-70, также привлекались данные привязки ОГ по сопредельной акватории из опубликованных работ [Bega Z. and Ionescu G., 2009; Konerding C. et al., 2010].

На рисунке 2.1 приведена обобщенная литолого-стратиграфическая схема отложений северо-западной части Черного моря.

Мезозойская эратема (MZ)

Триасовая и Юрская системы нерасчлененные (T-J)

В разрезе скв. Евпаторийская-2 отложения триаса представлены известняками и песчаниками с прослоями алевролитов. Известняки доломитизированные; песчаники темно-серые, в верхней части до серых, плотные, крепкие от тонко- до среднезернистых, кварц-полевошпатовые, слюдистые, с трещинами, выполненными белым кальцитом. Сходный состав пород установлен драгированием на западном и северном бортах впадины, где были подняты аргиллиты, алевролиты, песчаники и сидериты, подобные породам таврической серии Крыма и датируемые ранней-средней юрой. Наряду с породами таврической серии на Алуштинском участке склона подняты среднеюрские туффиты и верхнеюрские микрозернистые известняки [Шимкус К.М. и др., 1979, 1987]. Максимальная установленная толщина этих отложений в скв. Евпаторийская-2 составляет 1280 м.

Меловая система (K)

Наличие отложений мелового возраста предполагается во многих районах Черноморского бассейна по геофизическим данным [Туголесов Д.А. и др., 1985, Афанасенков А.П. и др., 2007, Nikishin A.M. et al., 2015]. Их присутствие подтверждено бурением в шельфовой зоне [История…, 1988 и др.], а также драгированием северного, северо-западного склонов, на поднятии Архангельского [Щербаков Ф.А. и др., 1977;

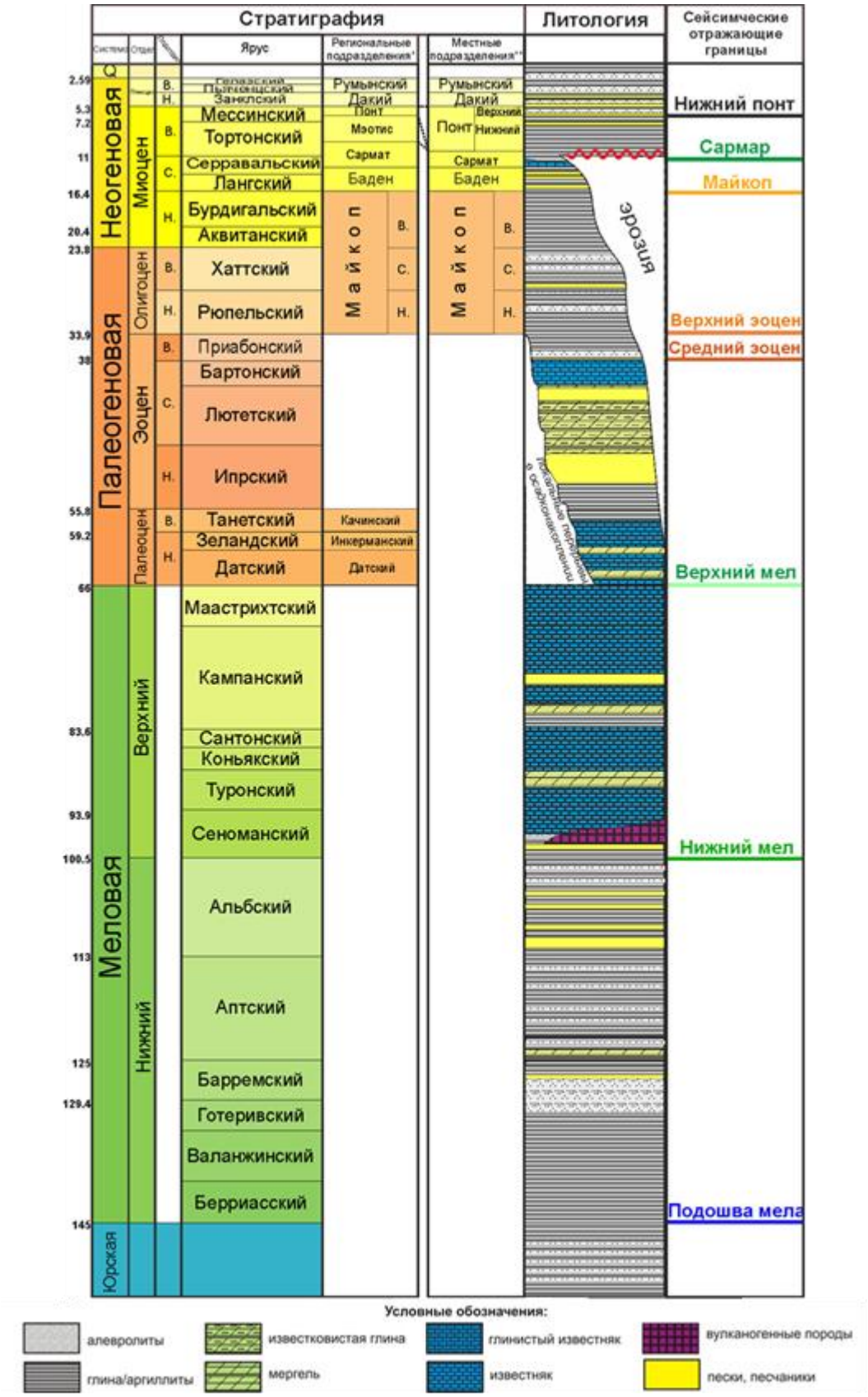


Рисунок 2.1 Обобщенная литолого-стратиграфическая схема осадочного чехла северо-западной части Черноморского бассейна (*по данным Meulenkamp J.E. et. al., 2000 (региональные подразделения), ** Bega Z. and Ionescu G., 2009 (местные подразделения)). Дополнительно показаны отражающие горизонты, прослеженные по материалам 2Д сейсморазведки

Шимкус К.М. и др., 1979, 1987]. Как правило, нижнемеловые отложения представлены терригенными песчано-глинистыми породами, которые несогласно залегают на юрско-триасовых отложениях. Во впадине Истрия отложения альбского возраста представлены кварцевыми и карбонатными песчаниками турбидитового генезиса и гравелито-конгломератами со средней и хорошей проницаемостью. Здесь они являются главным коллектором углеводородов. Верхнемеловые породы представлены мелоподобными и перекристаллизованными известняками и мергелями, несогласно залегающими на нижнемеловых отложениях. В скв. Ильичевская-2 в нижней части верхнемелового разреза (сеноман-туронский века) в интервале 1200-1800 м вскрыты вулканогенные породы, перекрытые выше карбонатной пачкой.

Кайнозойская эратема (KZ)

Палеогеновая система (Pg)

Палеоценовый отдел

В северо-западном Причерноморье терригенно-карбонатные отложения палеоцена имеют ограниченное распространение и сокращенную мощность (до 50-60 м). В скв. Олимпийская-400 образования палеоцена (инт. 2054-2230 м, 176 м) расчленяются на карбонатные отложения датского (46 м) и инкерманского (63 м) ярусов, а также на глинистые породы качинского (67 м) яруса.

Эоценовый отдел

Отложения эоценового возраста вскрыты в скважинах Олимпийская-400, Десантная-1, Сельского-40, Безымянная-2. Отложения нижнего эоцена представлены глинами зеленовато-серыми, мергелями и известняками. Вверх по разрезу нижнеэоценовая преимущественно глинистая толща сменяется мергелями и нуммулитовыми известняками среднего эоцена [История..., 1988]. Верхнеэоценовые породы представлены мергелями и глинами массивными тонкослоистыми. Мощность достигает 200 м. Верхний эоцен представлен глинистыми образованиями с карбонатно-кремнистыми турбидитами [Гожик П.Ф. и др., 2006].

Палеогеновая и неогеновая системы (Pg-N)

Олигоцен – нижний миоцен(Pg_3-N_1^1)

Олигоценовый отдел выделяется вместе с нижнемиоценовым подотделом и представлен майкопской серией, которая состоит из глин с прослоями алевролитов и песчаников. Максимальные толщины этих отложений (4-6 км) установлены в Западно- и Восточно-Черноморских впадинах [Туголесов Д.А. и др., 1985]. На изучаемой акватории мощность пород изменяется в широких пределах – от полного отсутствия на западном

продолжении Каламитского вала до более, чем 3 км в Каркинитском прогибе и Западно-Черноморской впадине.

На суше майкопская серия характеризуется мощной толщей серых и шоколадно-бурых глин, обогащенных органическим веществом, с сидеритовыми конкрециями и прослоями алевролитов и песчаников [Козлова Е.В., 2003].

Характерную особенность майкопских отложений Черноморской впадины представляют диапировые складки, приуроченные к областям с максимальными толщинами. Складки отчетливо выражены в кровле майкопа и проявляются в вышележащих толщах [Туголесов Д.А. и др., 1985; История геологического …, 1988; Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. и др., 2003; Лимонов и др., 1997].

Неогеновая система (N)

По причине слабой охарактеризованности скважинными данными стратиграфическое расчленение неогеновой части разреза в первую очередь основывалось на сопоставлении сейсмокомплексов и волновой картины в области исследования и на прилегающей части румынской акватории (рисунок 2.2) [Bega Z. and Ionescu G., 2009]. Румынские исследователи [Dinu C. et al., 2005; Bega Z. and Ionescu G., 2009; Konerding C. et al., 2010 и другие] в неогеновой части разреза выделяют отложения баден-сармата, нижнего понта, верхнего понта и дакия. По результатам биостратиграфических исследований, выполненных в скважинах 1, 2 и 3, установлено, что вскрытый скважинами разрез представлен отложениями нижнего понта, верхнего понта и дакия.

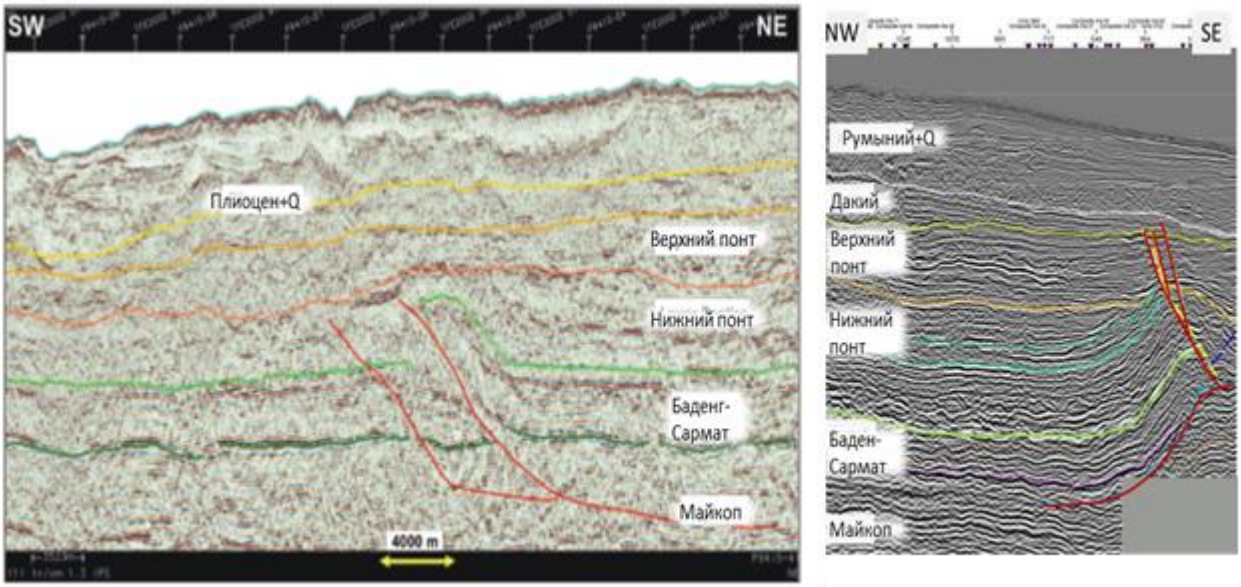


Рисунок 2.2 Сопоставление проинтерпретированного сейсмического профиля по данным Bega Z. and Ionescu G., 2009 (левая часть рисунка) с композитным профилем съемки 3Д (на рисунке справа)

Средний миоцен (баден-сармат)

Среднемиоценовые отложения несогласно перекрывают майкопскую толщу. Толщина этих отложений изменяется в области исследования и контролируется поверхностью размыва, который произошел в конце среднего миоцена. В скважине Десантная-1 мощность среднемиоценовых отложений составляет 153 м и увеличивается в сторону скважины Сельского-40 по сейсмическим данным более чем в два раза. Породы представлены терригенными разностями – в разной степени карбонатные глины с редкими прослоями песчаников. В верхней части разреза увеличивается доля карбонатного материала.

Верхний миоцен

Нижний понт

Нижнепонтические отложения залегают несогласно на нижележащих породах. В скважинах Десантная-1 и Олимпийская-400 они имеют клиноформное строение и выделены в интервалах 650-1285 м (толщина 635 м) 700-1555 м (толщина 855 м), соответственно. В скважинах, пробуренных в области склона, вскрыт не полный разрез нижнепонтических отложений. По материалам сейсморазведки толщина нижнепонтических отложений в области исследования изменяется от первых сотен метров на шельфе до 2,5 км в зоне склона. По описанию шлама скважин 1, 2 и 3 породы представлены аргиллитами от серых до темно-серых алевритистыми в разной степени карбонатизированными; алевролитами светло-серыми серыми изредка темно-серыми глинистыми слабокарбонатизированными и светло-серыми песчаниками. В скважинах 2, Домино-2 и Кобальческу-70 вскрыты породы-коллекторы в нижнепонтических отложениях. Породы-коллекторы в скважинах 2 и Кобальческу-70 представлены тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, в скв. Домино- 2 коллектор представлен песчаником. Отложения содержат комплекс нанопланктона *Perfocalcinella ex gr. fusiformis*; foraminifers, viz. *Turborotalita quinqueloba (Natl.), Porosononion granosum (Orb.), Cibicides amphisylensis (Andr.), Planularia sp., Anomalina sp.*; and ostracodes, viz. *Eucythere sp., Cythere sp.*

Верхний понт

Верхнепонтические отложения несогласно залегают на эрозионной поверхности нижнего понта. Несогласие в кровле нижнепонтических отложений ассоциируется с Мессинским кризисом (крупное региональное событием, связанное со значительным падением уровня моря). В отличие от Средиземноморского региона, где мессинские отложения в основном представлены ангидритом и гипсом, в Черном море одновозрастные породы (верхнепонтические) связаны с песчано-глинистыми отложениями, накопившимися в условиях низкого стояния уровня моря. В области исследования верхнепонтические отложения вскрыты скважинами 1, 2, 3, Десантная-1 и Олимпийская-400. Толщина этих

отложений изменяется от 430 метров в скважине Десантная-1 до 700 метров - в скважине 1. По материалам сейсморазведки толщина верхнепонтических отложений изменяется от 100 метров на шельфе до более 1000 м в зоне склона. По данным интерпретации ГИС в скважине Олимпийская-400 в интервале верхнего понта преобладают песчаные пласты, при движении в глубоководную область в верхнепонтических отложениях увеличивается доля глинистого материала. В скважине 3 получен приток газа из нижней части верхнепонтических отложений, в этой части разреза отобран керн из продуктивного интервала. Остальная часть верхнепонтических отложений охарактеризована только шламом из скважин 1, 2 и 3. По описанию шлама породы представлены аргиллитами, алевролитами, редко песчаниками. Аргиллиты серые до темно-серых алевритистые слабокарбонатизированные. Алевролиты светло-серые глинистые. Песчаники светло-серые с глинистым цементом. Породы-коллекторы в верхнепонтических отложениях, вскрытые скважиной 3, представлены тонким переслаиванием алевролитов, глин и песчаников. Отложения содержат комплекс наннопланктона *Elphidium macellum, Ammonia becari, Cibicides lobatulus,* and nanoplankton, viz. *Perfocalcinella ex gr. fusiformis, Phacatus ex gr. lenticularis, Coccolithus pelagicus, C. miliopelagicus, Cyclicargolitus floridanus, Reticulofenestra pseudonmbilica, Sphenolithus sp., Dictyococcites*.

Отложения плиоцена, включающие два подъяруса – дакий и румыний, несогласно залегают на породах верхнего понта. Пробуренными на склоне скважинами они вскрыты в полном объеме, но лишь в нижней части вблизи кровли верхнего понта породы плиоцена охарактеризованы шламом. По описанию шлама породы представлены аргиллитами, алевролитами, песчаниками и песками от светло-серых до серых. В скв. Олимпийская-400 отложения дакия представлены зеленовато-серыми карбонатными глинами с прослойками серых и светло-серых карбонатных алевролитов. Местами отмечаются скопления органогенно-обломочного материала, которые содержат целые раковины моллюсков. В пределах румынского шельфа отложения пород-коллекторов в дакии представлены, главным образом, тонкослоистыми мелкозернистыми плохо консолидированными песками. [Duley P., Fogg A, 2009].

Четвертичная система (Q)

Завершают разрез антропогеновые образования, представленные илом, суглинками и в нижней части глинами. В пределах Черноморской впадины выделяется ряд горизонтов: новоэвксинский горизонт (Unit 3) характеризуется преобладанием серых глинистых илов с примазками гидротроилита и прослоями песчаного и алевритового материала, частота встречаемости которых увеличивается от центра бассейна к склону, как результат действия

мутьевых и суспензионных потоков. Стагнация Черного моря в позднечетвертичное время и бескислородные условия вызвали накопление сапропелевого горизонта (каламитские слои – Unit 2). В результате этого содержание органического углерода в голоценовом сапропеле, сформировавшемся около 7000 лет назад, составляет около 20%. Наиболее молодые отложения представлены тонким сезонным переслаиванием кокколитового, глинистого и сапропелевого илов (джеметинские слои –Unit 1) [Козлова, 2003].

Характерной особенностью четвертичных отложений является наличие крупных линзовидных тел – конусов выноса палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра. Именно к этим областям приурочены максимальные мощности антропогеновых отложений, достигающие 2 км.

2.2 Тектоническое строение

Тектоническое районирование

Тектоническое районирование Черного моря проводится по рельефу, образованному кровлей мезозойских пород [Туголесов Д.А. и др., 1985; Туголесов Д.А. и др., 1989]. В его пределах выделяется два крупных бассейна с утоненной континентальной и/или океанической корой – Западно-Черноморский и Восточно-Черноморский (рисунок 2.3, 2.4), которые разделяются вытянутым в субмеридианальном направлении поднятием Андрусова – Архангельского с континентальной корой [Туголесов Д.А. и др., 1985; Афанасенков А.П. и др., 2007].

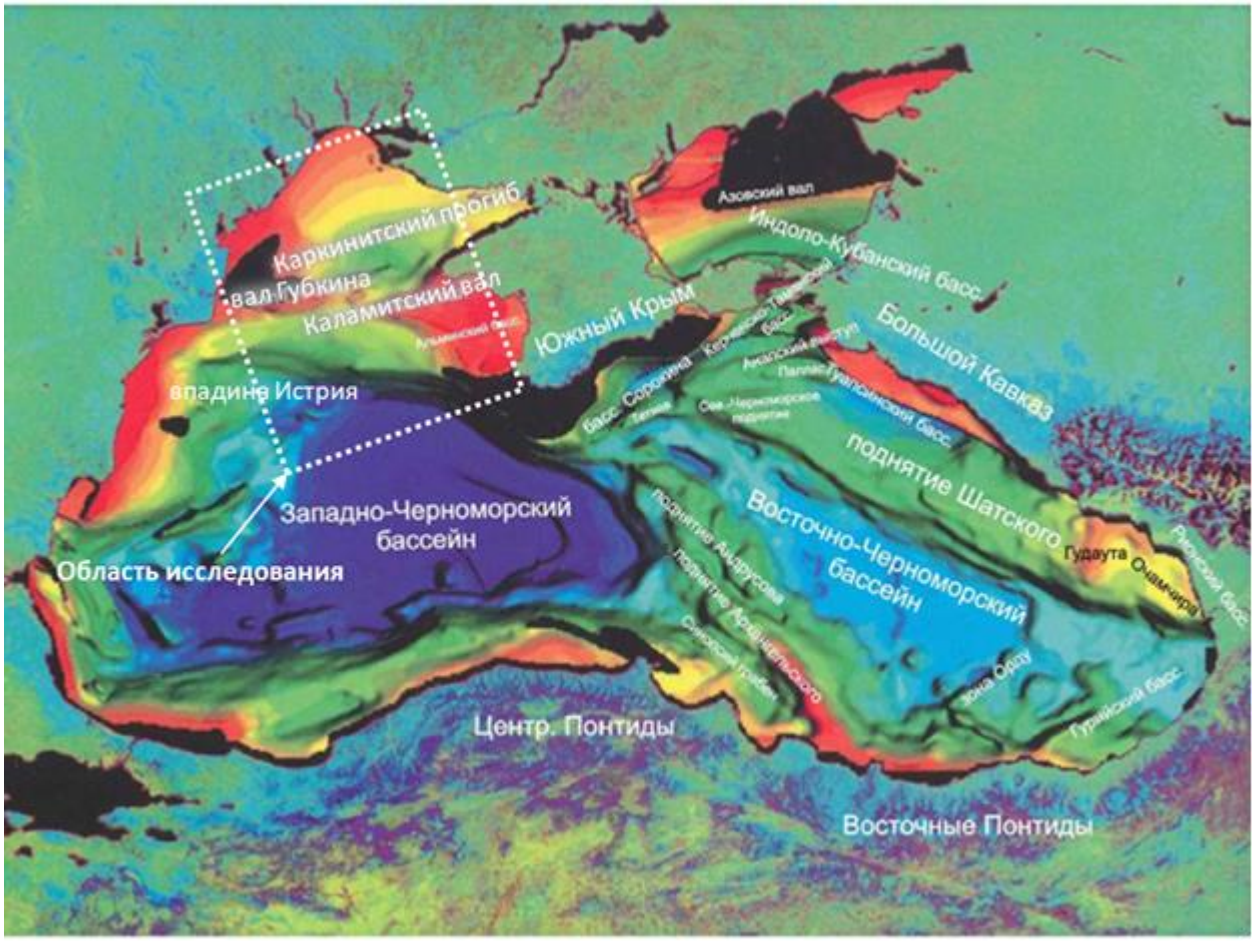


Рисунок 2.3 Схема тектонического районирования Черноморского региона. Для Черного моря цветом показаны глубины, близкие к фундаменту (синие – глубоко, красные - мелко); для суши цветом показана топография. Основано на карте [Robinson A.G., 1997]

В тектоническом районировании северо-западной части акватории Черного моря отчетливо выделяются следующие основные элементы: Каркинитский прогиб, Каламитский вал, вал Губкина, Килийско-Змеиная зона поднятий, Краевая ступень и Западно-Черноморская впадина (рисунок 2.5) [Туголесов Д.А. и др., 1985, Robinson A.G., 1997].

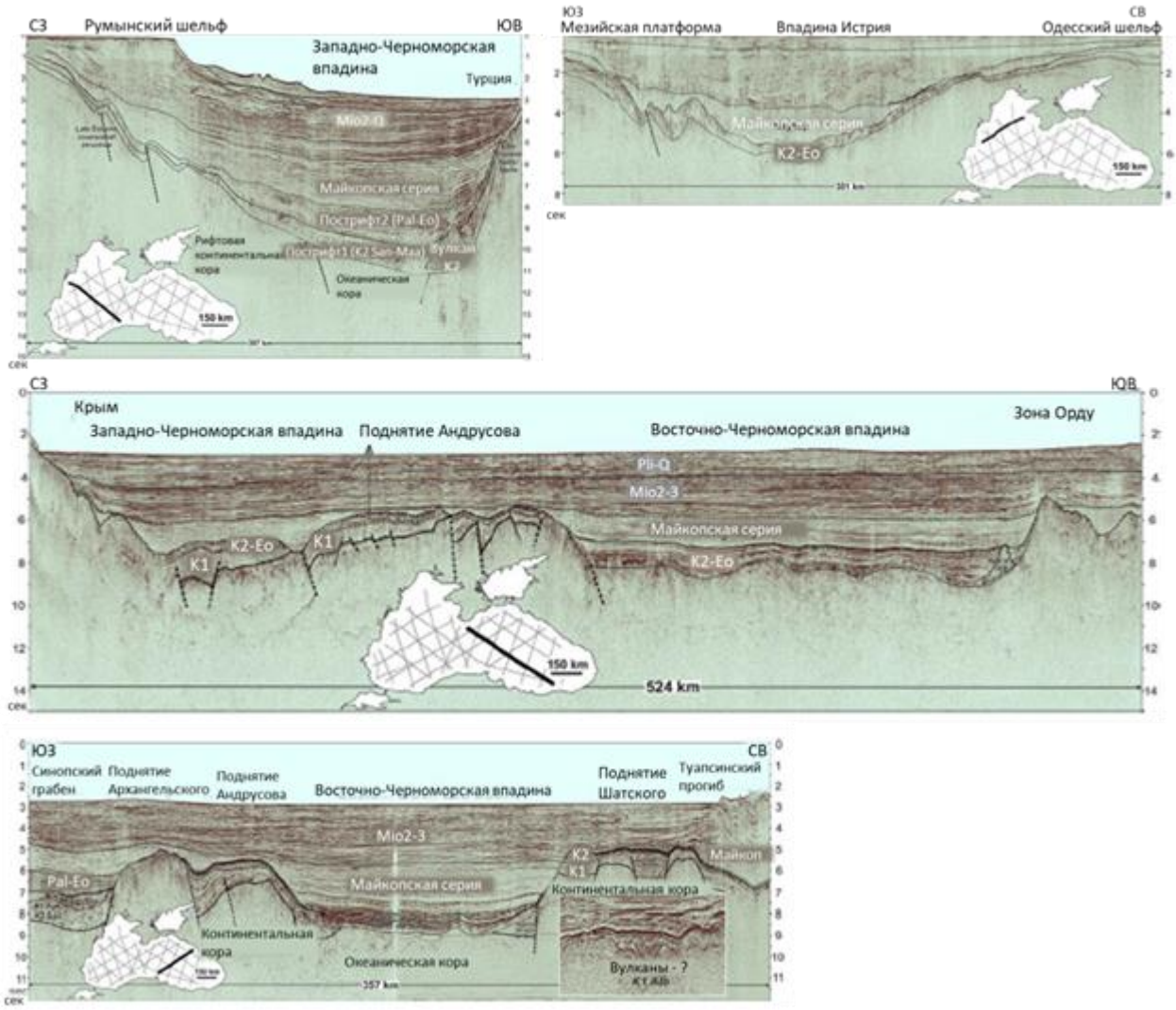


Рисунок 2.4 Региональные сейсмические профили с геологической интерпретацией, выполненной в рамках международного проекта «Геология без границ», в реализации которого принимали участие специалисты из Россия, Турция, Украина, Румыния и Болгария [Nikishin A.M., et al., 2015]

Каркинитский прогиб с абсолютной глубиной залегания кровли мела 4-4,5 км. Северное крыло прогиба очень пологое, кровля мела и все маркирующие поверхности кайнозоя постепенно поднимаются к северу. Южное крыло наклонено заметно круче. К западу южное крыло прогиба образовано крутой флексурой, по которой прогиб сочленяется с валом Губкина. Амплитуда флексуры составляет 1,5-2 км [Туголесов Д.А. и др., 1985]. Вал Губкина - это инвертированная структура, которая представляет собой серию крупных антиклинальных складок субширотной ориентации.

Западное замыкание Каркинитского прогиба отличается сложностью очертаний. Неправильными в плане ступенями погружается к наиболее опущенной его части – восточная переклиналь большого Килийско-Змеиного поднятия. К северу от Килийско-

Змеиного поднятия расположен неглубокий Крыловской прогиб, раскрывающийся в Каркинитский прогиб.

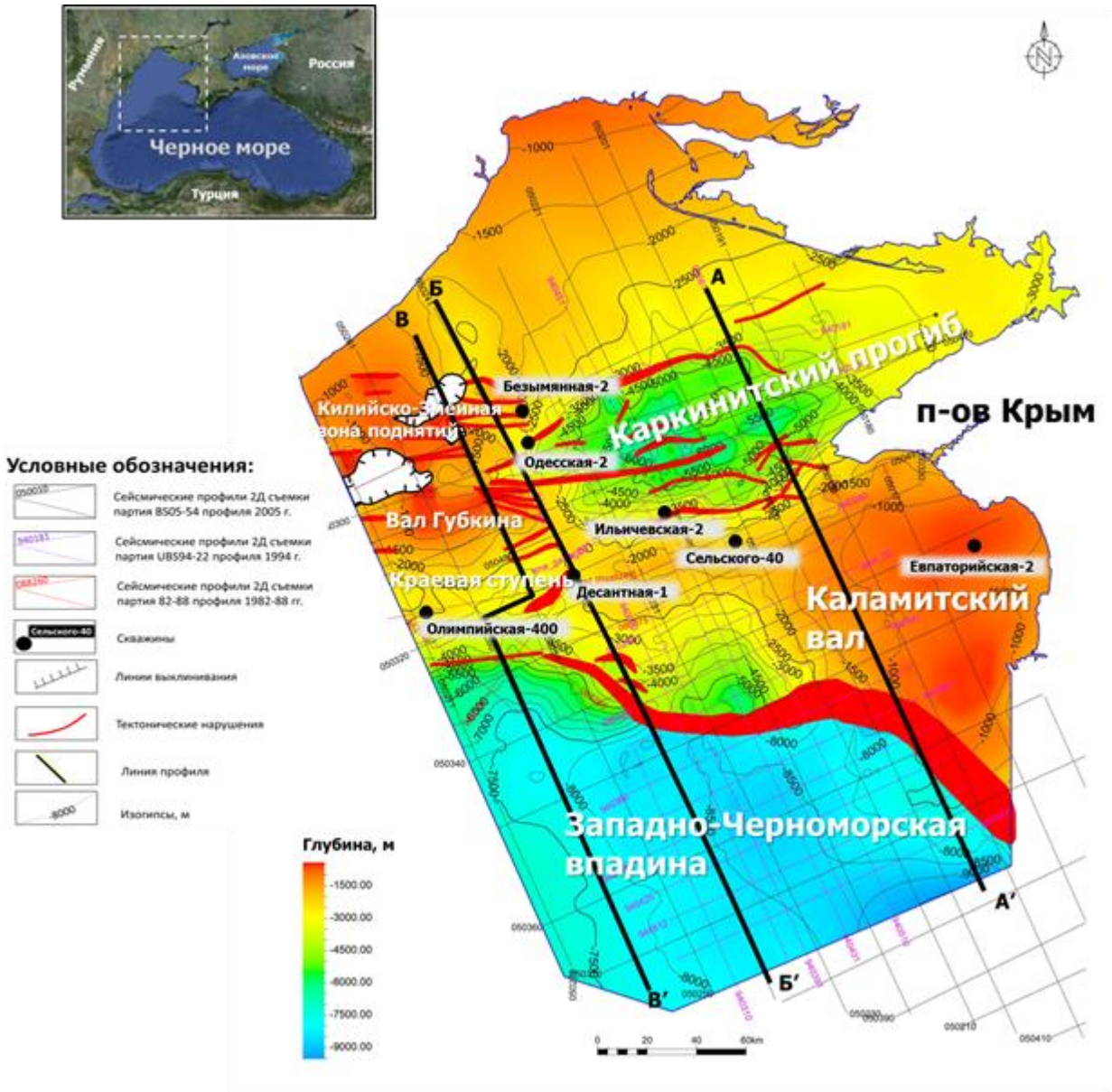


Рисунок 2.5 Тектоническая схема северо-запада Черного моря по кровле верхнемеловых отложений, по данным [Наумова М.Н., 2016]

К югу от Каркинитского прогиба располагается валообразное поднятие – Каламитский вал. Кулисообразно навстречу к Каламитскому валу погружается вал Губкина. К югу от Каламитского вала вырисовывается несколько опущенная сравнительно со сводом вала Краевая ступень. Южное ее ограничение – огромный флексурообразный перегиб северного борта Западно-Черноморской впадины (рисунок 2.6). Сочленение Каламитского вала с Западно-Черноморской впадиной проходит через Северо-Эвскинский (Краевой) разлом. Данный разлом является наиболее ярко выраженным нарушением и прослеживается

наиболее четко на востоке акватории вблизи полуострова Крым. Он представляет собой значительное сбросовое смещение, которое определяет контакт зоны шельфа, прилегающей к полуострову Крым, с Западно-Черноморской впадиной. В непосредственной близости от Крыма разлом достигает морского дна у подножия склона. Далее к западу, он становится менее ярко выраженным, и постепенно закрывается неоген-четвертичными осадками, переходя в Краевую ступень (рисунок 2.6).

В северной части Западно-Черноморской впадины в ее состав входит впадина Истрия – крупнейший региональный депоцентр неоген-четвертичных осадков. Высокие скорости седиментации во впадине обусловлены поступлением огромных масс терригенного материала со стороны крупных рек, таких как Дунай, Днепр, Днестр и Южный Буг.

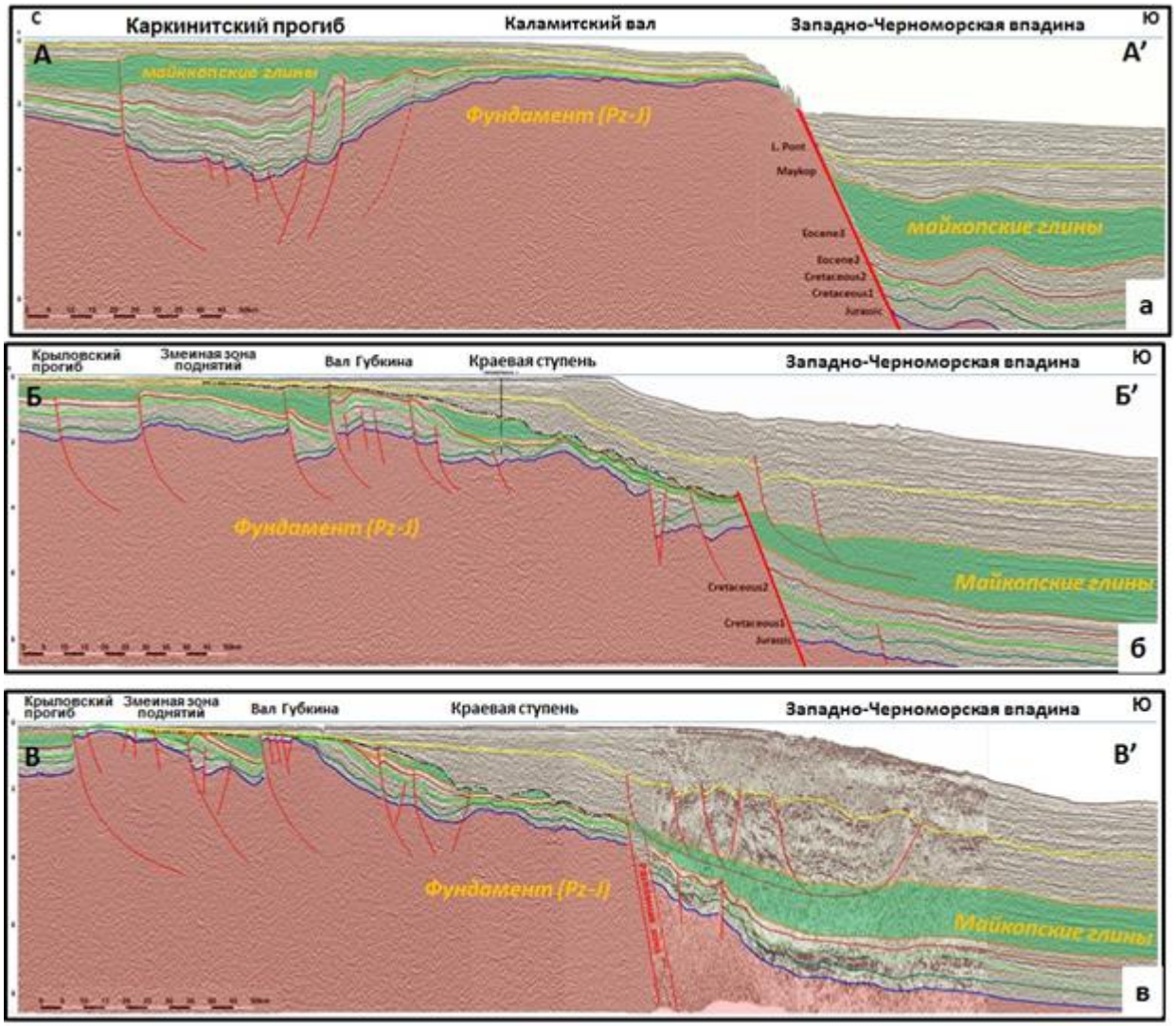


Рисунок 2.6 Основные тектонические элементы северо-западной акватории Черного моря. Положение профилей указано на рисунок 2.5, по данным [Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014]

Краткая история тектонического развития

Представления о геологическом развитии Черноморской впадины до сих пор остаются противоречивыми. На сегодняшний день существует несколько точек зрения, касающихся возникновения Черного моря.

Яншин А.Л., 1980, Шлезингер А.Е., 1981, Милановский Е.Е., 1991 и другие, опираясь в основном на данные по прилегающей суше, полагали, что Черноморская впадина возникла как результат глубокого опускания древнего «жесткого» массива. Погружение Черноморского массива, возможно, началось еще в палеозое, продолжалось в мезозое и усилилось в позднем кайнозое.

В работах Хаина В.Е., 1984, Finetti et al., 1988, Черноморская впадина рассматривается как реликт задугового бассейна океана Тетис, образовавшаяся в результате спрединга в мел-палеогеновое время.

Наиболее современные представления об истории развития Черного моря и его северо-западной части, учитывающие значительный объем фактических данных, обобщены в работах Robinson A.G., 1997; Nikishin A.M. et al., 2003, 2012, 2015; Афанасенкова А.П. и др., 2007; Dinu C. et al., 2005, 2009; Moroşanu I., 2007; Munteanu I., 2012; Bega Z. and Ionescu G., 2009; Хрящевской и др., 2009; Stovba et al., 2009; Georgiev G., 2012; Пинуса О.В., Асеева А.А. и др., 2014 и других. В истории тектонического развития северо-западной части Черного моря по представлениям упомянутых ранее авторов и результатам интерпретации материалов сейсморазведки 2Д выделены следующие основные этапы развития (рисунок 2.7):

Период, предшествующий меловому рифтингу. Из многочисленных опубликованных работ, в том числе Юдин В.В., 2008, можно сделать вывод о существовании многочисленных разновозрастных сутур и складчато-надвиговых поясов в основании мезо-кайнозойского разреза. По сейсмическим 2Д данным в области исследования домеловые комплексы проявлены как толща моноклинального залегания, с отдельными складками и разломами.

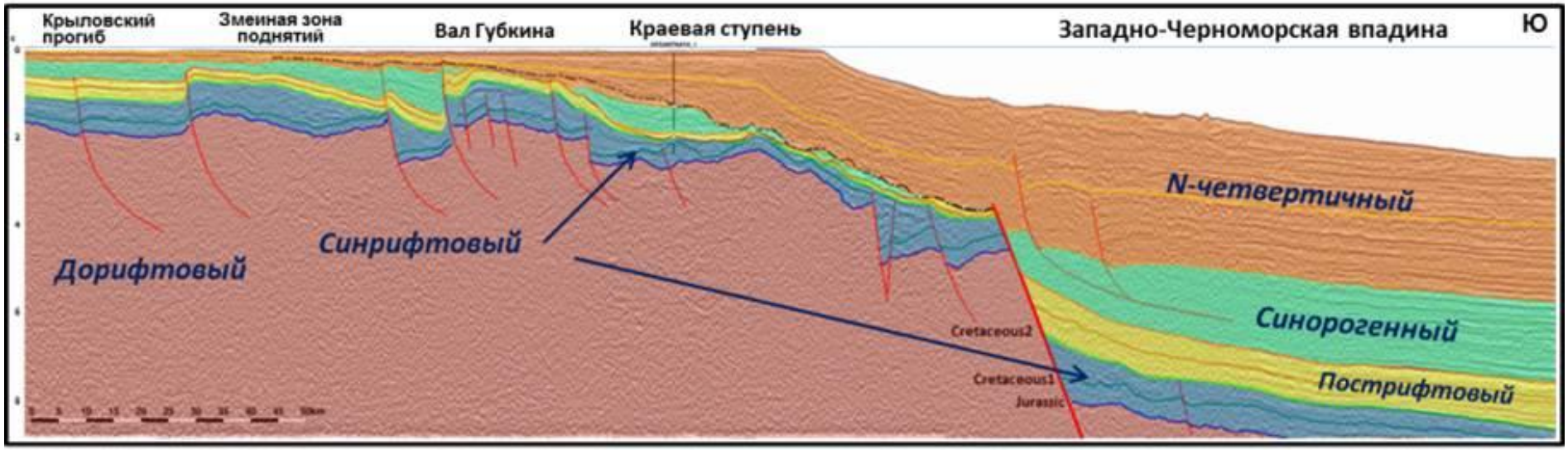
1. **Синрифтовый** (альбский век-конец позднемелового периода). Единой точки зрения о времени рифтинга в регионе не существует. Ряд исследователей [Nikishin A.M. et al., 2012, 2015; Tüysüz et al., 2012] датируют фазу рифтинга в Черноморском бассейне от позднего баррема до середины сантона. Dinu C. et al., 2005, Munteanu I., 2012 в своих работах период рифтогенеза связывают с альб-сеноманским временем. Синрифтовый этап дал начало многочисленным структурам растяжения, из которых наиболее крупной является Каркинитский прогиб. Есть и менее значительные структуры - относительно небольшие ассиметричные грабены, распространённые в районе Каламитского вала, вала Губкина и т.д. Рифтинг сопровождался вулканизмом основного и среднего состава (эффузивы вскрыты

скважиной Ильичевская-2, а аналогичные по морфологии тела обнаружены по материалам сейсморазведки 2Д в центральной части области исследования).

2. **Пострифтовый** (палеоцен–эоценовая эпохи). Этап термального прогибания, активизировавшегося в основном в области современной Западно-Черноморской впадины, о чем свидетельствуют увеличенные здесь, в сравнении с шельфовой зоной, толщины палеоцен-эоценовых осадков [Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014]. Термальное погружение сопровождалось карбонатным осадконакоплением.

3. **Инверсионный или синорогенный** (олигоцен–раннемиоценовая эпохи). В этот период происходило накопление мощной песчано-глинистой толщи. На данной стадии произошло изменение тектонического режима, ознаменовавшееся началом альпийской фазы складчатости. Начавшуюся компрессию многие авторы [Афанасенков А.П. и др., 2007, Munteanu I., 2012, Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014] соотносят с закрытием мезо-кайнозойских бассейнов Паратетиса (Северной Добруджи, Горного Крыма, Большого Кавказа). В результате компрессии произошла инверсия образовавшихся ранее рифтовых структур (полуграбенов), и формирование конседиментационных складок и взбросов в осадках олигоцен-раннемиоценового возраста на шельфе, прилегающем к п-ову Крым. Бассейновая часть площади (Западно-Черноморская впадина) проявила большую устойчивость к деформации (перекрывающие её осадки практически не затронуты компрессионными тектоническими процессами) и продолжила прогибаться (2-3 км отложений майкопской серии зафиксированы по результатам интерпретации сейсмопрофилей 2Д в ЗЧВ (рисунок 2.6)).

4. **Постинверсионный** (миоценовая эпоха–настоящее время). Этап характеризуется накоплением значительных толщ до 5000 метров терригенных осадков в Западно-Черноморской впадине с депоцентром во впадине Истрия. Аккумуляция больших объемов осадков в неоген-четвертичное время сопровождалась активными процессами гравитационной тектоники с формированием разломов роста и оползневых комплексов.



- N-четвертичный — N - Q. Прогибание, гравитационная тектоника
- Синорогенный — $Pg_3 – N_1$. Инверсия, складчатость на шельфе
- Постриftовый — $Pg_1 – Pg_2$. Термальное прогибание, заложение Западно-Черноморской впадины
- Синрифтовый — $K_1al – K_2$. Тектоническое растяжение, формирование полуграбенов
- Дорифтовый — $Pz – K_1$

Рисунок 2.7 Основные этапы тектонического развития региона, по данным [Пинус О.В., Асеев А.А. и др., 2014]

2.3 Нефтегазоносность

В области исследования, по мнению ряда авторов [Robinson, A.G., 1997; Moroşanu I., 2012; Georgiev G., 2012; Атлас месторождений нефти и газа Украины, 1998 и другие] выделяется три основные УВ системы: нижнемеловая-палеоценовая, олигоценовая и миоценовая. В отложениях этих УВ систем открыты более 20 месторождений нефти и газа (рисунок 2.8). К нижнемеловой–палеоценовой УВ системе относятся газовые и газоконденсатные месторождения, открытые на прилегающем к полуострову Крым шельфе. Олигоценовая и миоценовая УВ системы связаны с древней Черноморской палеовпадиной. В шельфовой зоне Румынии открыт ряд нефтяных месторождений, приуроченных к олигоценовой УВ системе. Месторождения миоценовой УВ системы открыты в области склона, а также прилегающей к нему шельфовой зоне.

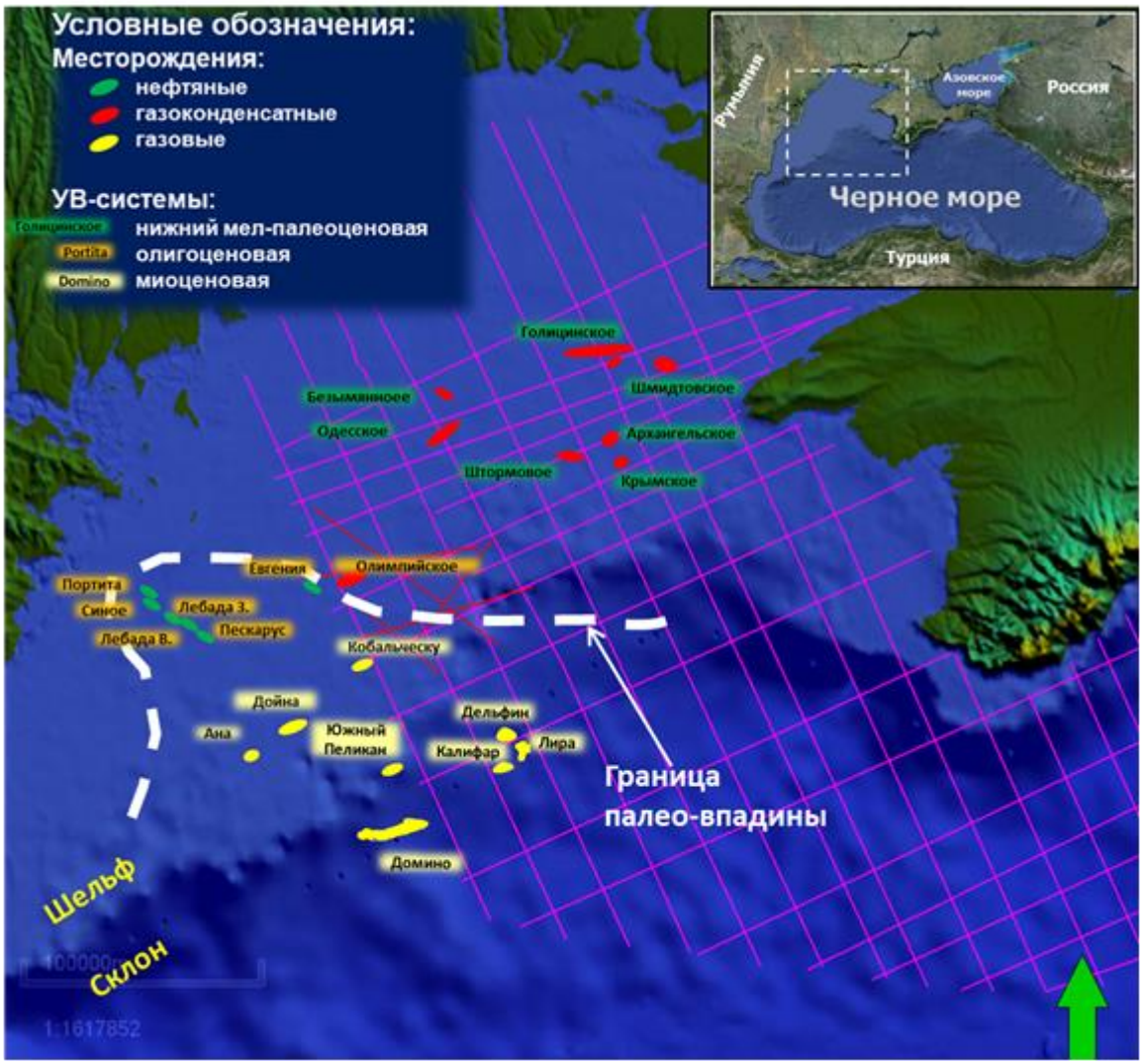


Рисунок 2.8 Схема нефтегазоносности северо-западной части акватории Черного моря (граница палеовпадины нанесена по данным [Туголесов Д.А. и др., 1985])

Нижнемеловая–палеоценовая УВ система

К нижнемеловой–палеоценовой УВ системе приурочены газовые месторождения (рисунок 2.8): Безымянное, Одесское, Южно-Голицынское, Архангельское, Крымское, Олимпийское и газоконденсатные - Голицынское, Шмидтовское, Штормовое. Основная НГМ толща – глинистые нижнемеловые отложения (рисунок 2.9) (кероген III типа) [Stovba et al., 2009]. Основным резервуаром являются нижнепалеоценовые отложения (карбонатные порово-трещинновые коллекторы, Кпор=21%) [Атлас месторождений нефти и газа Украины, 1998, Полухтович Б.М. и др, 2003, Побэдаш М.С. и др., 2010; Довжок Т.Э. и др., 2010]. Также залежи открыты в отложениях позднемелового (преимущественно карбонатные коллекторы), позднепалеоценового (карбонатно-терригенные породы), среднеэоценового (терригенно-карбонатные коллекторы) и олигоценового (отложения турбидитов и подводных каналов) возрастов [Атлас месторождений нефти и газа Украины, 1998]. В качестве региональной покрышки выступают глинистые отложения майкопской серии, как локальные покрышки рассматриваются отложения мелового, палеоценового и эоценового отделов. Все месторождения приурочены к антиклинальным структурам, сопряженным с субширотными разломами на северном и южном бортах Каркинитского прогиба. Структурная интерпретация и анализ сейсмических 2Д данных позволяют сделать заключение о времени формирования ловушек - олигоцен–раннемиоценовая эпохи.

По результатам 1Д моделирования скважин Каркинитского прогиба было установлено, что только нижнемеловая НГМ толща достигла зоны нефтегазогенерации [Наумова М.Н., 2016]. Анализ месторождений, а также результаты 1Д моделирования по скважинам Каркинитского прогиба позволили составить принципиальная схема миграции и аккумуляции углеводородов в пределах Каркинитского прогиба (рисунок 2.10). Схему миграции УВ можно описать следующим образом: углеводороды из нижнемеловой газоматеринской толщи мигрируют по разрывным нарушениям и накапливаются в антиклинальных структурах, контролируемых инверсионными разломами [Наумова М.Н., 2016].

Запасы газа и конденсата месторождений Каркинитского прогиба не превышают 20 млн. ТУТ (таблица 2.1) [Атлас месторождений нефти и газа Украины, 1998].

Таблица 2.1 Запасы месторождений Каркинитского прогиба

Месторождения	**Запасы газа, млрд. м3**	**Запасы конденсата, тыс. тонн**
Штормовое	16,6	1272
Голицынское	11,9	330
Одесское	11,2	
Архангельское	5,4	

Шмидтовское	2,7	
Южно-Голицынское	1,85	
Крымское	0,65	

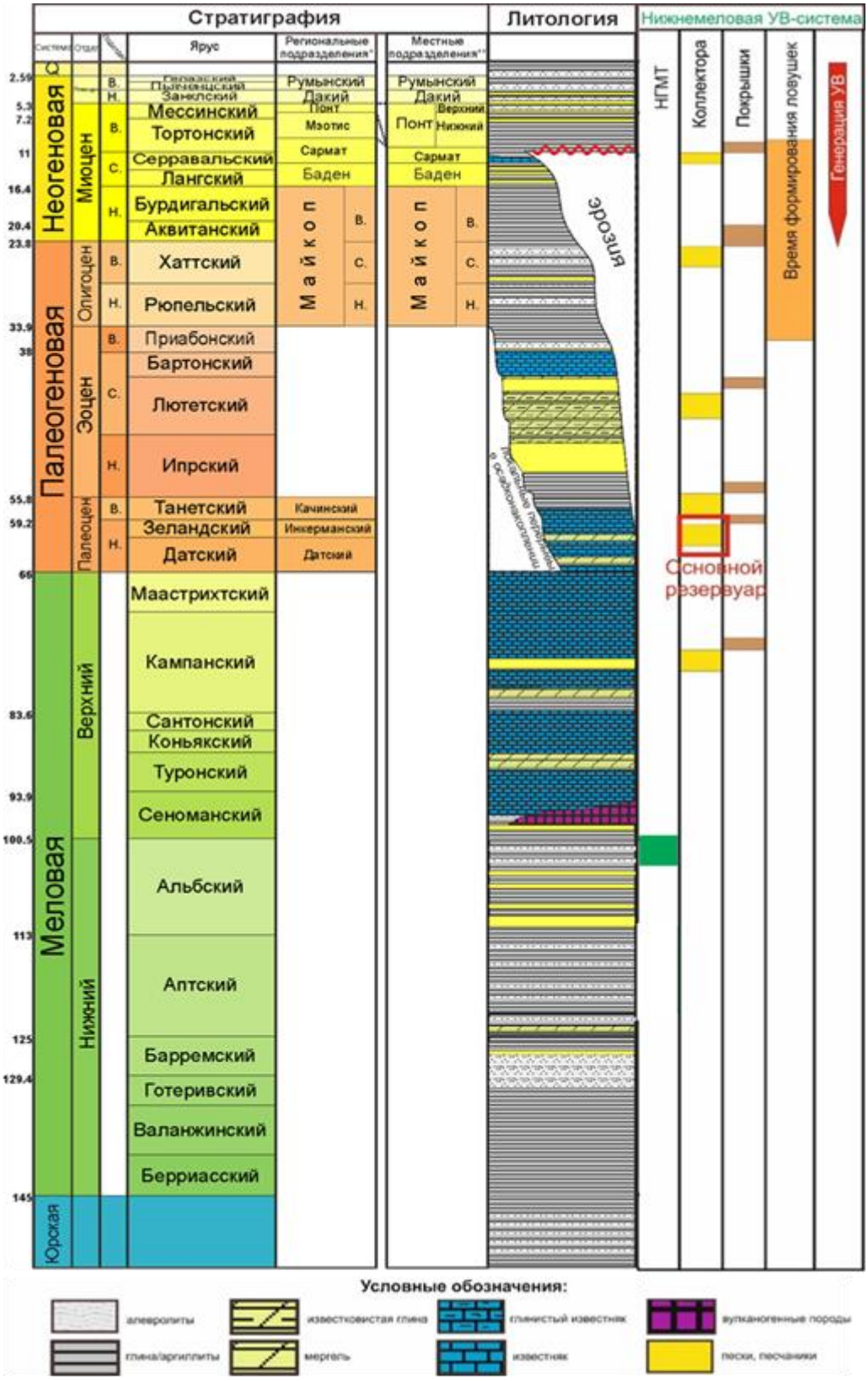


Рисунок 2.9 Основные элементы и события нижнемеловой–палеоценовой УВ системы, * Meulenkamp J.E. et. al., 2000, ** Bega Z. and Ionescu G., 2009

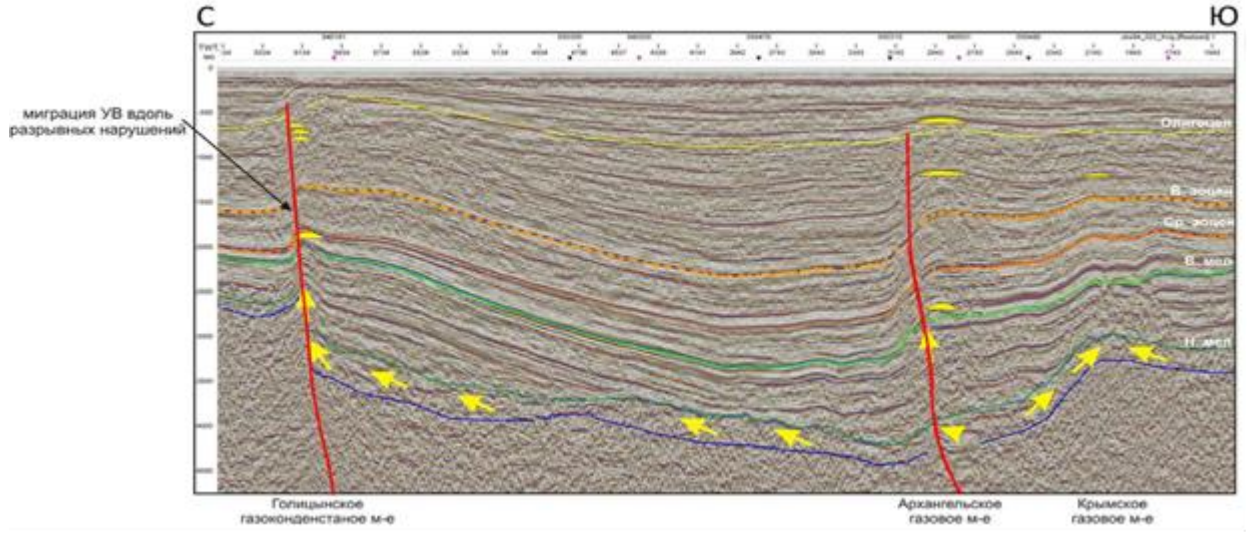


Рис 2.10 Принципиальная схема миграции и аккумуляции УВ для месторождений Каркинитского прогиба, по данным [Наумова М.Н., 2016]

Олигоценовая УВ система

Обобщение опубликованных материалов [Robinson, A.G., 1997; Moroşanu I., 2012; Georgiev G., 2012] показало, что к олигоценовой УВ системе (рисунок 2.11) приурочены нефтяные месторождения румынского шельфа: Лебада Западное, Лебада Восточное, Синое, Портита, Пескарус (рисунок 2.8). Основная нефтегазоматеринская толща – глинистые отложения майкопской серии [Robinson, A.G., 1997; Georgiev G., 2012]. В качестве резервуаров выступают отложения раннемелового (альбские песчаники и конгломераты, с пористостью 15-20%), позднемелового (известняки с пористостью 15-17%, песчаники с пористостью 15%), раннеэоценового (песчаники конгломераты с пористостью 15-22%), позднеэоценового (мергели и глинистые известняки с пористостью 21%) и олигоценового (песчаники с пористостью 19,5%) возрастов. Региональным флюидоупором являются майкопские отложения. Месторождения приурочены к ловушкам как структурного, так и литологического типов. Сейсмических данных для установления времени формирования ловушек олигоценовой УВ системы недостаточно.

Миоценовая УВ система

В области склона основной интерес с точки зрения поиска новых залежей УВ представляют отложения позднемиоценового возраста. К миоценовой УВ системе (рисунок 2.12) приурочены месторождения газа: Кобальческу, Ана, Дойна, Домино, Южный Пеликан, Дельфин, Калифар и Лира (рисунок 2.8). Породами-коллекторами являются отложения нижнего понта (песчаники с пористостью 19% и проницаемостью 0.5-2.3 мД), верхнего понта (песчаники с пористостью 17-33% и проницаемостью 0.5-3 мД) и дакия [Duley P., Fogg A, 2009; Moroşanu I., 2012; Georgiev G., 2012].

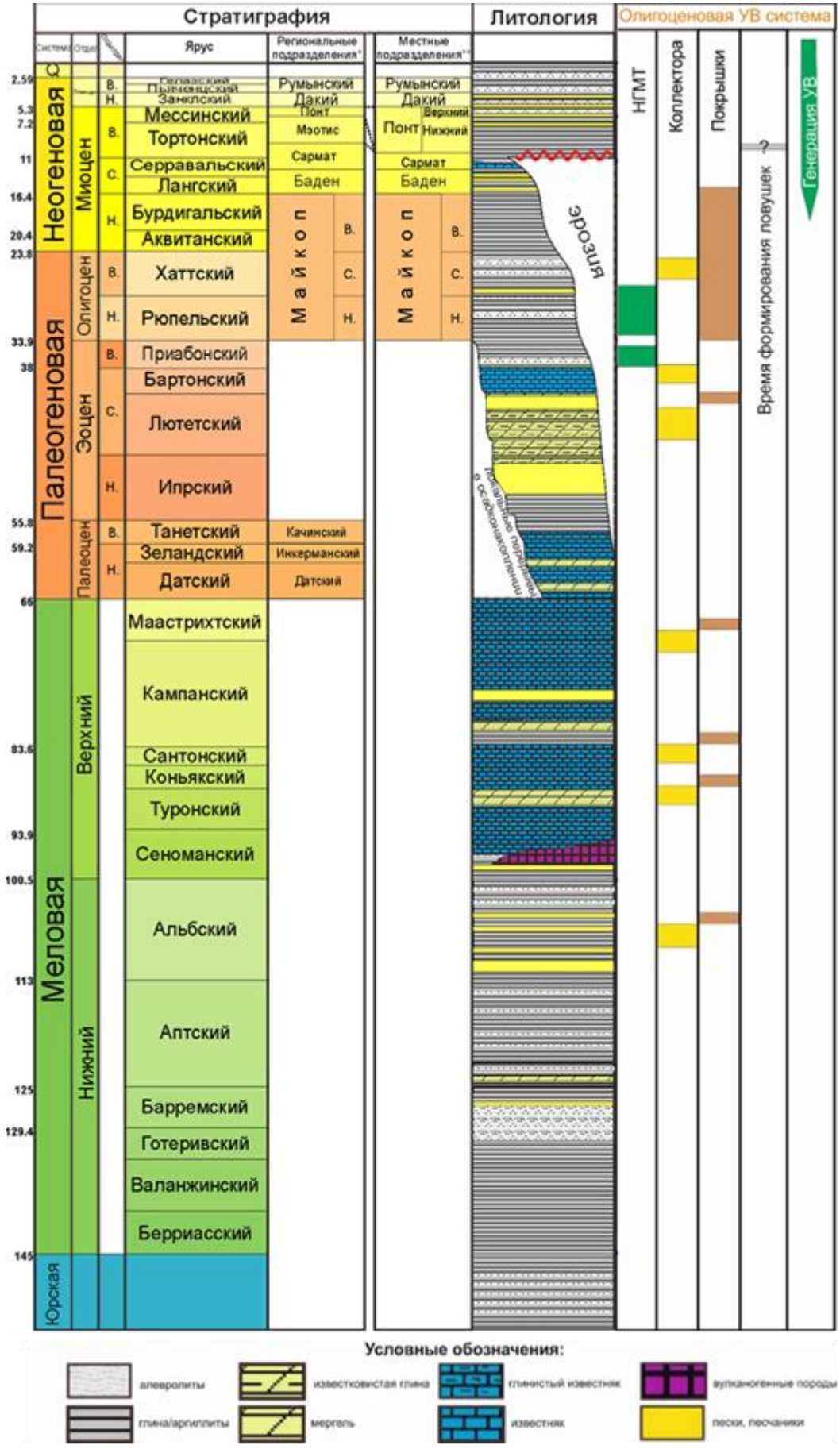


Рис 2.11 Основные элементы и события олигоценовой УВ системы, * Meulenkamp J.E. et. al., 2000, ** Bega Z. and Ionescu G., 2009

В качестве флюидоупора выступают миоценовые и плиоценовые глины. Месторождения приурочены к гравитационным структурам и глубоководным песчаникам [Moroşanu I., 2012]. Время формирования ловушек – поздний миоцен.

Запасы газа месторождений, приуроченных к миоценовой УВ системе, не превышают 40 млрд. м^3 газа (по некоторым оценкам месторождения Домино - 85 млрд. м^3) (таблице 1.2).

Таблица 1.2 Запасы месторождений, приуроченных к миоценовой УВ системе (по данным интернет-источника Wikipedia)

Месторождения	Запасы газа, млрд. м3	Год открытия
Дойна	2.8	1995
Кобальческу	2	1995
Ана	7	2007
Домино	42.5-85	2012
Южный Пеликан		2014
Дельфин		2015
Калифар		2015
Лира	30	2015

Ниже кратко представлено описание месторождений миоценовой УВ системы.

В 1995 г. была пробурена скважина Кобальческу -70 (забой - 4000 м.), при испытании интервала 1995-2010 м был получен приток газа 165,6 тыс. м^3/сут. из верхнепонтических отложений, также скважиной вскрыто 45 м газонасыщенных песчаников в нижнепонтических отложениях. Флюидоупором служат глинистые верхнемиоценовые отложения.

Месторождение Дойна было открыто в 1995 году, а месторождение Ана в 2007 [Duley P., Fogg A, 2009]. На месторождении Дойна залежь находится на небольших глубинах ~ 1100 м в плиоценовых (дакий) песчаных резервуарах. Отложения коллектора представлены, главным образом, тонкослоистыми мелкозернистыми слабо консолидированными песками. В роли флюидоупора выступают вышележащие морские глины/аргиллиты. Ловушка сочетает элементы структурного фактора, а также тектонического и литологического экранирования. Месторождения содержат сухой газ с концентрацией метана 99%. Дебит скважины Дойна-2 составил 492 тыс. м3. На месторождении Ана газонасыщенные песчаники вскрыты на глубине 1160 м. Дебит скважины Ана-1 составил 470 тыс. м3.

Месторождение Домино было открыто в 2012 году. Залежь газа вскрыта в верхнепонтических отложениях, по предварительным данным запасы месторождения оценены в диапазоне от 42 до 84 млрд. м^3 газа. В 2014 году на месторождении Домино было пробурена вторая скважина Домино-2, подтвердившая продуктивность понтических отложений.

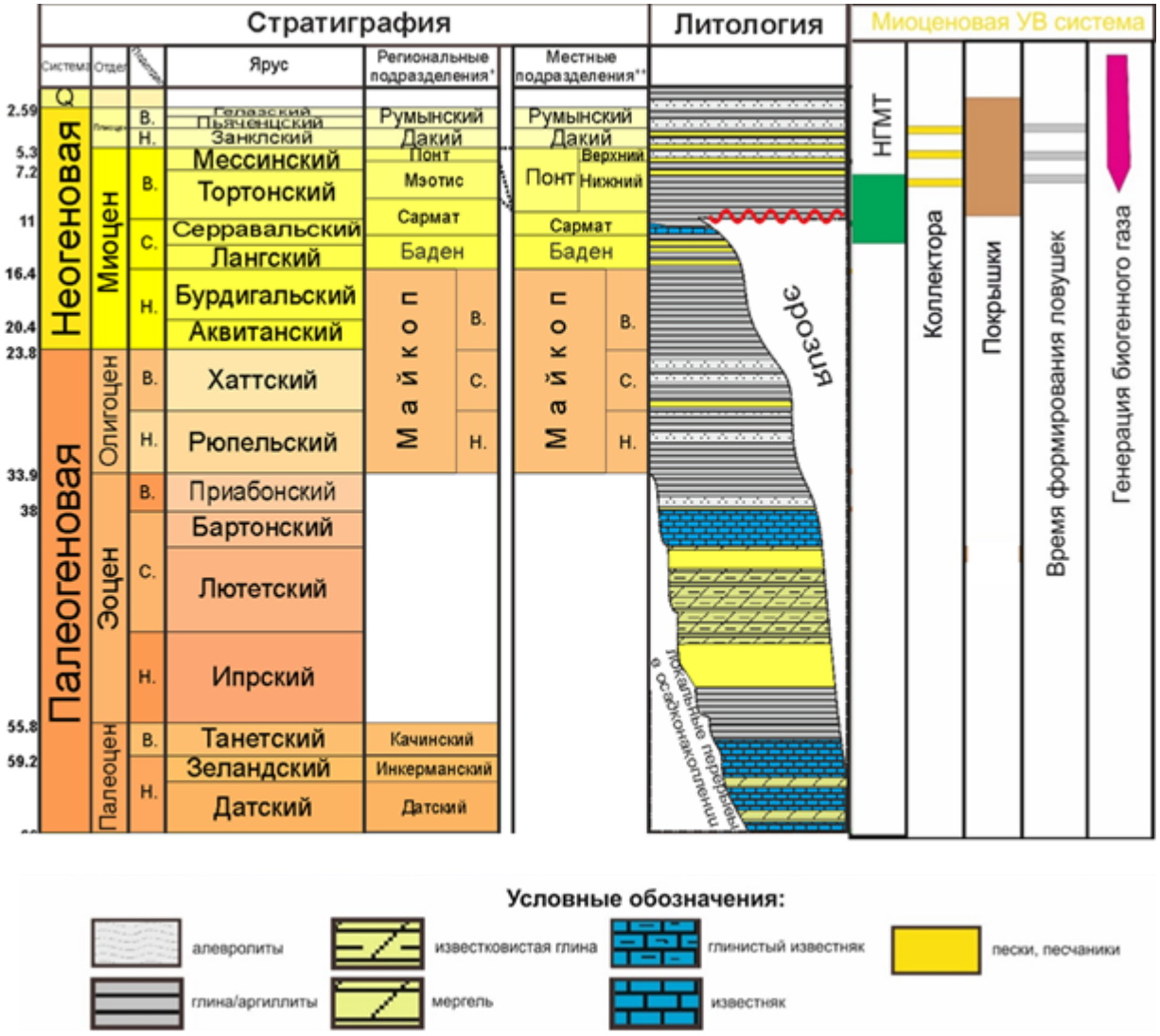


Рис 2.12 Основные элементы и события миоценовой УВ системы, * Meulenkamp J.E. et. al., 2000, ** Bega Z. and Ionescu G., 2009

В 2014 и 2015 гг. на блоке Neptun компанией ExxonMobil были открыты месторождения газа Южный Пеликан, Дельфин и Калифар (рисунок 2.8). Газоносность месторождений связана с верхне – и нижнепонтическими отложениями. Покрышкой выступают вмещающие и перекрывающие глинистые отложения понта. Данных о строении и запасах месторождений нет.

Газовое месторождение Лира открыто в 2015 году в верхнемиоценовых отложениях (рисунок 2.8). Породы-коллекторы представлены тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Флюидоупором служат вмещающие и перекрывающие глинистые отложения понта. Ловушка структурно-литологическая, контролирующим фактором является область распространения коллектора. По предварительным данным открытое месторождение относится к крупным с запасами порядка 30 млрд. $м^3$ газа.

В ряде пробуренных в области склона скважин были отмечены газопроявления в верхне – и нижнепонтических отложениях (скв. Овидиу-1, скв. 2).

Открытые в верхнемиоценовых отложениях месторождения приурочены к области склона и прилегающему к нему шельфу. Поиск новых залежей УВ в верхнемиоценовых отложениях связан преимущественно с областями склона и глубоководной впадины.

В Черном море практически повсеместно обнаружены грязевые вулканы, газовые и нефтяные выходы и скопления газогидратов [Гинсбург Г.Д. и др., 1988, 1990, 1994; Шнюков Е.Ф. и др., 1986; Иванов М.К. и др., 1989, 1996, 1999; Лимонов А.Ф. и др., 1994, 1997; Басов Е.И. и др., 1996, 1997, и др.; Газовый вулканизм…, 2005; Круглякова Р.П. и др., 2009]. В области склона по сейсмическим профилям съемки 3Д выделены зоны развития газогидратов, выходов газа, а также грязевой вулкан (рисунок 2.13-2.14). Наличие ярко выраженных естественных проявлений углеводородов свидетельствует о существовании активной газовой системы в зоне склона.

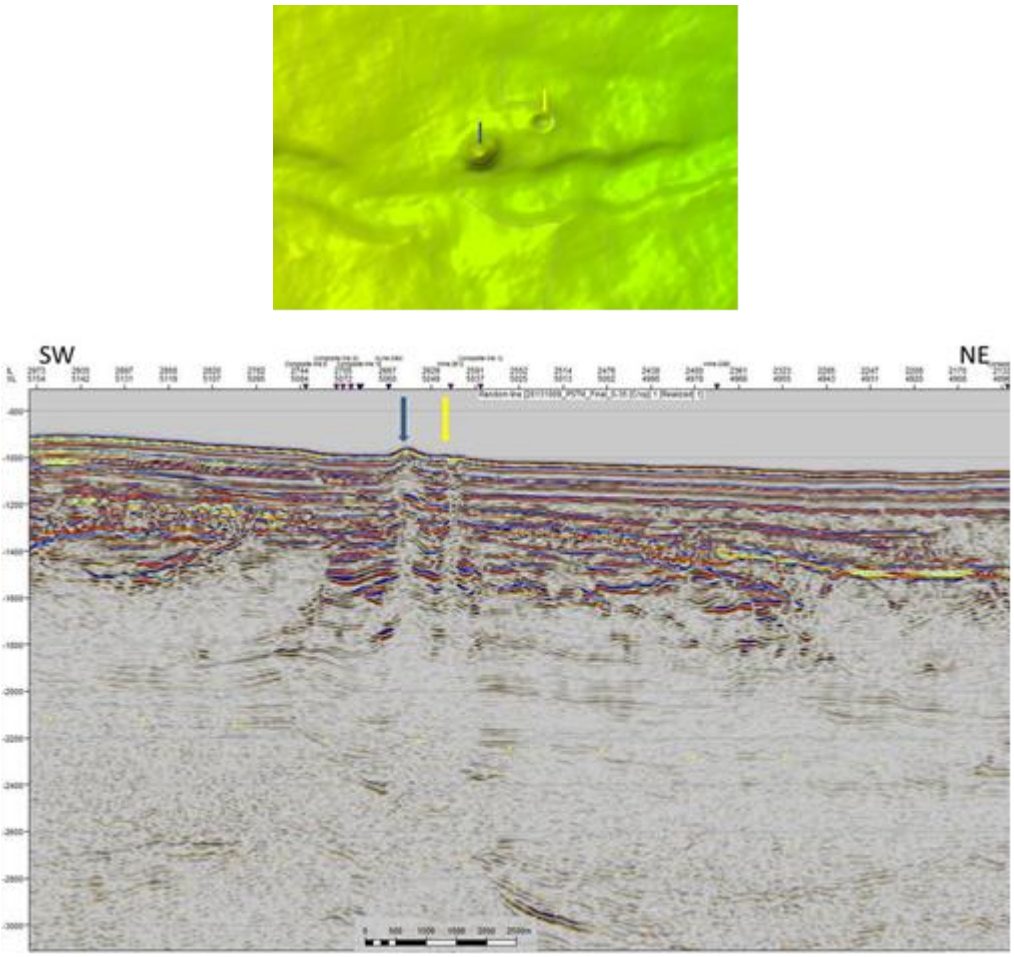


Рисунок 2.13 Грязевой вулкан. Холм и воронка в рельефе дна моря (на карте батиметрии (сверху)), подводящие каналы, соединяющиеся на глубине (сейсмический профиль из куба 3Д)

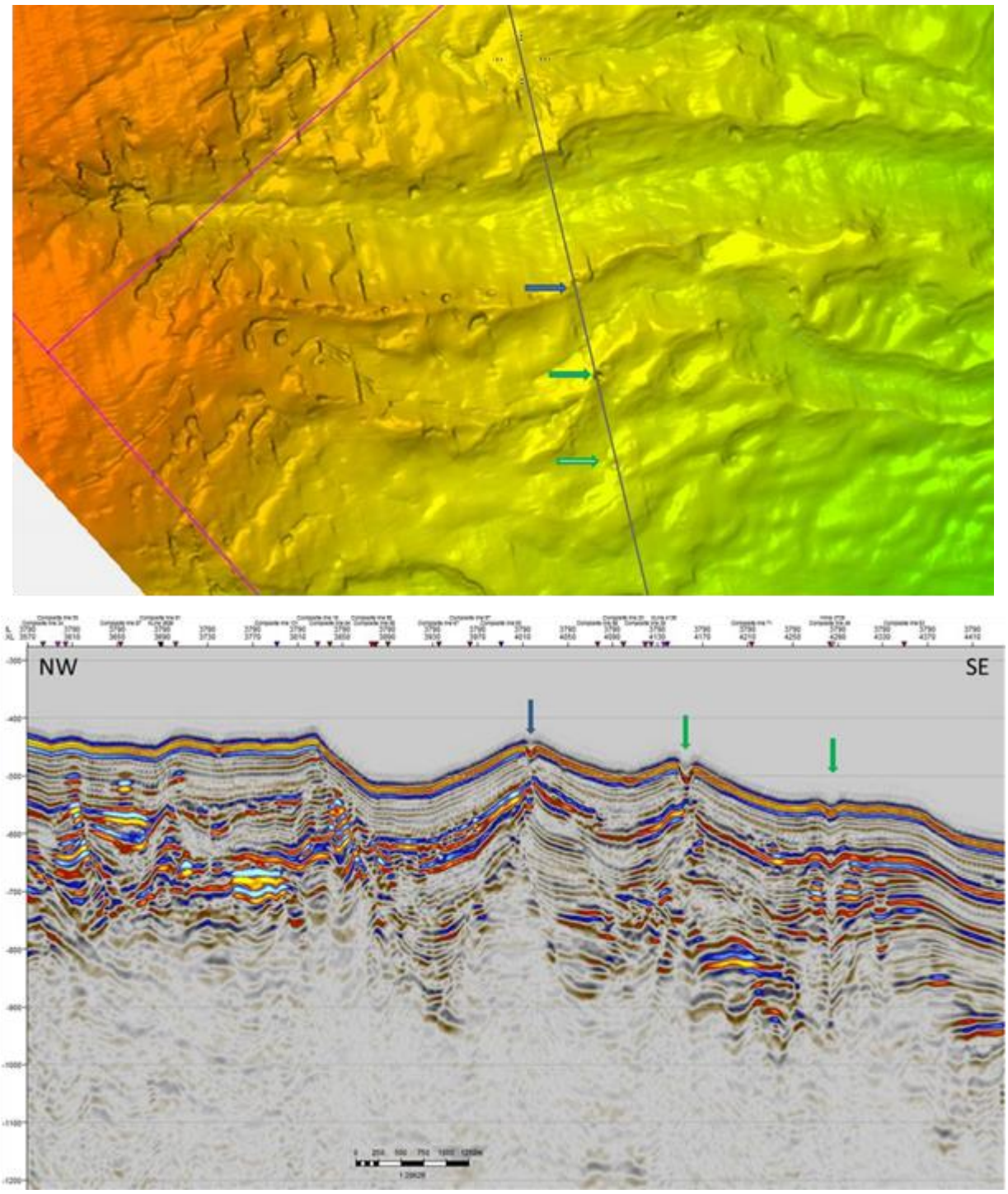


Рисунок 2.14 Покмарки (pockmark) на батиметрической карте (сверху) и на сейсмическом профиле (из сейсмического куба 3Д)

3. МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

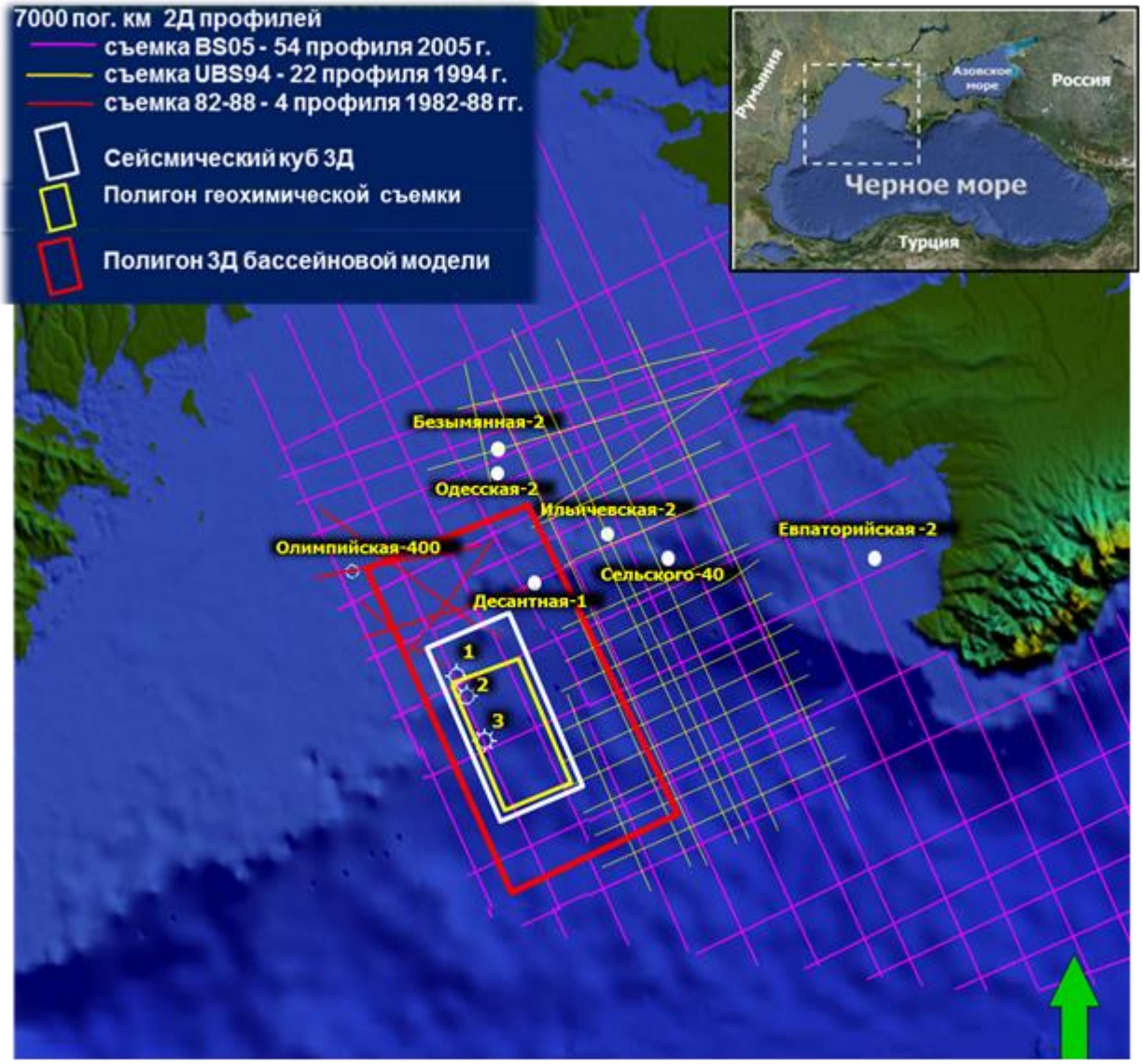
Материалы исследования

Основой для проведения работы послужил комплекс геолого-геофизической информации, включающий сейсмические данные 2Д и 3Д, геологические, геофизические и геохимические данные по 7 скважинам на шельфе и по 3 скважинам на склоне, а также результаты поверхностной геохимической съемки, выполненной в области склона (рисунок 3.1).

При выполнении настоящей работы были использованы сейсмические профили 2Д «Western Geophysical» 1994 года, съемки BS-05 2005 года, отработанные «Севморнефтегеофизикой», а также единичные профили 1982-85 гг., выполненные силами треста «Южморнефтегеофизика». Длина записи профилей 2005 г. была ограничена 9 с. Суммарная длина профилей 2Д – 7000 пог. км, средняя плотность наблюдений – 0,1 пог. км/км^2. Также использовался сейсмический куб 3Д площадью 2000 кв. км, характеризующий строение области склона (рисунок 3.1). Длина записи сейсмического куба 3Д составила 10 секунд, расстояние между профилями 12,5 метров. Для анализа также использовались частичные суммы во временной области в интервалах углов 0-10, 9-15, 14-20, 19-25, 24-30 и 29-35 градусов.

По скважинам, пробуренным на прилегающем к п-ову Крым шельфе, Олимпийская-400, Десантная-1, Сельского-40, Ильичевская-2, Одесская-2, Безымянная-2, Евпаторийская-2 (рисунок 3.1), в распоряжении имелись результаты интерпретации ГИС (геофизические исследования скважин), биостратиграфических исследований, описания шлама и керна, а также по отдельным скважинам единичные определения отражательной способности витринита (ОСВ) и температуры. Данные скважины характеризуют строение мел-палеогеновых отложений. Наибольший интерес для характеристики верхнемиоценовых отложений представляют скважины 1, 2 и 3 (рисунок 3.1), пробуренным в области склона. По этим скважинам имелся значительный объем геолого-геофизических данных, включающий результаты интерпретации ГИС, описание и биостратиграфические исследования по шламу, а также полный комплекс исследований по керну, отобранному из продуктивного интервала скв. 3 (60 м), результаты тестов MDT (Modular Formation Dynamics Tester), и комплекс геохимических исследований, направленных на изучение нефтегазоматеринских отложений и свойств флюидов.

При выполнении настоящей работы были проанализированы данные поверхностной геохимической съемки, выполненной в 2016 году в области склона компанией MG3.



Методы исследования

Для анализа имеющегося объема геолого-геофизической информации был применен комплекс методов. Комплексный подход включал интерпретацию сейсмических данных, тектонический, сиквенс-стратиграфический, геохимический анализы, а также применение технологий бассейнового моделирования.

Интерпретация сейсмических данных включала стратиграфическую привязку отражающих горизонтов к скважинным данным (в качестве примера на рисунке 3.2 приведен результат привязки опорных сейсмических горизонтов, проинтерпретированных по профилям сейсморазведки 2Д), прослеживание ОГ и трассирование разрывных нарушений. В работе привлекались материалы двухмерной и трехмерной сейсморазведки.

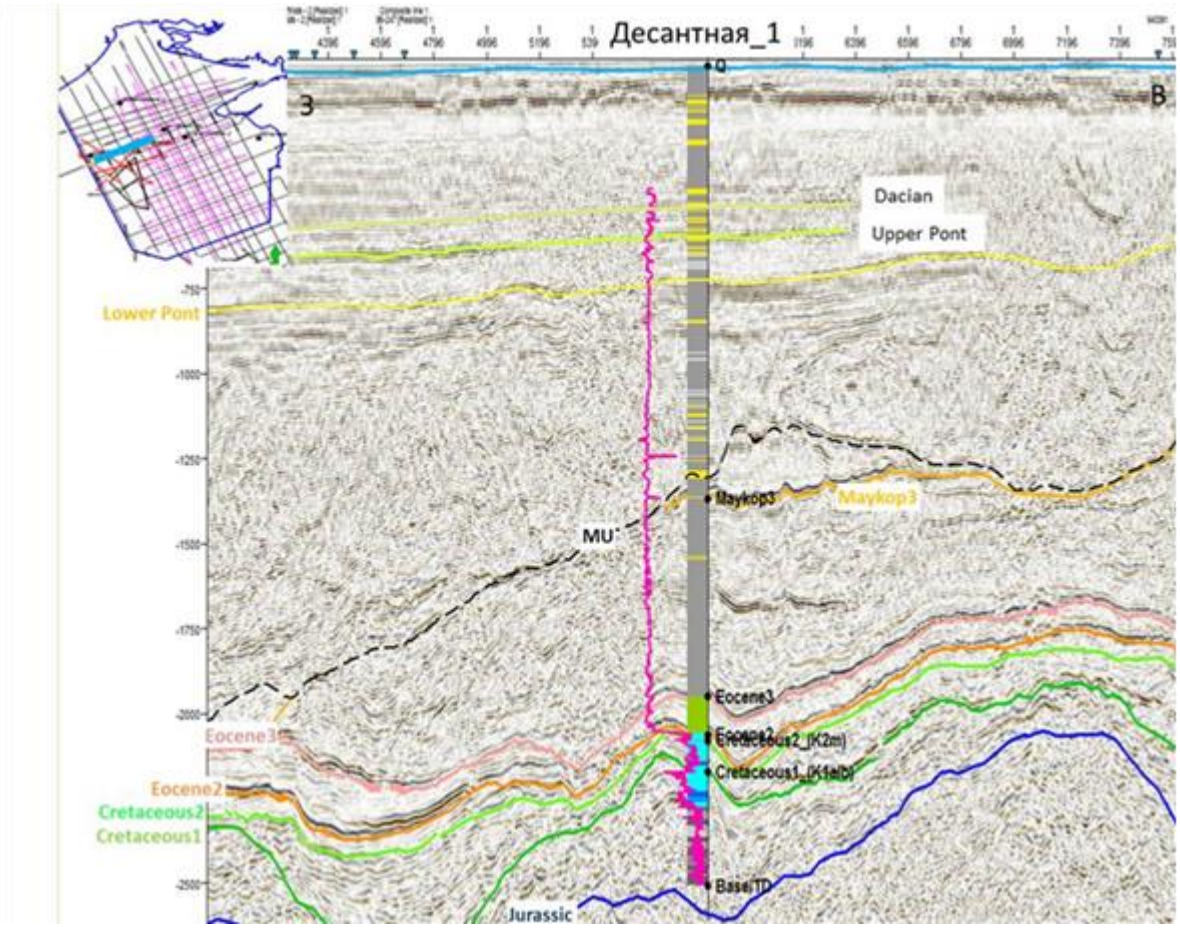


Рисунок 3.2 Результат привязки опорных сейсмических горизонтов. Скважина Десантная-1

По результатам интерпретации на временных разрезах 2Д и 3Д с различной степенью уверенности было прослежено 11 опорных отражений сверху вниз:

- дно моря;
- кровля дакия (плиоцен);
- кровля верхнего понта (поздний миоцен);
- кровля нижнего понта (поздний миоцен);
- кровля сармата (средний миоцен);
- кровля майкопской серии (олигоцен - ранний миоцен)
- кровля верхнего эоцена;
- кровля среднего эоцена;
- кровля верхнего мела;
- кровля нижнего мела;
- подошва нижнего мела.

Характеристика основных ОГ верхнемиоценовой части разреза:

ОГ «Нижний понт» - горизонт был прослежен по отрицательному экстремуму и соотносится с эрозионной поверхностью в кровле отложений нижнего понта. В шельфовой части горизонт прослеживается вблизи кровли клиноформенного комплекса. Сейсмокомплекс нижнего понта характеризуется неоднозначным волновым полем, с серией высокоамплитудных и низкоамплитудных отражений, чередующихся с хаотически ориентированными границами, с их полным отсутствием в тектонически активных зонах.

ОГ «Верхний понт» - отражение положительной полярности, соответствует эрозионной границе в кровельной части отложений верхнего понта. В данном интервале разреза закартировано несколько эрозионных врезов. Интервал верхнего понта характеризуется чередованием относительно протяженных осей синфазности с короткими слабоинтенсивными отражениями.

В интервале верхнемиоценовых отложений по материалам сейсмического куба 3Д дополнительно были закартированы локальные аккумулятивные тела, контролирующие области развития пород-коллекторов.

Результаты интерпретации сейсмических данных, выполненные во временном масштабе, были переведены в глубинную область с использованием скоростных законов из скважин. Полученные таким образом структурные поверхности были использованы при создании бассейновой модели северо-западной части Черного моря.

Палеотектонический анализ

Для обоснования структурно-тектонической модели и тестирования структурных построений на сбалансированность были выполнены палеореконструкции по нескольким типовым сейсмическим разрезам съемок 2Д и 3Д (в работе приведен пример восстановления надвиговой складки по сейсмическому профилю из куба 3Д). Основные программные продукты для выполнения палинспастических реконструкций Dynel и Move.

Палеореконструкции были выполнены в программном пакете Dynel 2D. Dynel 2D основан на геомеханическом подходе к восстановлению разрезов. При этом соблюдаются основные геометрические структурные правила: сохранение длин, площадей, смещение по разлому и тому подобное.

С*иквенс-стратиграфический анализ*

Сиквенс-стратиграфический анализ позволяет понять процессы и механизмы, определившие стратиграфическое строение осадочных комплексов. Углубленное понимание закономерностей формирования элементов осадочного разреза дает возможность прогнозировать пространственное распределение основных обстановок осадконакопления, и, как следствие, прогнозировать распространение элементов УВ систем:

нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и покрышек [Пинус О.В., Колосков В.Н и др., 2014].

Изучаемый бассейн осадконакопления в неоген-четвертичное время представлял собой пассивную окраину с четко выраженными зонами шельфа, склона и глубоководной Западно-Черноморской впадины (ЗЧВ), что дает основание применить здесь классическую концепцию сиквенс-стратиграфии, опубликованную Vail P.R. et al., 1977 и Van Wagoner J.C. et al., 1990 (рисунок 3.3). Основой концепции сиквенс-стратиграфии является понятие аккомодационного (седиментационного) пространства между поверхностью осадконакопления и уровнем моря. Сиквенс представляет собой относительно согласную последовательность генетически связанных слоев, ограниченную несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями. Изменения относительного уровня моря в осадочном чехле приводят к формированию границ несогласий, которые являются границами сиквенсов и системных трактов (рисунок 3.3). Классически выделяется три типа трактов: тракт низкого стояния уровня моря, трансгрессивный тракт и тракт высокого стояния (рисунок 3.3).

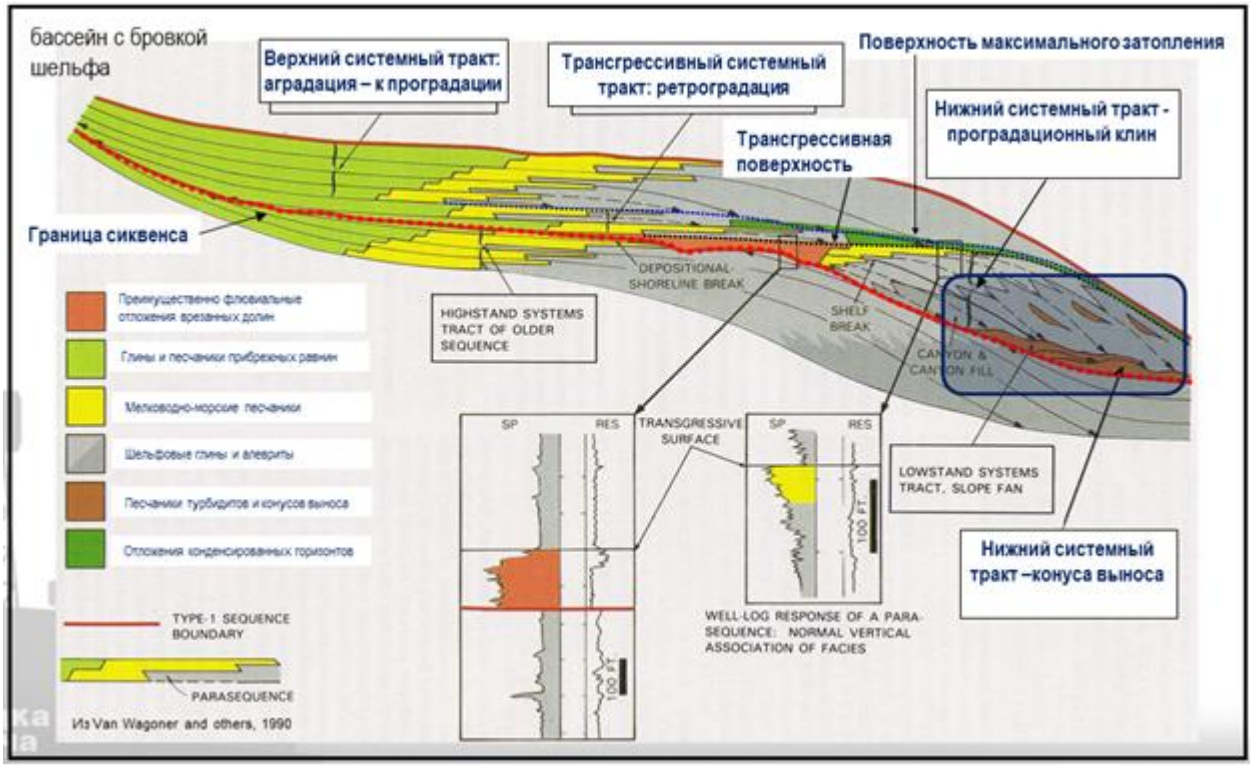


Рисунок 3.3 Классическая концептуальная модель сиквенс-стратиграфии, по данным [Van Wagoner J.C. et al., 1990]

Динамический анализ сейсмических данных

Выделение аккумулятивных тел, контролирующих области развития пород-коллекторов, было выполнено на основе анализа сейсмофаций, сейсмических атрибутов,

результатов инверсии, а также AVO (Amplitude Variation with Offset - метод изучения зависимости амплитуд отраженной волны от удаления) анализа сейсмических данных 3Д с учетом результатов AVO моделирования в скважине 3.

Для AVO моделирования использовались частичные угловые суммы в диапазоне углов 0-35°C. Для терригенных отложений по изменению коэффициента отражения от кровли песчаников в зависимости от угла падения принято выделять четыре класса аномалий [Castagna J.P. and Swan H.W., 1997]. В области исследования результаты AVO моделирования в скважине 3 указывают на то, что породы-коллекторы проявляются в сейсмическом волновом поле как песчаники 3 класса. В породах-коллекторах 3 класса амплитуда отражений отрицательна при нормальном падении и растет с увеличением угла падения от 0 до 35 градусов. В ПО Petrel были выделены объемные аккумулятивные тела, соответствующие песчаникам 3 класса.

По результатам сейсмической инверсии также были извлечены геологические тела, выделенные по кросс-плотам отношения Vp/Vs и акустического импеданса. Сопоставление выделенных разными способами аккумулятивных тел (атрибутный анализ, результаты инверсии и AVO анализа сейсмических данных) позволило распространить прогноз пород-коллекторов от скважины 3 на исследуемую площадь, и выделить перспективные объекты.

Анализ геохимических данных

Геохимические данные по скважинам 1, 2 и 3

Выделение нефтегазоматеринских пород проводилось по результатам пиролитического анализа органического вещества (ОВ), с привлечением сейсмических данных и данных по аналогам.

По трем поисковым скважинам – 1, 2 и 3 (рисунок 3.1), пробуренным на склоне Черного моря, был выполнен комплекс специализированных геохимических исследований (исследования были проведены специалистами компаний Geochemical Solutions International и Wheatherford), направленных на изучение нефтегазоматеринских отложений в разрезе осадочного чехла, а также на исследования УВ флюидов. Интерпретацией результатов геохимических исследований – выделением нефтегазоматеринских пород и их распространением по площади занимался автор диссертационной работы.

Комплекс геохимических исследований шлама по скважинам 1, 2 и 3 включал:

- определение содержания органического углерода (Сорг);
- пиролитические исследования образцов с Сорг более 0.5%;
- газовую хроматографию (ГХ) битумоида;
- газовую хроматографию – масс-спектрометрию (ГХ-МС) насыщенной и ароматической фракций битумоида;

- ❖ изотопный анализ углерода насыщенной и ароматической фракций битумоида;
- ❖ визуальное описание состава керогена;
- ❖ определение отражательной способности витринита;
- ❖ определение Thermal Alteration Indices (TAI).

Комплекс геохимических исследований флюидов включал:

- ❖ газовую хроматографию легких углеводородов C1-C6;
- ❖ изотопный анализ углерода и водорода метана, этана, пропана.

Определение содержания Сорг выполнялось по образцам шлама с шагом 5-10 метров в стратиграфическом интервале дакий - нижний понт с помощью анализатора Leco. Методика исследования описана на сайте AAPG[http://wiki.aapg.org/LECO_method_in_estimating_richness].

Для образцов с содержанием Сорг выше 0,5% (выше кларковых значений) определялись нефтегазоматеринские свойства - генерационный потенциал, степень зрелости и тип ОВ. Образцы анализировались в пиролизаторе Source Rock Analyzer (SRA). Методика исследования, а также измеряемые параметры описаны в методическом пособии Source Rock (SR) Analyzer: User Guide.

Выделение нефтегазоматеринских пород было основано, главным образом, на публикации Espitalie J. and Bordenave M.L., 1993 и проводилось по результатам пиролиза ОВ и обобщения опубликованных данных [Robinson, 1997; Нечаева О.Л., Круглякова Р.П., 2008; Надежкин Д.В., 2011, Georgiev G., 2012 и другие]. Водородный индекс (HI- hydrogen index, мг УВ/г Сорг) является отношением количества органических соединений S2 к содержанию органического углерода (Сорг, %) в образце породы. Этот индекс независим от количества ОВ и в значительной степени связан с элементным составом керогена. Значения HI определяет качество (тип) ОВ. На диаграмме Espitalie (1993) (зависимости HI от OI (кислородный индекс)) выделяются три совокупности точек, отвечающих керогену трех типов.

Нефтегазоматеринский (нефтегазогенерационный) потенциал породы определяется суммой двух пиков - (S1+S2), он измеряется в мг УВ/г породы. По классификации Espitalie (1993) незрелая глинистая порода, находящаяся на градации катагенеза не выше ПК, обладает потенциалом:

- ❖ низким (или потенциал отсутствует), если значения S2 меньше 2 мг УВ/г породы,
- ❖ удовлетворительным – S2 от 2 до 6 мг УВ/г породы,
- ❖ хорошим - S2 от 6 до 10 мг УВ/г породы,
- ❖ отличным - S2 больше 10 мг УВ/г породы.

По содержанию Сорг породы, с незрелым керогеном I и II типов, можно подразделить:

- с низким потенциалом - Сорг меньше 0.8% (для ОВ III типа меньше 2%),
- с удовлетворительным потенциалом - Сорг от 0.8 до 1.6% (для ОВ III типа от 2 до 4%),
- с хорошим потенциалом - Сорг от 1.6 до 2.4% (для ОВ III типа от 4 до 6%),
- с отличным потенциалом - Сорг больше 2.4% (для ОВ III типа больше 6%).

По всем скважинам в стратиграфическом интервале дакий – нижний понт с шагом 5-20 метров был определен компонентный состав газов (C1-C6). Для определения природы газов (термогенная/биогенная) по ряду образцов был выполнен изотопный анализ углерода и водорода метана и более высоких гомологов (этана/пропана). Газ для анализов отбирался двумя методами - mud gas (isotube) и headspace gas (isojar). Принципиальная разница между двумя этими методами заключается в способе отбора газа для анализа. Способом isotube газ отбирается из бурового раствора в процессе бурения, при этом анализируется газ, находящийся в поровом пространстве (рисунок 3.4а). При анализе способом isojar кусочки шлама помещаются в герметичную банку с дистиллированной водой и бактерицидным средством, при этом анализируется газ, абсорбированный на керогене (рисунок 3.4б). Как правило, газ, анализируемый способом isojar, изотопно тяжелее (за счет окисления и бактериальной деградации) и более жирный по составу.

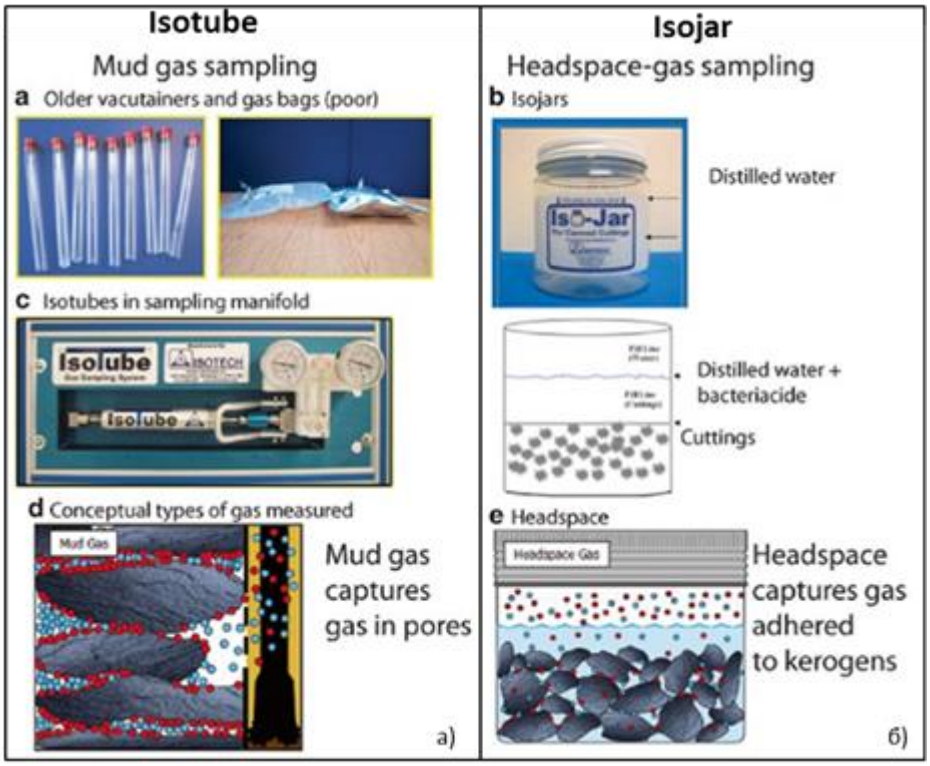


Рисунок 3.4 Исследования газов способом а) isotube; б) isojar, по данным [Dolson J., 2016]

Для ряда образцов был выполнен анализ битумов и керогена. После экстракции образцы битума разделяли на фракции и анализировали с помощью газового хроматографа (ГХ) и распределений насыщенных/ароматических биомаркеров (ГХ-МС). Дополнительно был определен состав керогена, и для этих же образцов (по которым определялся состав керогена) определена зрелость по средствам замера отражательной способности витринита (% Ro). Кроме этого зрелость керогена также определялась по цвету спор и пыльцы (Thermal Alteration Indices (TAI)).

Поверхностная геохимическая съемка

Полевой отбор образцов при поверхностной геохимической съемке осуществлялся компанией MG3, лабораторные геохимические исследования были выполнены в компании RPS, интерпретацией результатов лабораторных исследований занимались в компании IGI (Integrated Geochemical Interpretation Ltd (UK)). Анализ результатов интерпретации и контроль качества выполненных исследований осуществляли специалисты ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, в том числе автор диссертационной работы.

Геохимическая съемка проводилась с учетом морфологических особенностей рельефа дна моря. Отбор образцов выполнялся в ноябре 2016 г. при глубинах моря в 160-1160 м. Пробы грунта были отобраны на 131 станции, включая 115 по сетке и 15 целевых на точках возможной разгрузки УВ: область грязевого вулкана, зоны разрывных нарушений, прослеживающие в современном рельефе, каньоны на дне моря (рисунок 3.5). Основная длина колонок пробоотбора – от 4,2 до 4,8 м. Отбор образцов на дегазацию и другие виды исследований выполнялся с самого низа колонки.

Основой метода поверхностной геохимической съемки является исследование геохимических полей, и выявления следов так называемого «дыхания» залежей УВ.

Лабораторные исследования выполнялись в две фазы. Первая фаза работ была выполнена для всех образцов (131 образец) и включала:

1. Определение содержания УВ газов и углекислоты (CO_2) (дегазация выполнялась по методике head-space).

2. Гексановая экстракция образцов (после их предварительной низкотемпературной сушки в слабом вакууме).

4. Сканирующая флюоресценция гексанового экстракта (Total Scanning Fluorescence - TCF) на длине волны 270 нм, с оценкой содержания ароматических соединений.

5. Хроматография (GC-FID) гексанового экстракта.

Вторая фаза работы была выполнена по 26 потенциально миграционным образцам, отобранным в ходе анализа первой фазы исследования, и включала:

1. Газовый и изотопный (изотопный анализ углерода и водорода метана) анализы

запечатанных и сорбированных газов в 11 образцах.

2. Экстракция дихлорметаном (DCM) 26 образцов осадков, и их последующий хромато-масс спектрометрический анализ.

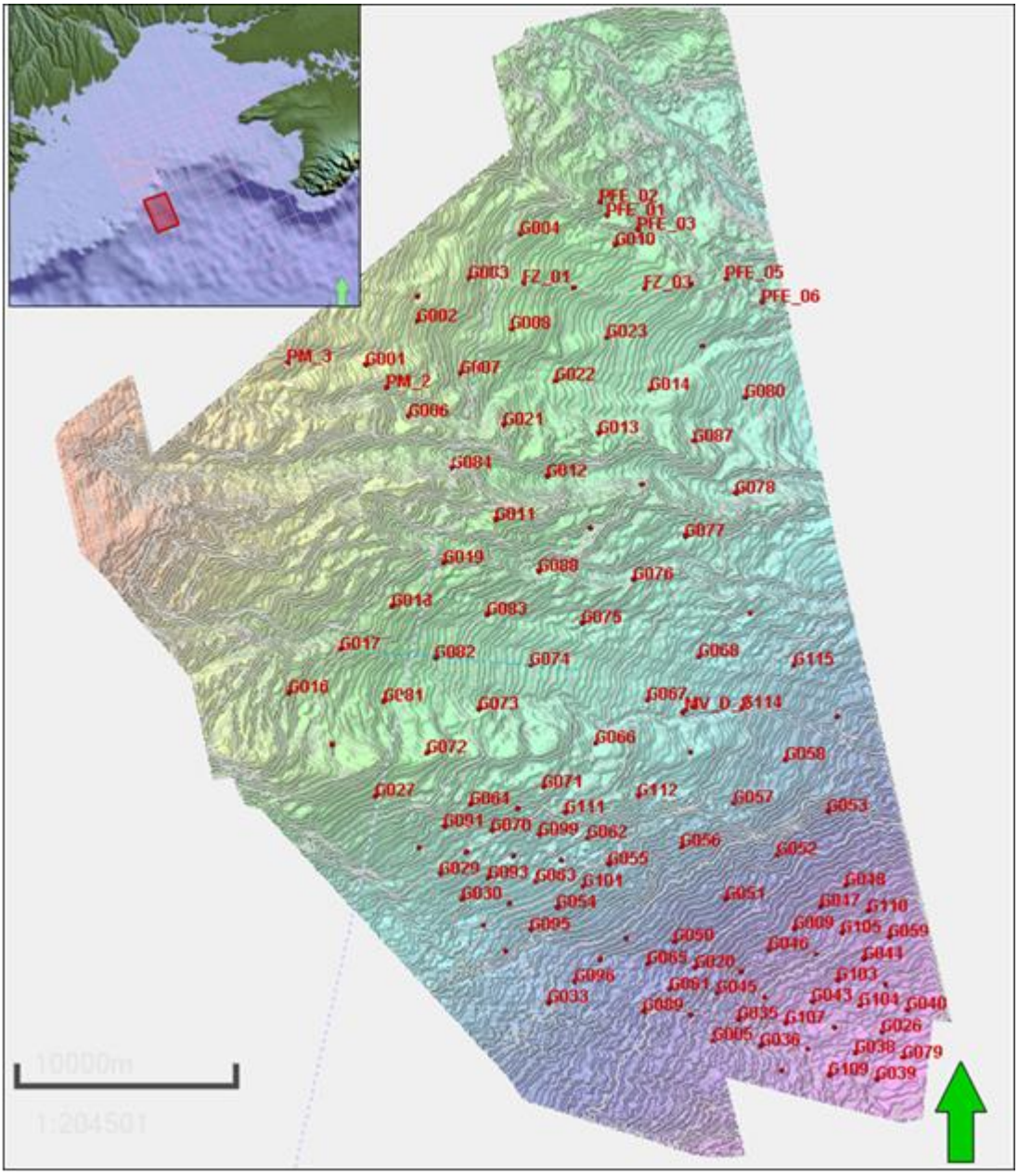


Рисунок 3.5 Схема отбора проб при поверхностной геохимической съемке

Бассейновое моделирование

Бассейновое моделирование представляет собой метод изучения недр, позволяющий интегрировать в одну модель широкий спектр геолого-геофизической информации. Результаты моделирования позволяют лучше понять историю формирования бассейна,

развития элементов УВ систем, а также произвести прогноз и локализацию зон нефтегазонакопления [Hantschel T. et al., 2009; Галушкин Ю. И., 2007].

Построение бассейновой модели включает следующие основные этапы:

- ✓ построение структурно-тектонического каркаса;
- ✓ литологическое насыщение модели;
- ✓ выделение элементов УВ систем – нефтегазоматеринские породы, породы-коллекторы, флюидоупоры;
- ✓ определение теплового режима бассейна и калибровка истории его изменения по времени и по площади.

Для формирования структурного каркаса модели использовались результаты интерпретации сейсмических данных. В модель были включены все поверхности от подошвы меловых отложений до дна моря включительно. Кроме этого в структурный каркас интегрированы разрывные нарушения и определены их свойства (проводящие или непроводящие).

Также при проведении бассейнового моделирования учитывались эпизоды эрозии и перерывов в осадконакоплении. Для значимых эрозионных событий (с толщиной эродированных осадков более 100 метров) были построены карты толщин эродированных отложений.

Литологическое насыщение модели согласуется со скважинными и сейсмическими данными, в модель заданы интервалы пород-коллекторов, флюидоупоров и нефтегазоматеринских толщ посредствам интеграции геологических тел в ячеистую бассейновую модель. Толщина ячейки для верхнемиоценовой части разреза в среднем равна 30 метрам.

Для характеристики нефтегазоматеринских пород в бассейновую модель заданы значения содержания органического углерода и водородного индекса, а также карты изменения толщин НГМТ. Одна из основных характеристик нефтегазоматеринской толщи, влияющая на время начала генерации и эмиграции УВ, а также определяющая фазовый состав, является кинетическая реакция деструкции ОВ. К сожалению, по результатам геохимических исследований в скважинах не удалось определить кинетические реакции, поэтому при бассейновом моделировании использовались библиотечные кинетические модели Petromod [Pepper A.S. and Corvi P.J., 1995].

Важным этапом создания бассейновой модели является задание граничных условий таких, как палеоглубина бассейна осадконакопления, температура на поверхности осадка и тепловой поток. Изменение палеоглубины бассейна во времени в пределах области моделирования было основано на сиквенс-стратиграфическом анализе. Изменение

температуры на поверхности осадка зависит от палеоглубины бассейна и изменения его географической широты [Wygrala B.P., 1989]. Изменение теплового потока во времени связано с тектонической активностью региона: с фазами рифтинга и пострифтового прогибания акватории.

После определения всех параметров бассейновая модель готова для расчета. Для реконструкции истории погружении в бассейновом моделировании используется алгоритм backstripping - метод последовательного снятия слоев, с введением поправки на уплотнение. Программный комплекс в процессе реконструкций использует данные о палеоглубинах моря и эрозиях на каждый этап моделирования.

Для расчета миграции был использован метод Combined. В этом методе в низкопроницаемых слоях использует метод Darcy Flow, а в слоях с высокой проницаемостью (в коллекторах) применяется метод Invasion Percolation. Данный подход позволяет учесть вертикальную неоднородность разреза, изменение капиллярных давлений и проницаемости, а также время необходимое для эмиграции УВ.

Для контроля качества бассейновой модели (калибровки) использовались показатели отражательной способности витринита (калибровка палео-теплового потока) и современных температур (калибровка современного теплового потока) по скважинам, расположенным как в пределах шельфовой области, так и на склоне.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1 Тектонические факторы структурообразования

Верхнемиоценовые отложения как объект для поиска залежей УВ представляют интерес в области склона и Западно-Черноморской впадины. В связи с этим, в диссертационной работе акцентируется внимание на структурообразовании в этих зонах. В области склона и Западно-Черноморской впадины можно выделить два структурно-тектонических этажа: мезозой-палеогеновый и майкоп-четвертичный. Каждый структурный этаж характеризуется своей историей структурообразования.

Мезозой-палеогеновый структурный этаж характеризуется развитием сбросовых разломов, образовавшихся на этапе тектонического растяжения, и в пострифтовую палеоцен-эоценовую эпохи. В большинстве своем это грабены и асимметричные полуграбены (рисунок 2.7). Грабены обычно имеют один крутой, сформированный сбросом борт, и заполнены слоистыми осадками, несогласно, с выклиниванием контактирующими с породами подстилающего комплекса. В олигоцен–раннемиоценовое время грабены были инвертированы, особенно четко это наблюдается в районе шельфа, прилегающего к п-ову Крым.

Верхний структурный этаж характеризуется более дислоцированным и сложным строением. Основным механизмом структурообразования в верхнем структурном этаже являются механизмы гравитационной тектоники.

На рисунке 4.1 показаны типы деформаций, имеющих место в области склона. К характерным деформациям относятся:

- деформации растяжения;
- деформации сжатия.

Деформации растяжения выражены в широком развитии сбросовых разрывных нарушений. Характерными особенностями развития подобных разрывных нарушений является их явная генетическая связь со склоном, листрическая форма сместителя, ступенчатая форма отрыва, «циркообразная» форма развития разрывных нарушений в плане и наличие поверхности срыва (скольжения) (рисунок 4.1). В области исследования таковой поверхностью является майкопская серия. Майкопская серия имеет региональное распространение во всем Черноморском регионе, и в литологическом отношении характеризуется повышенными толщинами морских пластичных глин.

Пластичные майкопские глины под давлением вышележащих толщ, заполняющих прогиб, подвергались процессам перераспределения масс по ослабленным зонам.

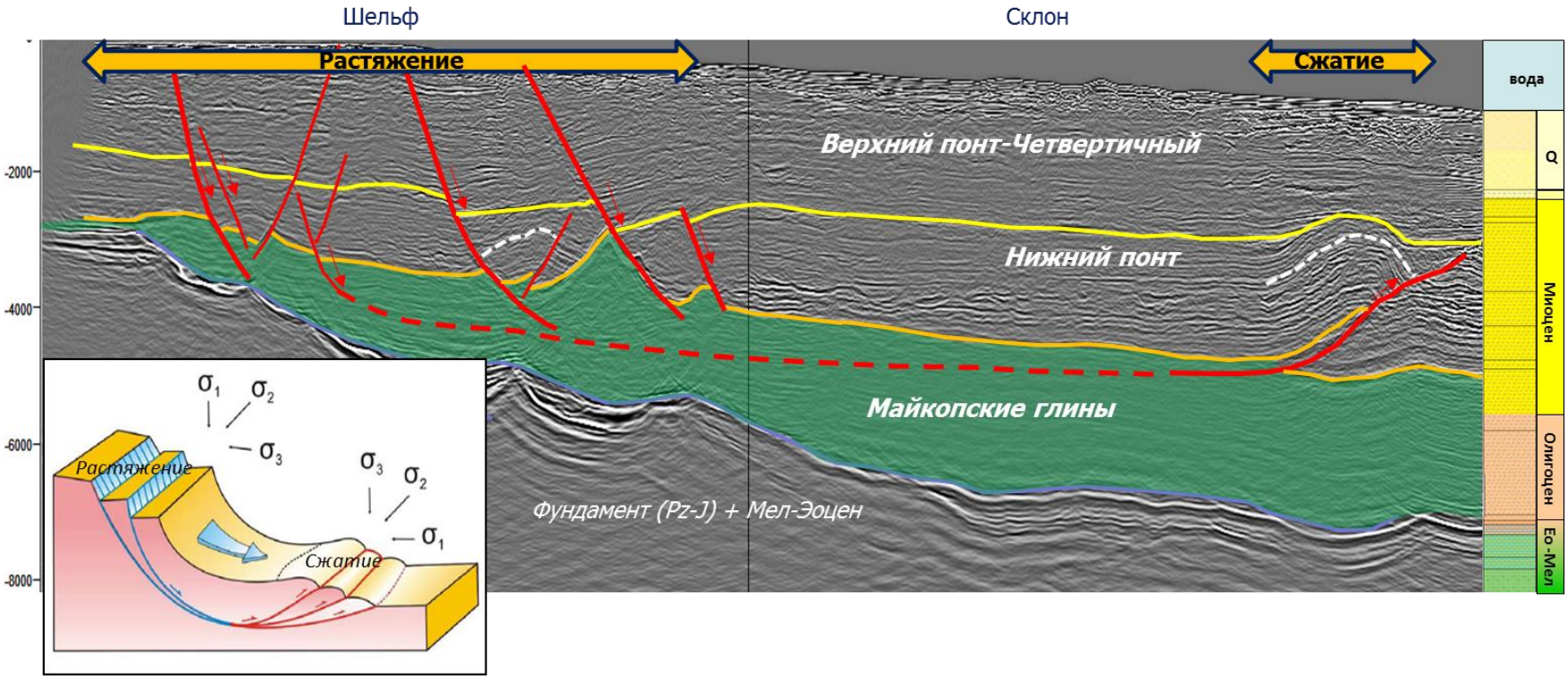


Рисунок 4.1 Характерные структурно-тектонические деформации в области склона [Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019]

В результате возникли структуры выдавливания, которые сосредоточены, в большинстве своем, в зоне развития наиболее амплитудных гравитационных сбросов (рисунок 4.1).

Деформации сжатия наблюдаются в бассейновой части изучаемой акватории и выражены в развитии надвиговой складчатости (рисунок 4.1). Фронтальная часть надвиговой складки смыта и зачастую сброшена в сторону бассейна. Складки подвержены размыву и разрушению.

По профилю, проходящему через бассейновую часть, были выполнены палеореконструкции надвиговой складки. Восстановление геометрии складки во времени показано на рисунках 4.2-4.5. Общее укорочение в результате процессов сжатия составляет не более 5 км.

Размыв надвиговой складки и одно из основных эрозионных несогласий в зоне гравитационных сбросов имеют один и тот же возраст – позднемиоценовое время. Что говорит о синхронности сбросовых и надвиговых событий.

Вышеописанные элементы структурных деформаций и их особенности говорят о развитии комплексов гравитационной складчатости. Аккумуляция мощных толщ верхнемиоценовых отложений сопровождалась многочисленными гравитационными оползаниями в зоне склона.

Общий механизм формирования гравитационного комплекса объясняется следующим образом. Смещение значительных масс осадков вниз по склону в результате действия гравитационных сил привело к образованию присбросовых складок (rollover anticlines), которые компенсировались структурами сжатия в виде надвигов и сопутствующих складок в погруженной части бассейна. Смещения происходили по поверхностям срыва (или скольжения) образующимся в интервале глинистых отложений майкопской толщи. Концептуальная схема образования гравитационного комплекса показана на рисунке 4.6

Важной особенностью развития гравитационных комплексов со структурами растяжения в тыловой и структурами сжатия во фронтальной частях является их замкнутость в плане. Дугообразный фронт смещения как сбросовых, так и надвиговых структур образует циркообразный единый парагенез гравитационных деформаций. На рисунке 4.7 показана временная карта по поверхности позднемиоценового несогласия, где наблюдается замкнутость всего гравитационного комплекса.

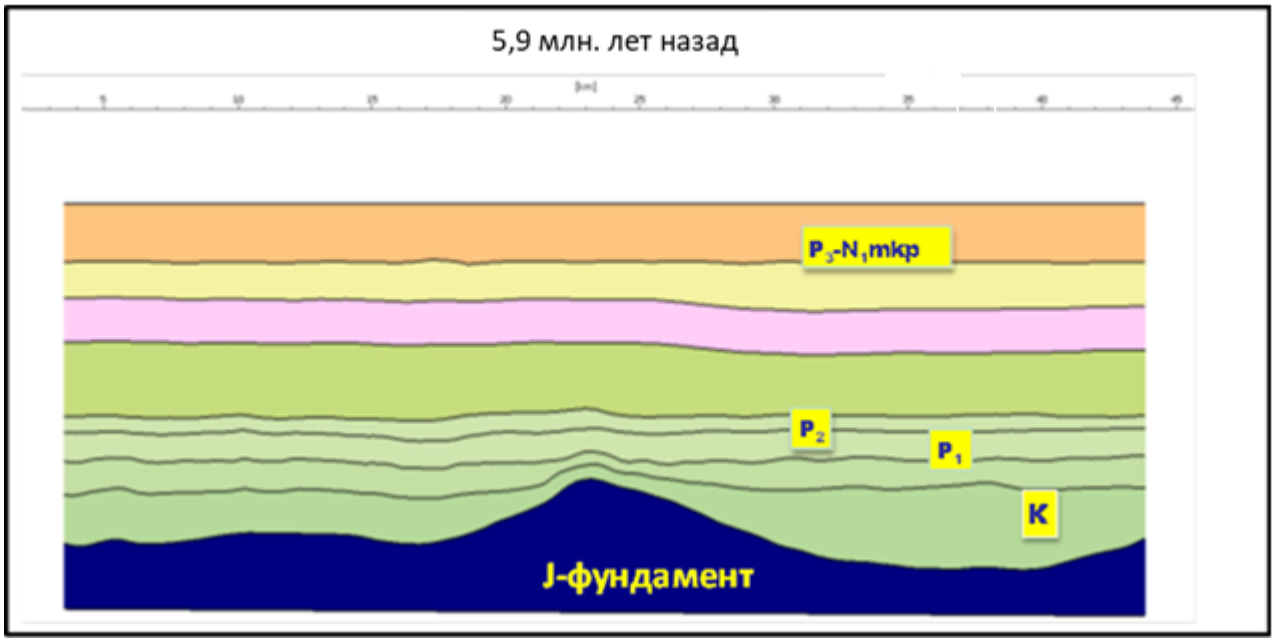


Рисунок 4.2 Недеформированный разрез

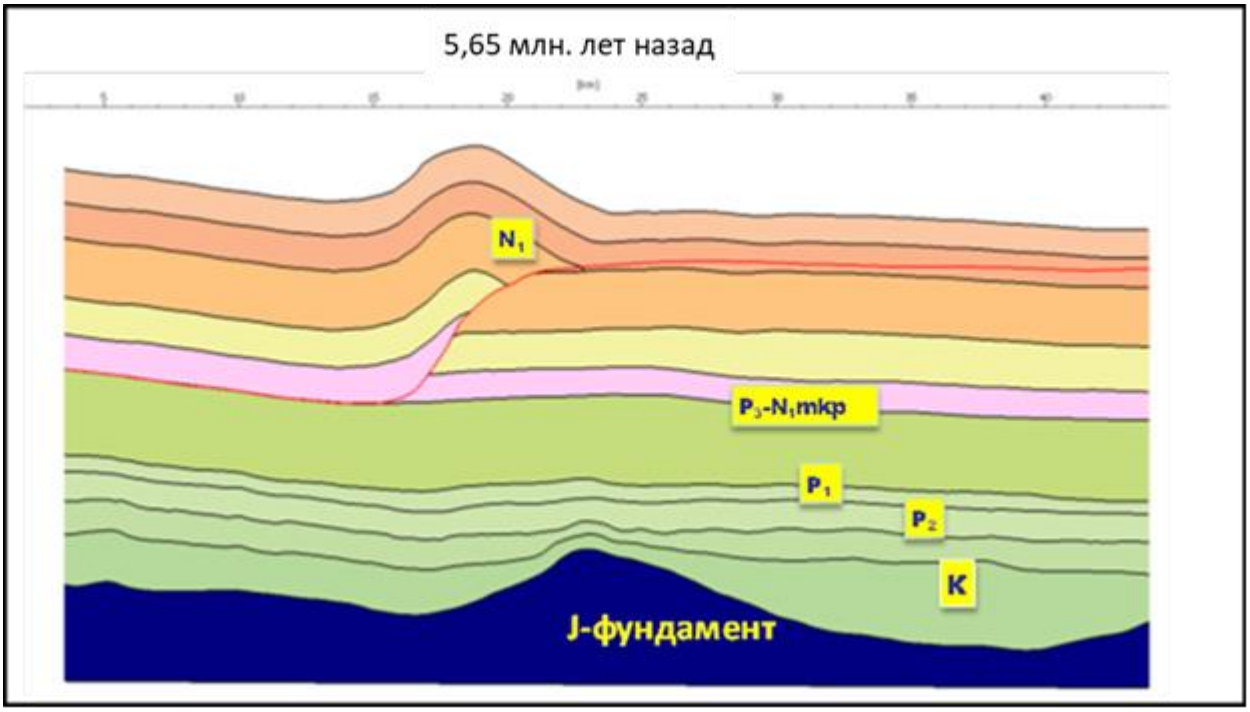


Рисунок 4.3 Формирование антиклинальной складки во фронтальной части надвига

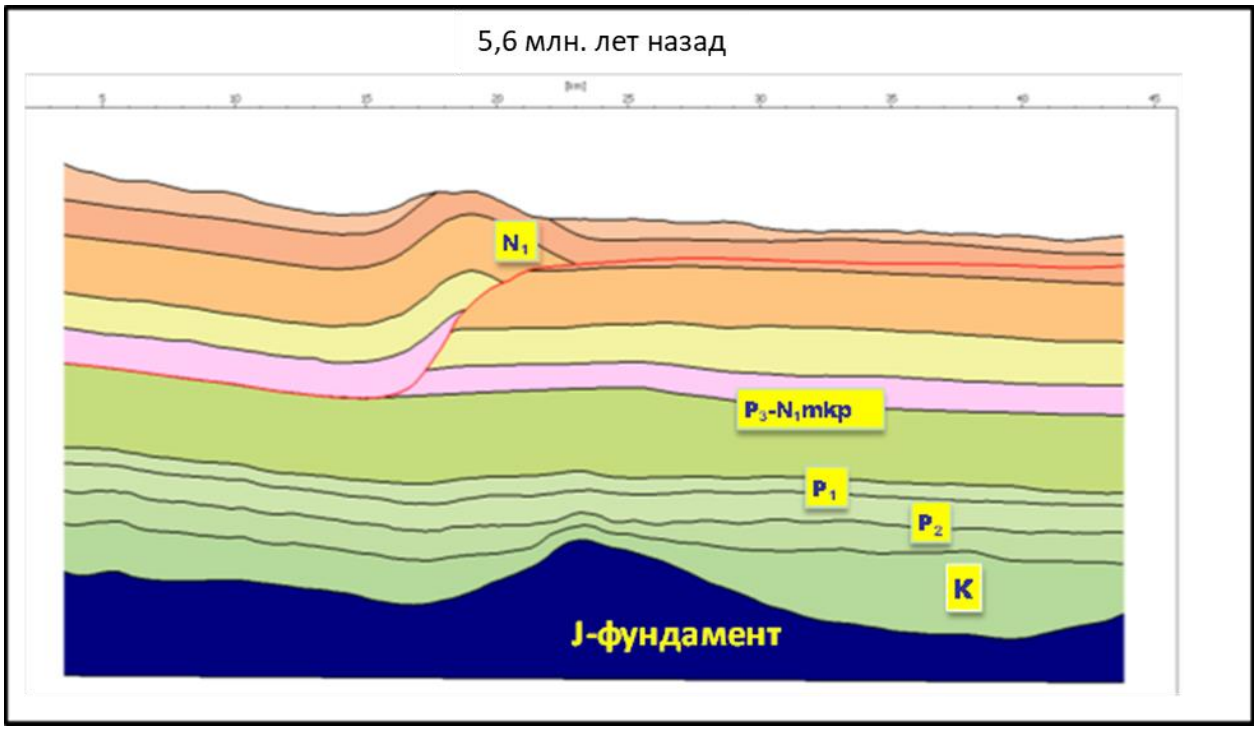
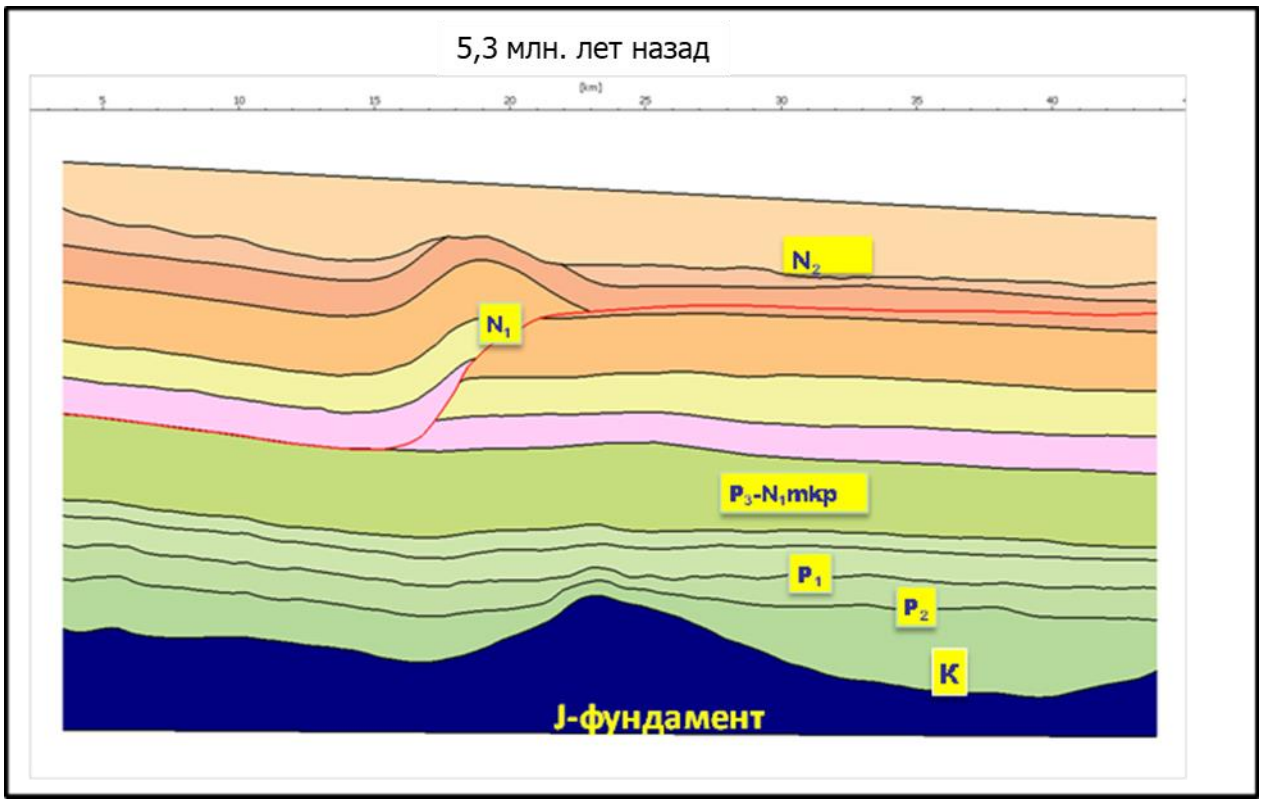


Рисунок 4.4 Эрозия антиклинальной складки



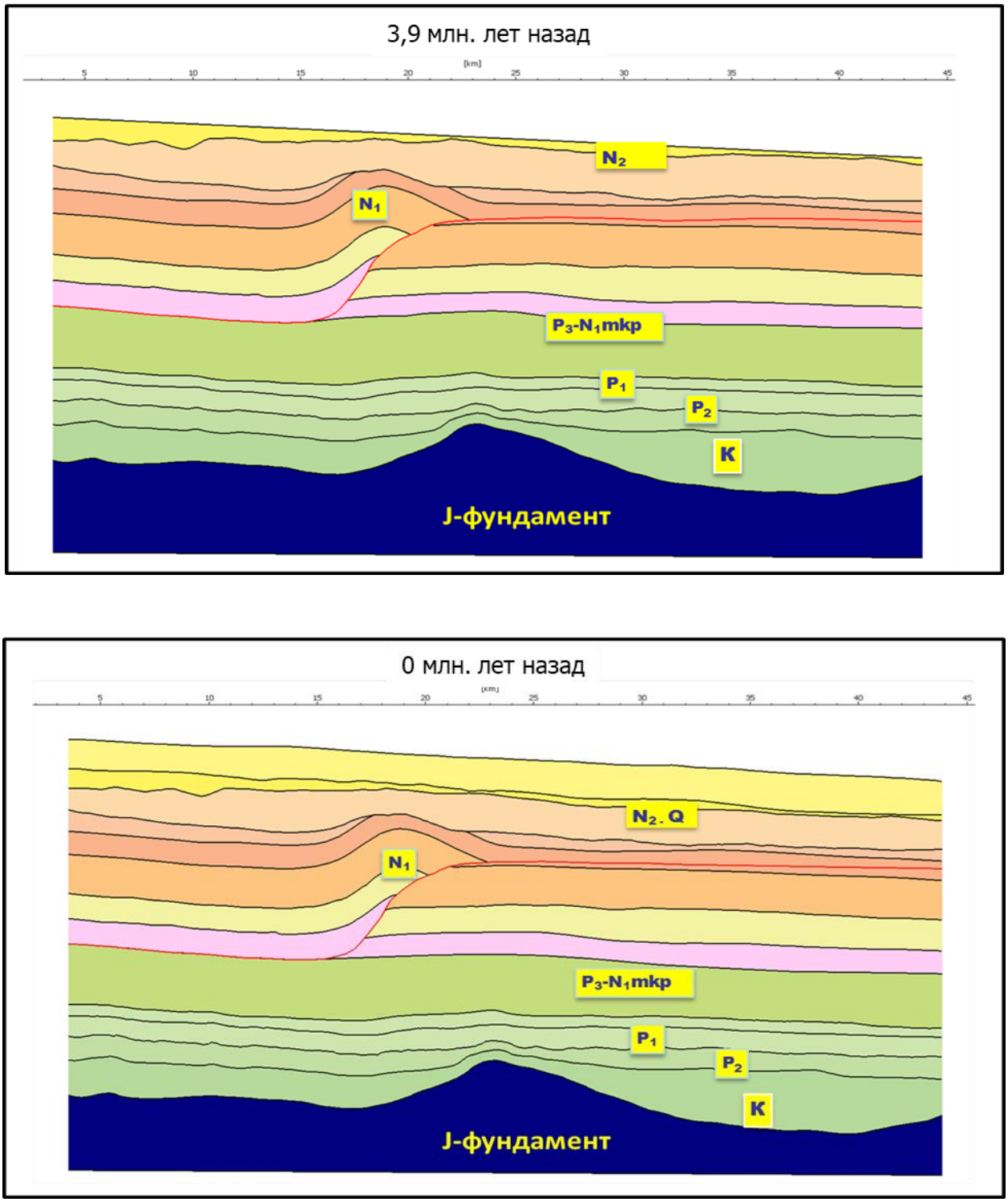


Рисунок 4.5 Тектоническая эволюция акватории в плиоцен-четвертичное время

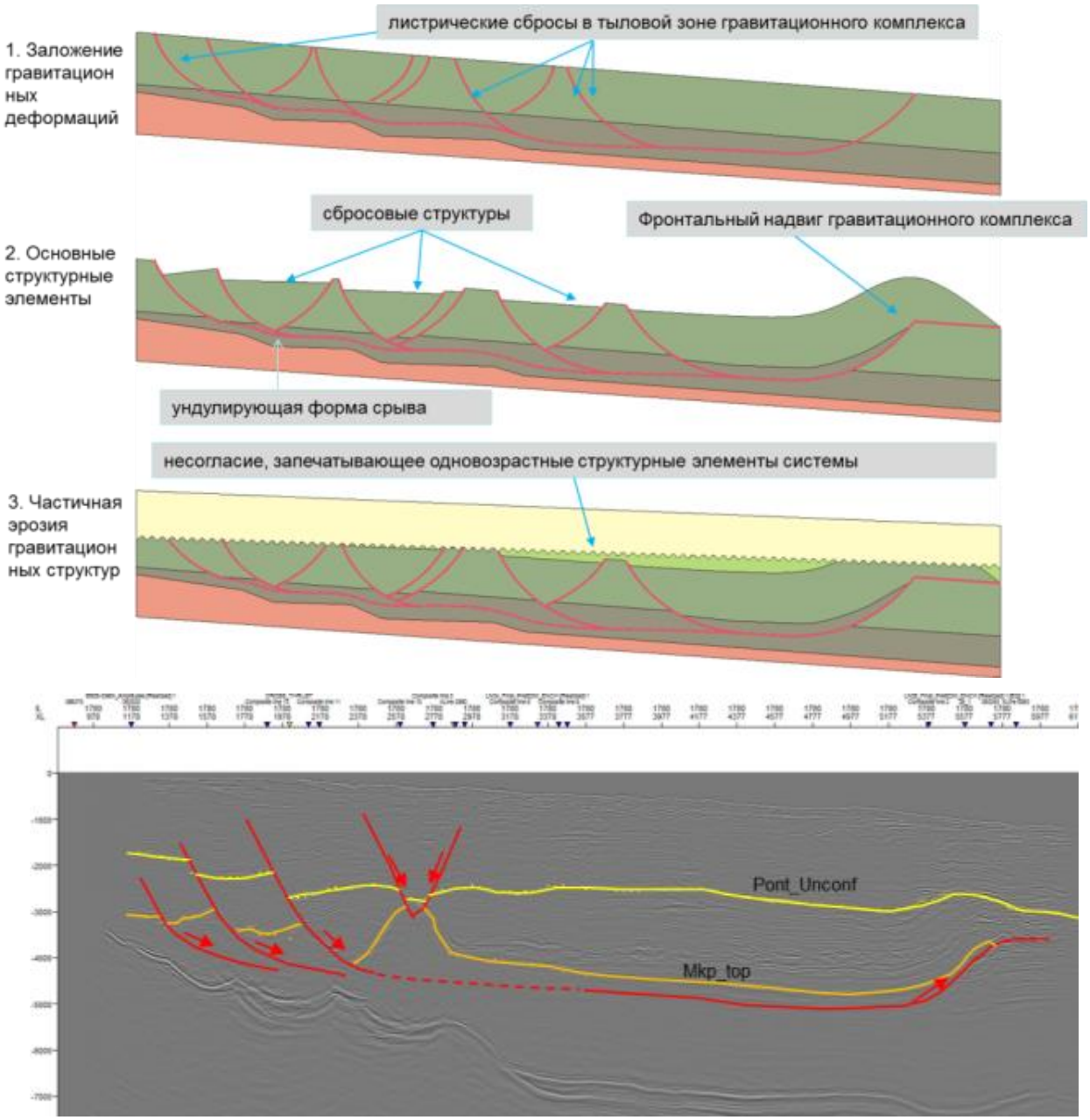


Рисунок 4.6 Концептуальная модель развития гравитационных комплексов и пример на сейсмических данных 3Д в зоне склона

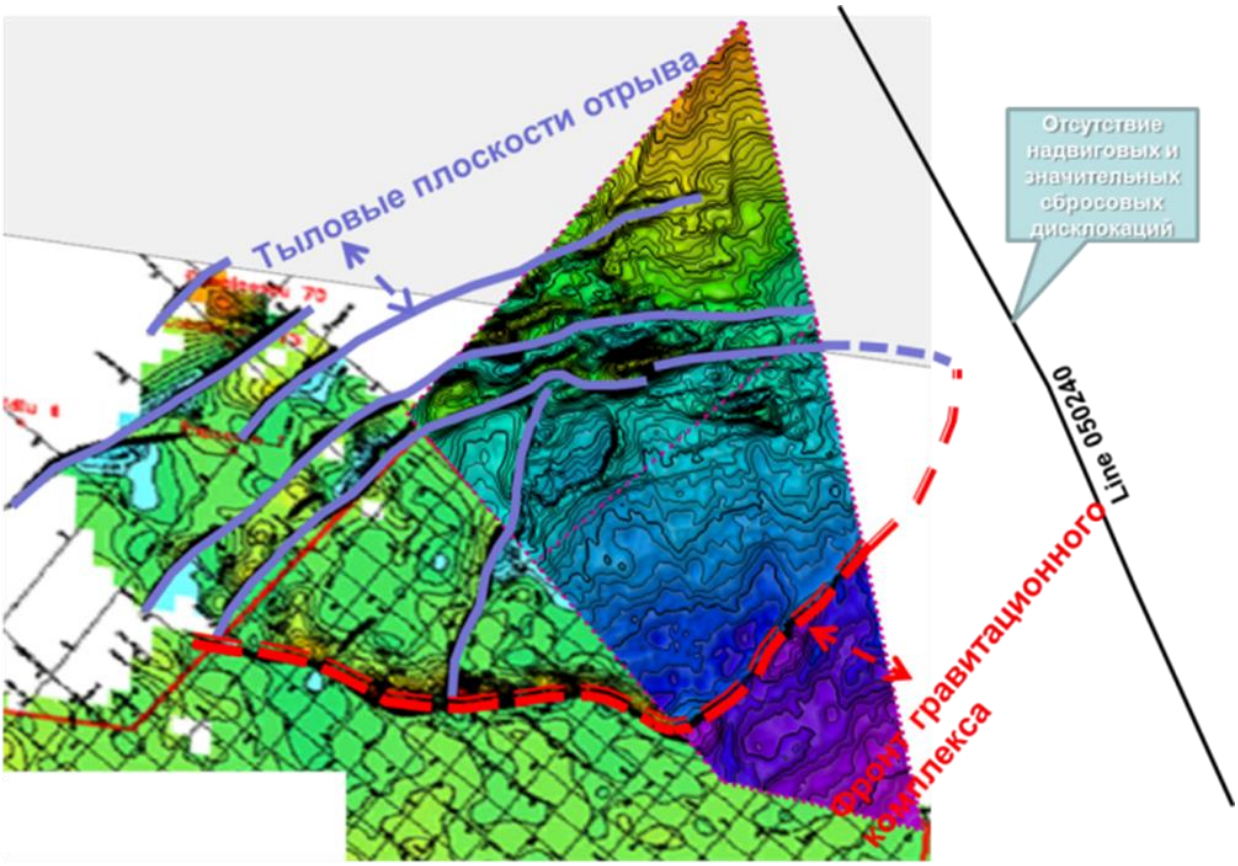


Рисунок 4.7 «Циркообразная» форма гравитационного комплекса в пределах изучаемой акватории

Пояса гравитационной складчатости имеют довольно широкое распространение. Аналогом для комплекса гравитационных деформаций Западно-Черноморской впадины является пояс гравитационной складчатости дельты Нигера [Morley C.K. et al., 2011] (рисунок 4.8). Можно выделить следующие характерные геологические особенности как для дельты Нигера, так и для Западно-Черноморской впадины:

- структуры растяжения вблизи склона;
- наличие регионального комплекса пластичных глин (Черное море – майкопская серия; дельта Нигера – формация Аката);
- структуры сжатия во фронтальной части.

Таким образом, процессы гравитационной тектоники привели к образованию антиклинальных структур в районе склона – присбросовые складки (rollover anticlines) в тыловой зоне и надвиговые структуры (toe thrust anticlines) во фронтальной части гравитационного комплекса. Образование присбросовых и надвиговых складок происходило синхронно в позднемиоценовое время (около 5,65 млн. лет назад) (рисунок 4.3). Наиболее амплитудные и значительные по площади антиклинальные структуры закартированы вблизи кровли нижнепонтических отложений.

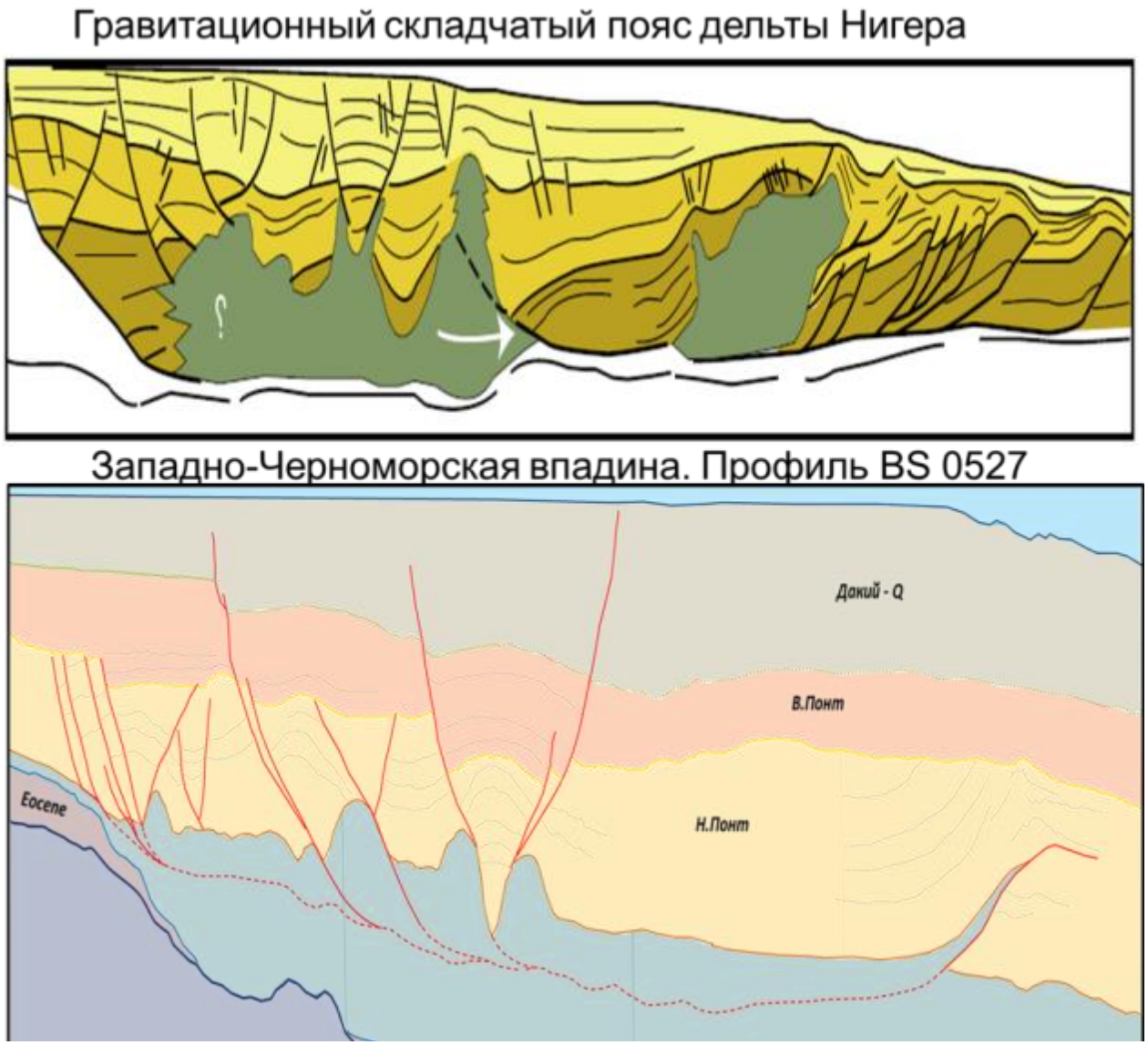


Рисунок 4.8 Аналог пояса гравитационной складчатости в дельте Нигера, по данным [Morley C.K. et al., 2011] и его сопоставление с комплексом гравитационных деформаций Западно-Черноморской впадины

4.2 Условия осадконакопления

Область исследования в миоценовую эпоху представляла собой пассивную окраину с четко выраженными зонами шельфа, склона и глубоководной Западно-Черноморской впадины (рисунок 4.9). Область склона и впадины характеризуется значительными толщинами неоген-четвертичных отложений. На юго-западе области исследования толщины этих отложений достигают 5 километров, что связано с разгрузкой в этой зоне основной массы терригенного материала из палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра (рисунок 4.10, 4.11) [Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019].

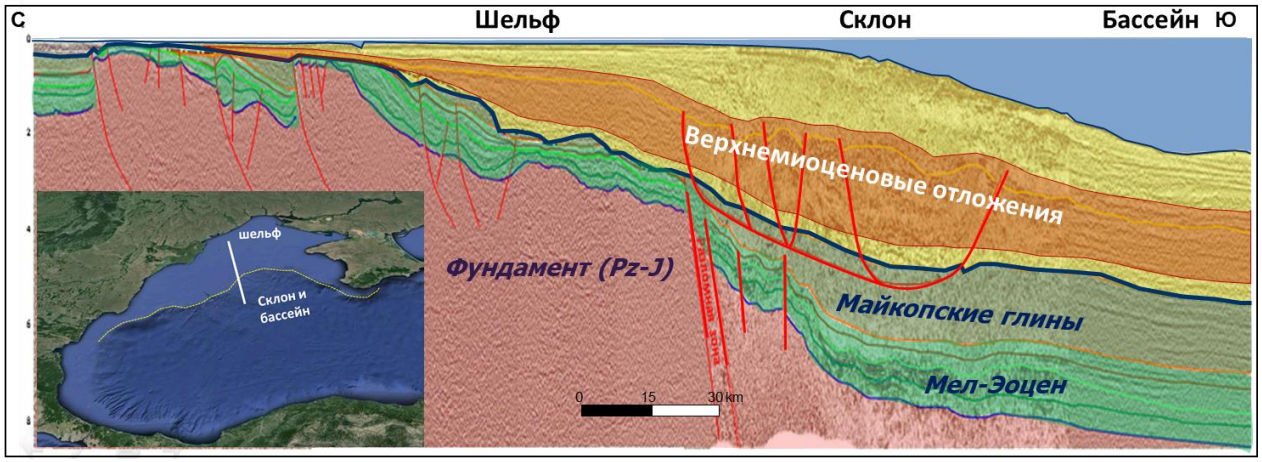


Рисунок 4.9 Региональный профиль сейсморазведки 2Д

Рисунок 4.10 Область дренирования крупных рек

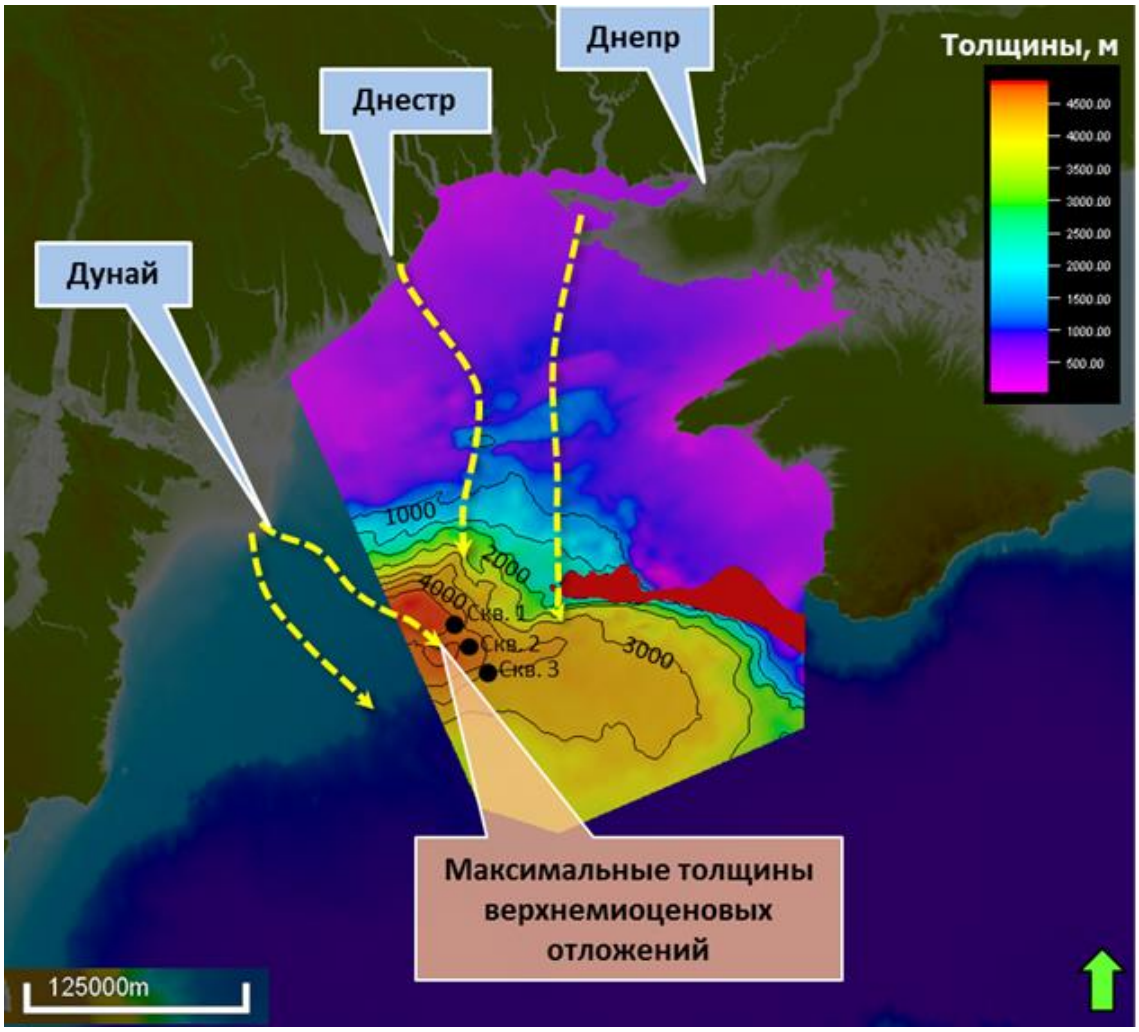


Рисунок 4.11 Карта толщин неоген-четвертичных отложений (красный цвет на карте соответствует максимальным толщинам, синий – минимальным)

Сиквенс-стратиграфический анализ

Неоген-четвертичные отложения представляют собой весьма благоприятный объект для анализа с позиций сиквенс-стратиграфии, поскольку их формирование проходило при значительных изменениях уровня моря. Это обеспечило многообразие соотношений отражающих поверхностей на сейсмических профилях [Пинус О.В., Колосков В.Н и др., 2014].

Определение ключевых поверхностей

Поверхность предпонтического несогласия (MU). На отложениях майкопской серии залегает толща сармат-бадена, которая, вероятно, состоит из преимущественно глинистых осадков. В кровельной части она прорезана сильным эрозионным несогласием с рельефом до 500 метров. Данное несогласие в отдельных зонах прорезает даже майкоп, и представляет собой классическую границу сиквенса. Данная поверхность была закартирована только в шельфовой зоне, поскольку в зоне склона она теряется (рисунок 4.12). Присутствие такого

значительного несогласия предполагает региональное падение уровня моря, когда шельфовая зона была осушена, и на ней формировался комплекс врезанных долин.

Кровля нижнего понта. В зоне шельфа в непосредственной близости к его бровке наблюдается соотношение отражающих поверхностей по типу эрозионный врез (рисунок 4.13). Далее в сторону бассейна, в зоне разломов сбросового типа наблюдается четко выраженное угловое несогласие (рисунок 4.12). Данное несогласие особенно проявляется в районе подвернутых (в результате процессов гравитационной тектоники) блоков, так как верхние их части были срезаны процессами эрозии. Предполагается, что данное несогласие маркирует эпизод значительного регионального падения уровня моря. Ниже по склону, вблизи его подножия, наблюдается соотношение между поверхностью нижний понт и вышележащими отложениями по типу подошвенное налегание (рисунок 4.12). Все вышеперечисленные факты дают основание интерпретировать кровлю нижнего понта как границу сиквенса [Vail P.R. et al., 1977, Van Wagoner J.C. et al., 1990].

Кровля верхнего понта. Данный стратиграфический уровень демонстрирует схожие элементы в сравнении с кровлей нижнего понта. В шельфовой зоне наблюдаются соотношения по типу эрозионный врез, в зоне гравитационных разломов – угловое несогласие (рисунок 4.12). Далее в бассейновой зоне контакт с вышележащими отложениями определяется как подошвенное налегание. Таким образом, кровля верхнего понта также является границей сиквенса. Наиболее яркая особенность кровли верхнего понта - это врезы канального типа, ориентированные на юго-восток. Сами эти врезы расположены в зоне склона и по ориентации совпадают с современными глубоководными каналами дельты Дуная.

Кровля дакия. Эта поверхность в волновом поле демонстрирует те же признаки, что и вышеописанная по кровле нижнего понта (эрозионный врез на шельфе и области склона), и также интерпретируется как граница сиквенса (рисунок 4.12). Разница заключается в природе отложений, которые перекрывают эти поверхности в зоне склона. Кровля дакия в зоне склона демонстрирует сильно расчлененную и изрезанную природу с субпараллельными элементами, напоминающими борозды. Перекрывающая толща (непосредственно налегающая на дакий) на части склона представлена отложениями гравитационного оползания MTD (Mass Transport Deposit). Таким образом, изрезанная природа кровли дакия объясняется формированием ее за счет процесса оползания крупных масс осадков вниз по склону.

Верхняя часть разреза. Выше кровли дакия выделено еще две границы сиквенсов на основании такого признака, как подошвенное налегание в бассейновой части (рисунок 4.12). Данный интервал разреза детально не интерпретировался.

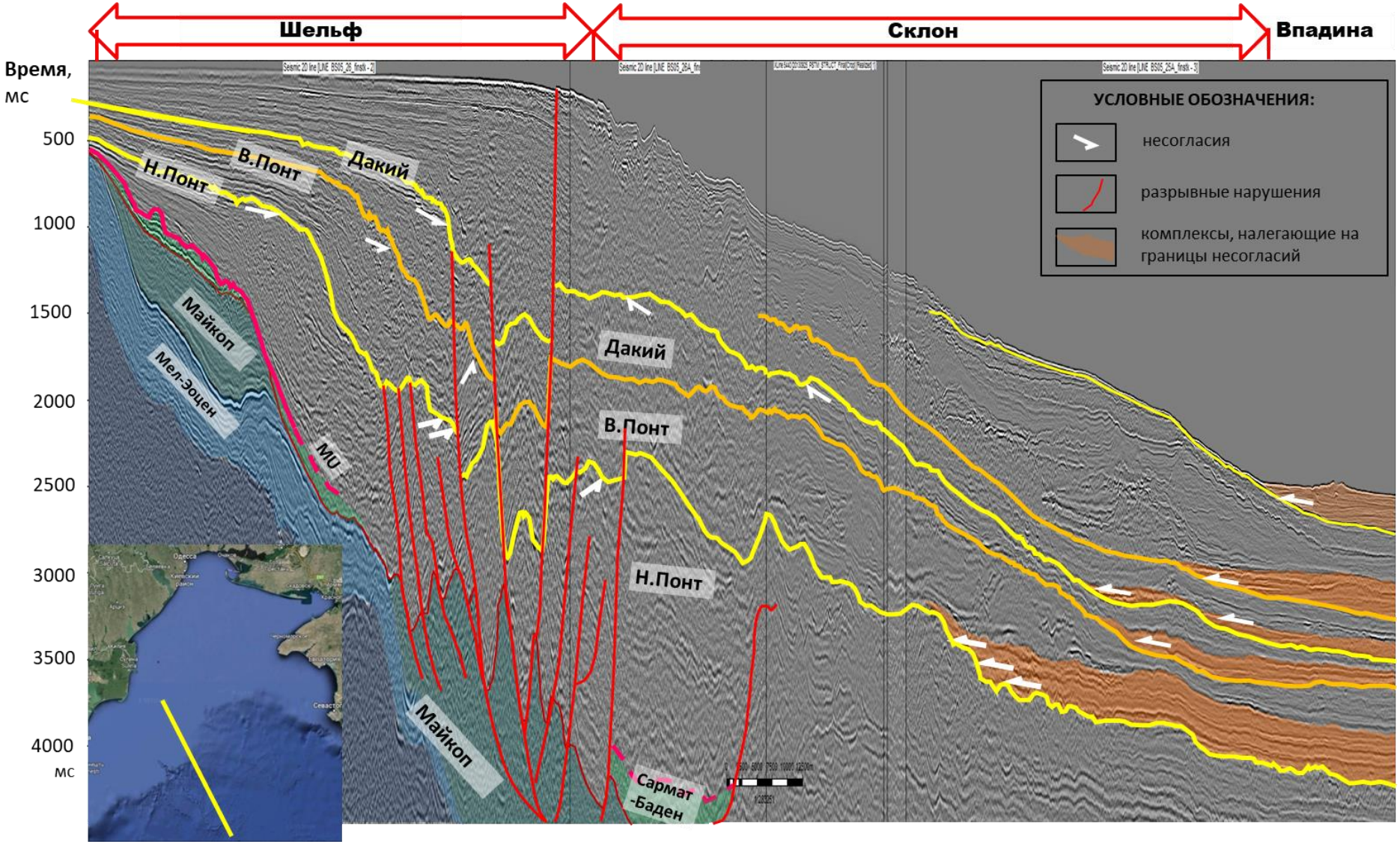


Рисунок 4.12 Выделение границ несогласий в неоген-четвертичном интервале разреза по составному региональному профилю в зоне исследования. Желтым цветом обозначены границы сиквенсов, красным – разломы [Наумова М.Н. и др., 2018]

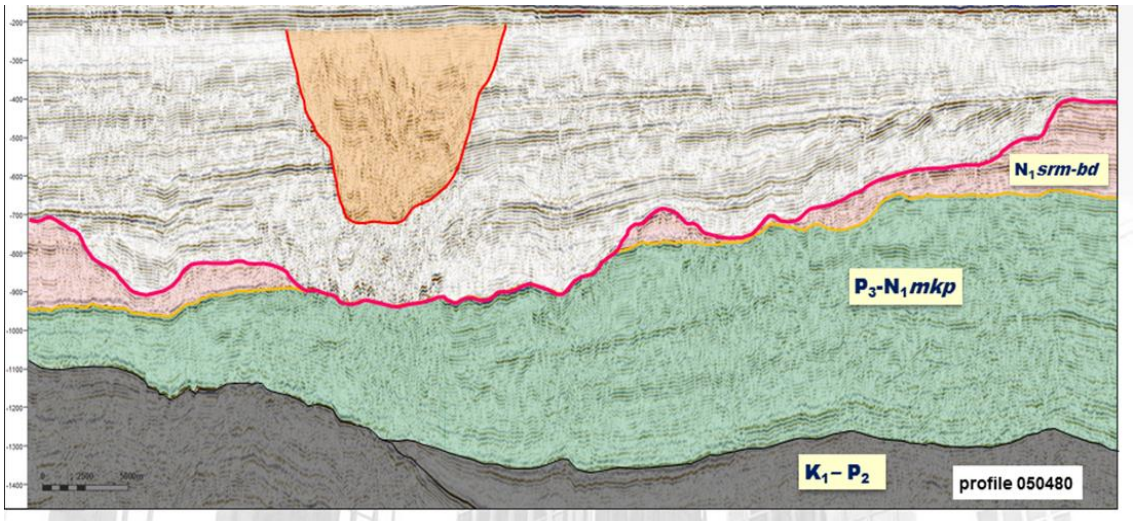


Рисунок 4.13 Крупномасштабные врезанные долины [Пинус О.В., Колосков В.Н и др., 2014]

Определение системных трактов

Все выделенные границы сиквенсов (кровля нижнего понта, верхнего понта, дакия) в бассейновой части демонстрируют соотношения с вышележащими отложениями по типу подошвенное налегание (рисунок 4.12, 4.14). Это дает основание интерпретировать комплексы, налегающие на эти границы, как конусы выноса вблизи подножия склона (basin floor fan), сформировавшиеся в отложениях тракта низкого стояния уровня моря (LST) (рисунок 4.14 – обозначены оранжевым цветом) [Vail P.R. et al., 1977, Van Wagoner J.C. et al., 1990]. Данные образования связаны с первым этапом заполнения бассейна осадками после эпизодов значительных снижений уровня моря. Конусы выноса сформировались в результате выноса большого количества терригенного материала временными потоками в глубоководные зоны (вблизи подножия склона). Эти образования могут содержать крупные песчаные тела. В области исследования конусы выноса вблизи подножия склона в породах позднемиоценового возраста были закартированы по материалам сейсморазведки 2Д, площадь их распространения показана на рисунке 4.15. Характерно, что все конусы выноса имеют направленность СЗ-ЮВ и вытянутую размерность (ширина около 5 км, длина 100-150 км).

Конусы выноса тракта низкого стояния уровня моря перекрыты осадочными телами клиновидной конфигурации (рисунок 4.14). Это особенно четко проявляется в стратиграфическом интервале верхнего понта, где значительная толщина отложений, наблюдаемая в зоне склона, последовательно уменьшается в направлении бассейна. Данный интервал разреза содержит конфигурации волнового поля по типу «крылья чайки», а также элементы клиноформного строения. Все эти факты дают основание определить эти породы как комплексы клина в отложениях тракта низкого стояния уровня моря (lowstand wedge).

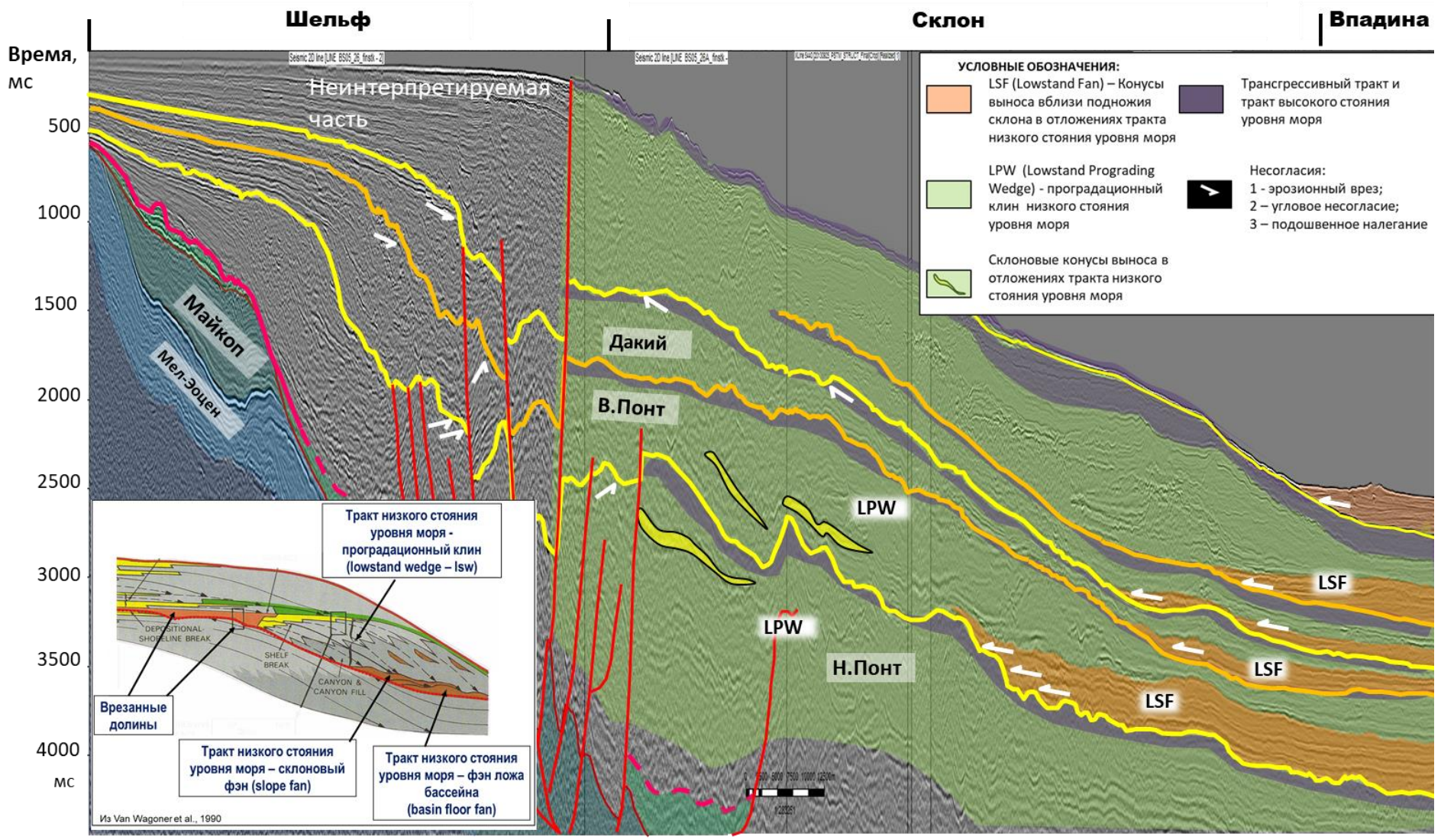


Рисунок 4.14 Пример выделения в разрезе системных трактов. Желтым цветом обозначены границы сиквенсов, красным – разломы [Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019]

В соответствии с классической концепцией сиквенс-стратиграфии [Vail P.R. et al., 1977, Van Wagoner J.C. et al., 1990], отложения клина обычно содержат склоновые конусы выноса (slope fans) и преимущественно глинистые осадки проградационного комплекса (рисунок 4.14, 4.16).

Комплексы трансгрессивного (TST) и высокого трактов стояния уровня моря (HST) по материалам сейсморазведки однозначно выделить не удалось. Это, по-видимому, связано с низкой скоростью осадконакопления в глубоководных морских условиях, куда не поступали значимые объемы осадков. Возможно, отложения трансгрессивного и высокого трактов стояния уровня моря могут быть там представлены в конденсированных горизонтах (condensed sections). Положение последних в изучаемом разрезе можно теоретически определить непосредственно ниже границ сиквенсов (на рисунке 4.14 их положение показано условно (темно-фиолетовым цветом)).

На части современного шельфа и склона неоген-четвертичные отложения чрезвычайно сильно дислоцированы в результате процессов гравитационной тектоники. Это сделало проведение сиквенс-стратиграфической интерпретации в этой зоне невозможной (рисунок 4.14).

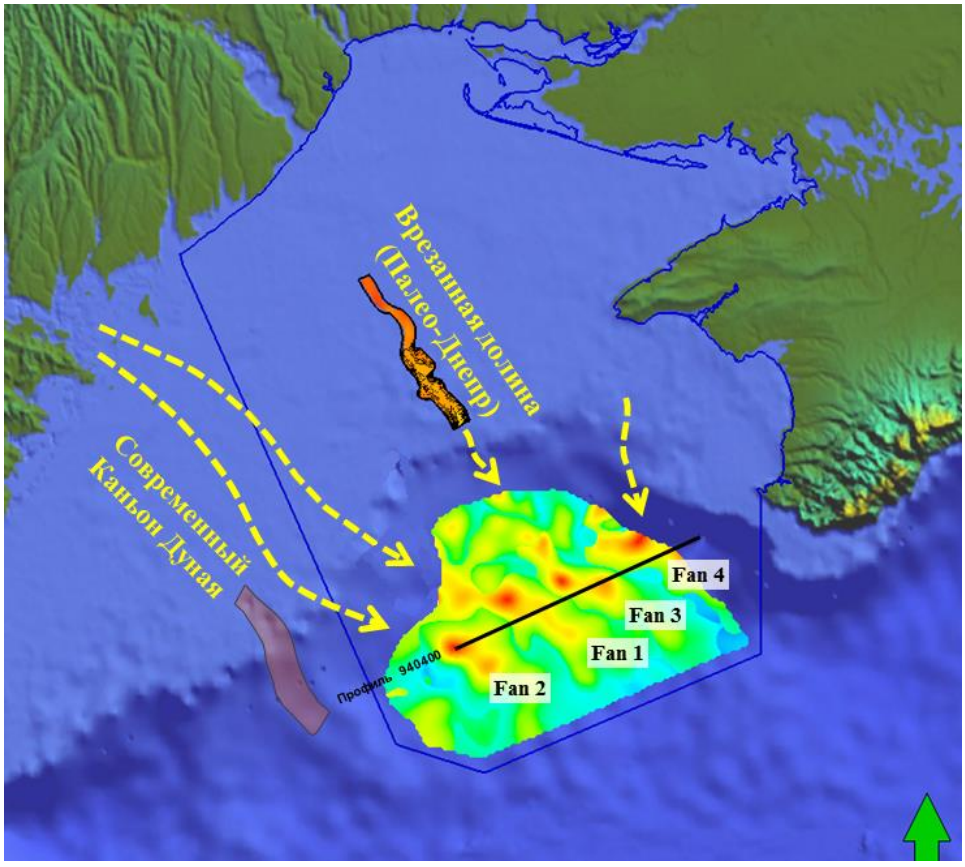


Рисунок 4.15 Конусы выноса вблизи подножия склона в верхнемиоценовых отложениях тракта низкого стояния уровня моря (красный цвет на карте соответствует максимальным толщинам, синий – минимальным)

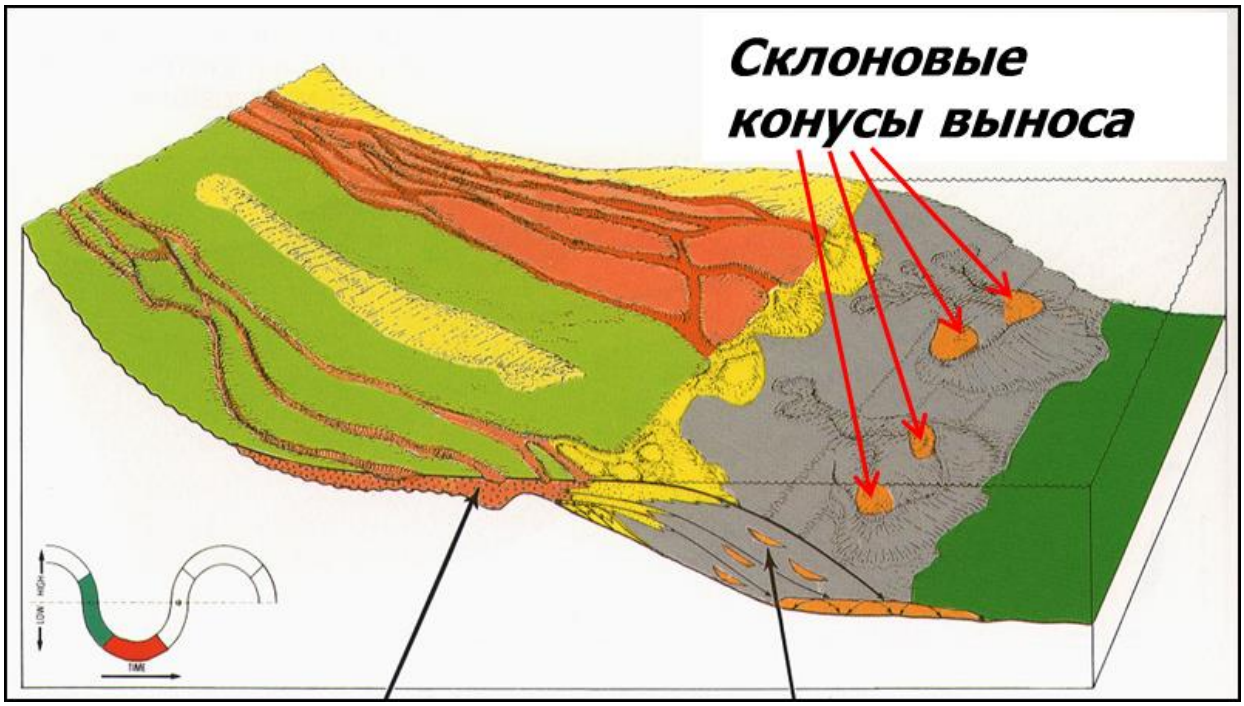


Рисунок 4.16 Склоновые конусы выноса (slope fans) в отложениях клина тракта низкого стояния уровня моря, по данным [Van Wagoner J.C. et al., 1990]

Скважины 1, 2 и 3, пробуренные в области склона, охарактеризовали отложения верхнего понта и частично нижнего понта (рисунок 4.17). Все 3 скважины в интервале понта вскрыли преимущественно глинистые отложения проградационного комплекса (рисунок 4.17). Породы-коллекторы, охарактеризованные скважинами 2 (верхняя часть нижнего понта) и 3 (низы верхнего понта), связаны со склоновыми конусами выноса. По результатам интерпретации каротажных диаграмм, в первую очередь гамма-каротажа и сопротивления, в скважинах 1, 2 и 3 были выделены регрессивные и трансгрессивные последовательности (рисунок 4.17).

Анализ сейсмофаций

Изученность верхнемиоценовых отложений области исследования скважинными данными крайне низкая (керн отобран только из продуктивного интервала (около 60 м), вскрытого скважиной 3). По этой причине определение обстановок осадконакопления было выполнено в основном по результатам анализа сейсмофаций и сейсмических атрибутов.

Типичный пример волнового поля верхнемиоценового интервала разреза приведен на рисунке 4.18. В волновом поле выделяются три основных типа сейсмической записи: 1) прозрачные сейсмокомплексы, 2) хаотичные и 3) слоистые.

Прозрачные сейсмокомплексы представлены глинистыми отложениями, что подтверждено скважинами 1, 2 и 3. Эти породы можно рассматривать в качестве флюидоупоров.

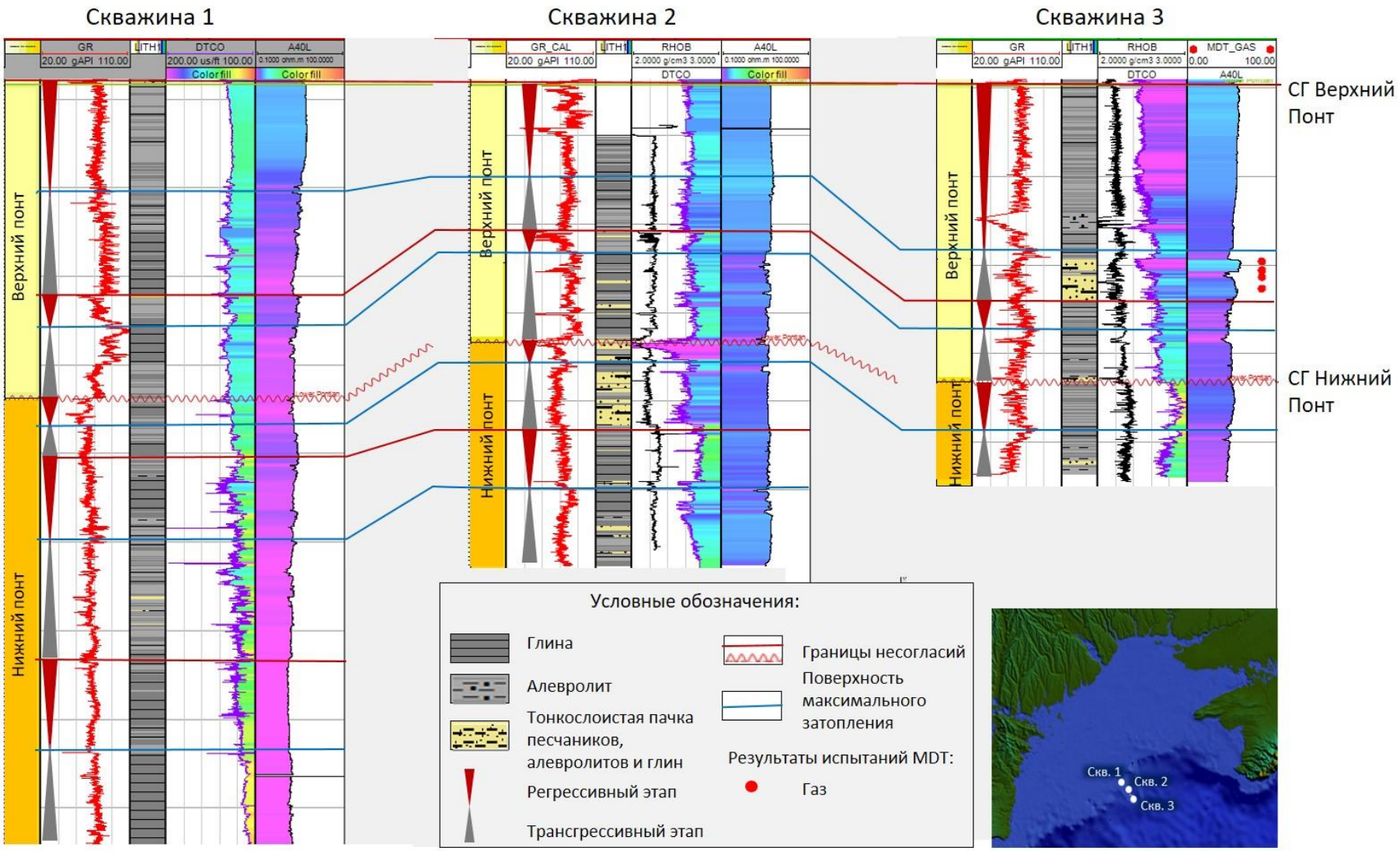


Рисунок 4.17 Схема межскважинной корреляции для верхнемиоценовой части разреза. СГ- граница сиквенса

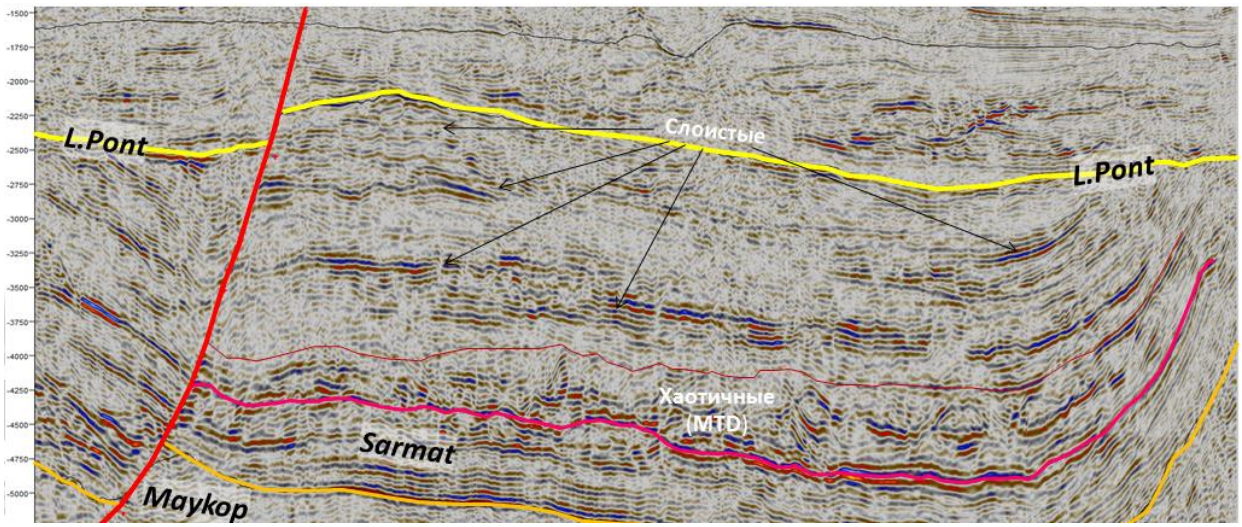


Рисунок 4.18 Пример типов сейсмической записи, характерный для верхнемиоценовых осадков области исследования

Хаотичные комплексы характеризуются значительной внутренней дислоцированностью и присутствием элементов, напоминающих перенесенные фрагменты осадочных тел. При этом в основании данных комплексов часто определяется эрозионное несогласие (например – поверхность, закартированная вблизи кровли четвертичных отложений на рисунке 4.19). Все эти признаки позволяют определять эти образования как осадки гравитационного оползания MTD. Опыт изучения таких объектов показывает, что они содержат значимые песчаные тела только в 10 процентах случаев [Weimer P. and Slatt R.M., 2006]. По этой причине хаотичные сейсмофации MTD в данной работе не рассматривались как перспективные.

Наиболее крупные комплексы MTD были определены в области склона в отложениях тракта низкого стояния уровня моря в следующих интервалах/зонах:

1. Непосредственно выше отложений сармата (рисунок 4.18). Данный комплекс не простирается южнее зоны основного надвига.
2. В самой верхней части нижнепонтических отложений к югу от зоны надвига. Этот комплекс был прослежен по материалам сейсморазведки 2Д.
3. В комплексе, перекрывающем отложения дакия (рисунок 4.19). В его основании интерпретируется сильно расчлененная эрозионная поверхность с четко прослеживаемыми «бороздами», которые вероятно образовались за счет «выпахивания» движущимися массами осадков.
4. Вблизи кровли четвертичных отложений (рисунок 4.19). На рисунке 4.19а представлена поверхность, по которой происходит оползание осадка. На этой поверхности видны как минимум два направления оползания. На сейсмическом

разрезе вкрест простирания борозд оползания отмечается хаотическая запись в комплексе оползания.

В *слоистых* комплексах можно выделить два типа сейсмической записи: 1) конфигурация волнового поля по типу «крылья чайки», 2) более протяженные плоскопараллельные образования с яркими фазами (рисунок 4.20). Учитывая условия осадконакопления изучаемого разреза, можно предполагать, что первый тип записи соответствует подводящим каналам и их прирусловым валам, тогда как второй представляет собой распределительные лопасти конусов выноса (рисунок 4.20) [Колосков В.Н., Наумова М.Н. и др., 2019].

Анализ сейсмических атрибутов

Расчеты амплитудных атрибутов проводились для всех выделенных интервалов слоистых сейсмофаций в верхне – и нижнепонтических отложениях. Выделенные по сейсмическим данным аномалии сопоставлялись с реальными объектами глубоководного осадконакопления из разных регионов. Ниже приведены примеры комплексов подводящих каналов, прирусловых валов и распределительных лопастей из сейсмического куба 3Д.

Подводящие каналы. На рисунке 4.21 по яркой амплитудной аномалии отчетливо определяется меандрирующий канал, скорее всего, заполненный крупнозернистыми отложениями. Комплекс канала ориентирован в южном направлении. Его ширина составляет порядка 0,5 км, а видимая длина в пределах сейсмического куба равна 15 км. В зоне изгиба канала определяется конус прорыва, который также предположительно заполнен песчаными отложениями (рисунок 4.21). Конус прорыва характеризуется размерами приблизительно 4 на 2,5 километра. Терригенный материал, заполнивший канал и конус прорыва, вероятно, поступал с палео-Днепра или палео-Днестра, судя по пространственной ориентации всей системы.

Прирусловые валы. В области исследования также определены каналы, заполненные преимущественно глинистыми отложениями. На сейсмических данных такие каналы характеризуются пониженными амплитудами. На рисунке 4.22 приведен пример такого канала. На сейсмических разрезах через западную и восточную части канала по характерной форме определяется сам канал, заполненный глинистыми отложениями, и его прирусловые валы, содержащие более крупнозернистые разности (рисунок 4.22б). Глинистые отложения, заполняющие канал, и опесчаненные породы прирусловых валов разновозрастные – канал заполнен более молодыми осадками. Аналогичный пример, когда канал заполнен глинистыми отложениями, а прирусловые валы песчаными, встречен в плиоценовых отложениях дельты Нила (рисунок 4.22в). Показанный на рисунке 4.22 комплекс канала и прирусловых валов представляет собой элемент вытянутой

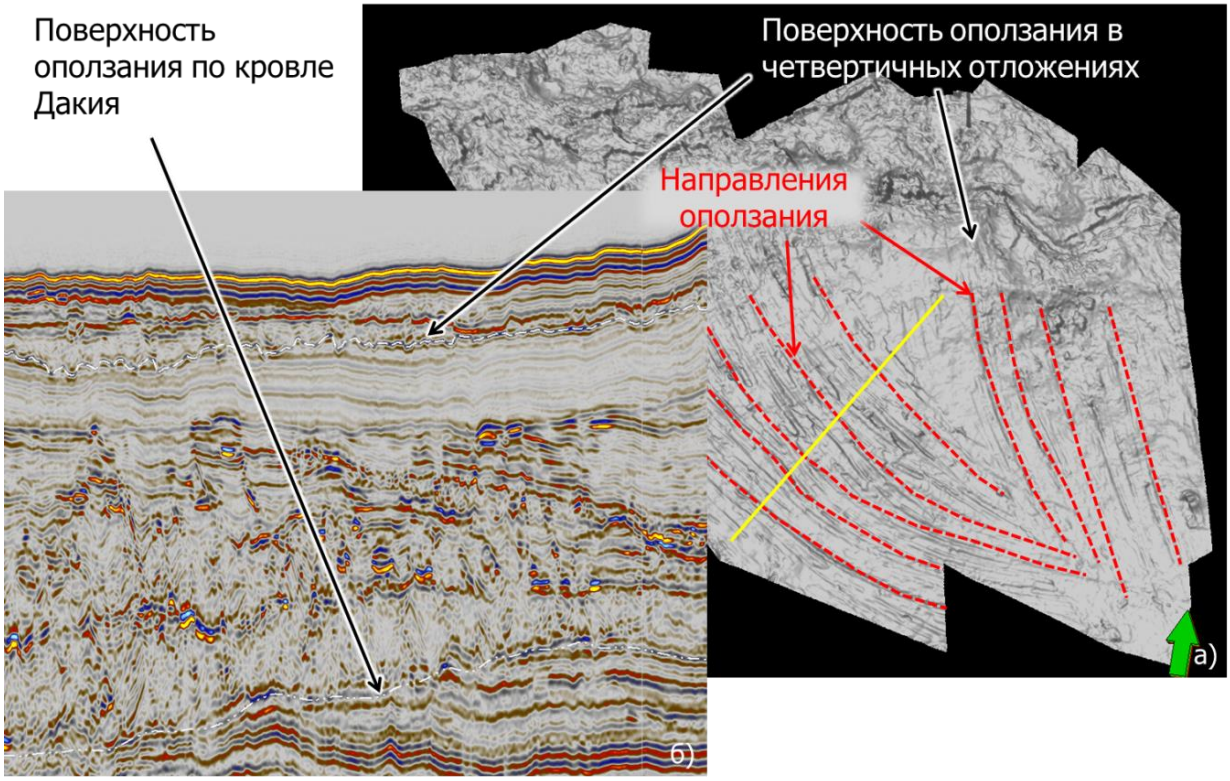


Рисунок 4.19 а) Поверхность оползания вблизи кровли четвертичных отложений (красными пунктирными линиями показаны направления оползания осадка, желтым - линия сейсмического профиля); б) сейсмический профиль (белым пунктиром показаны прослеженные поверхности оползания осадка вблизи кровли четвертичных отложений и кровли дакия)

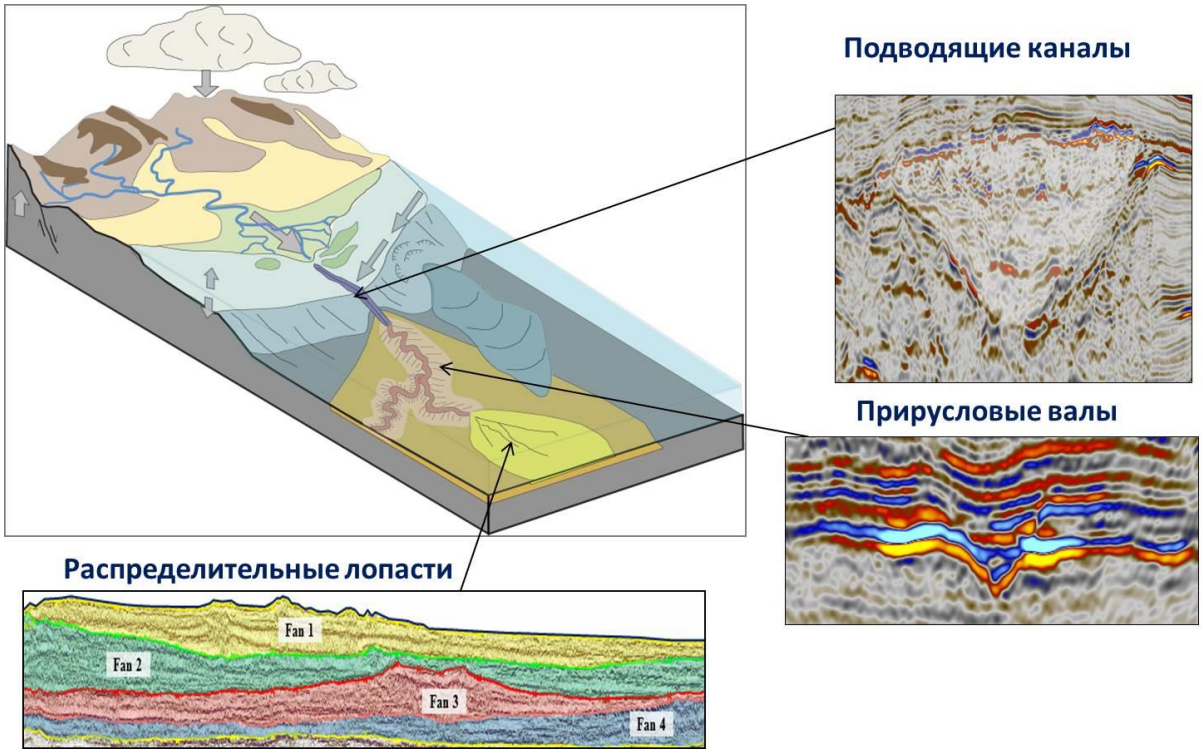


Рисунок 4.20 Интерпретация слоистых сейсмофаций (модель обстановок осадконакопления из работы Bernhardt A. et al.,2011)

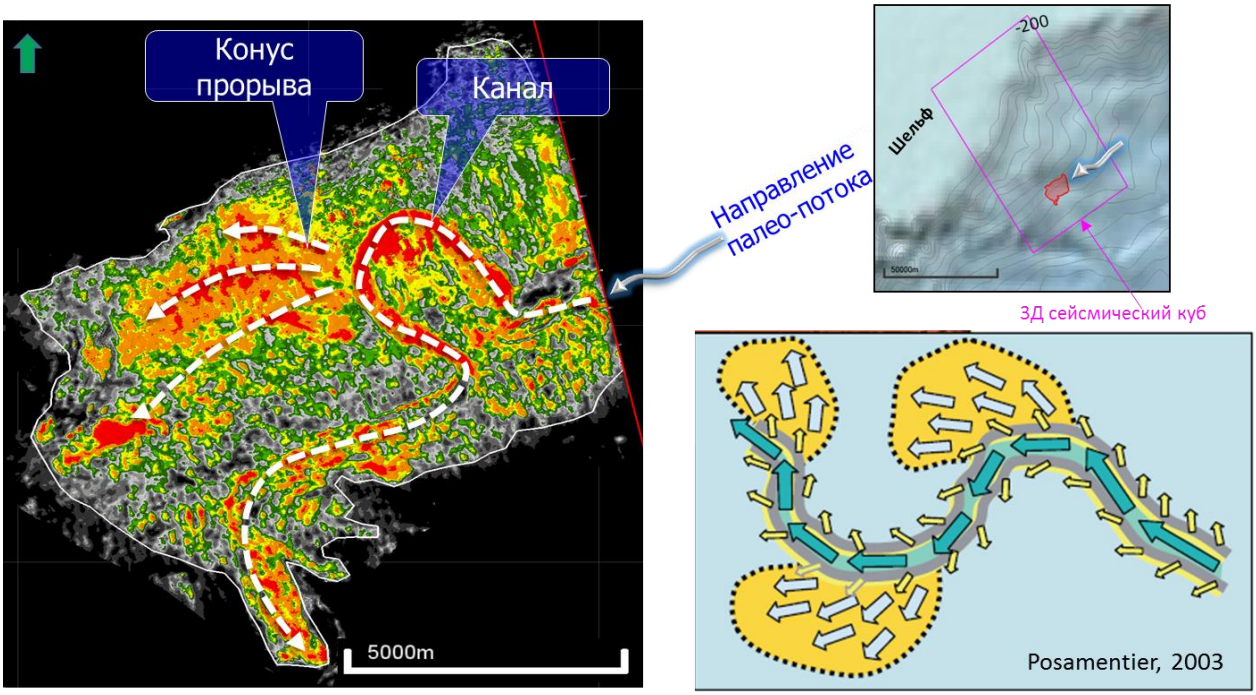


Рисунок 4.21 Подводящий канал и конус прорыва на карте сейсмического атрибута. На рисунках справа показано положение объекта на карте батиметрии, и концептуальная модель формирования конусов прорыва из работы Posamentier H.W., 2003

конфигурации, ориентированный в юго-восточном направлении. Ширина канала составляет порядка 0,6 км, длина в пределах сейсмического куба равна 25 км. Ширина прирусловых валов изменяется от 0,5 до 2 км. Терригенный материал, судя по пространственной ориентации всей системы, поступал с палео-Дуная.

Распределительные лопасти. В верхнемиоценовых отложениях во фронтальной части комплекса гравитационного оползания определен склоновый конус выноса (рисунок 4.23). На момент накопления отложений данного конуса выноса в палеорельефе было выражено поднятие, которое послужило препятствием на пути движения временного потока, и остановило его. В результате на восточном склоне антиклинального поднятия и прилегающей к нему зоне сформировалась распределительная лопасть конуса выноса, которая характеризуется размерами приблизительно 6 на 9 км (рисунок 4.23а). Отложения распределительной лопасти в более позднее время были прорезаны каналом, который разнес песчаные отложения лопасти вниз по склону. Таким образом, на карте сейсмического атрибута, представленной на рисунке 4.23а, запечатлено несколько разновозрастных событий: 1) формирование распределительной лопасти (самое раннее событие), 2) прорезание лопасти каналом, который разнес ее отложения вниз по склону и 3) заполнение самого канала глинистым материалом (самое позднее событие). Аналогичный пример встречен в отложениях дельты Нигера.

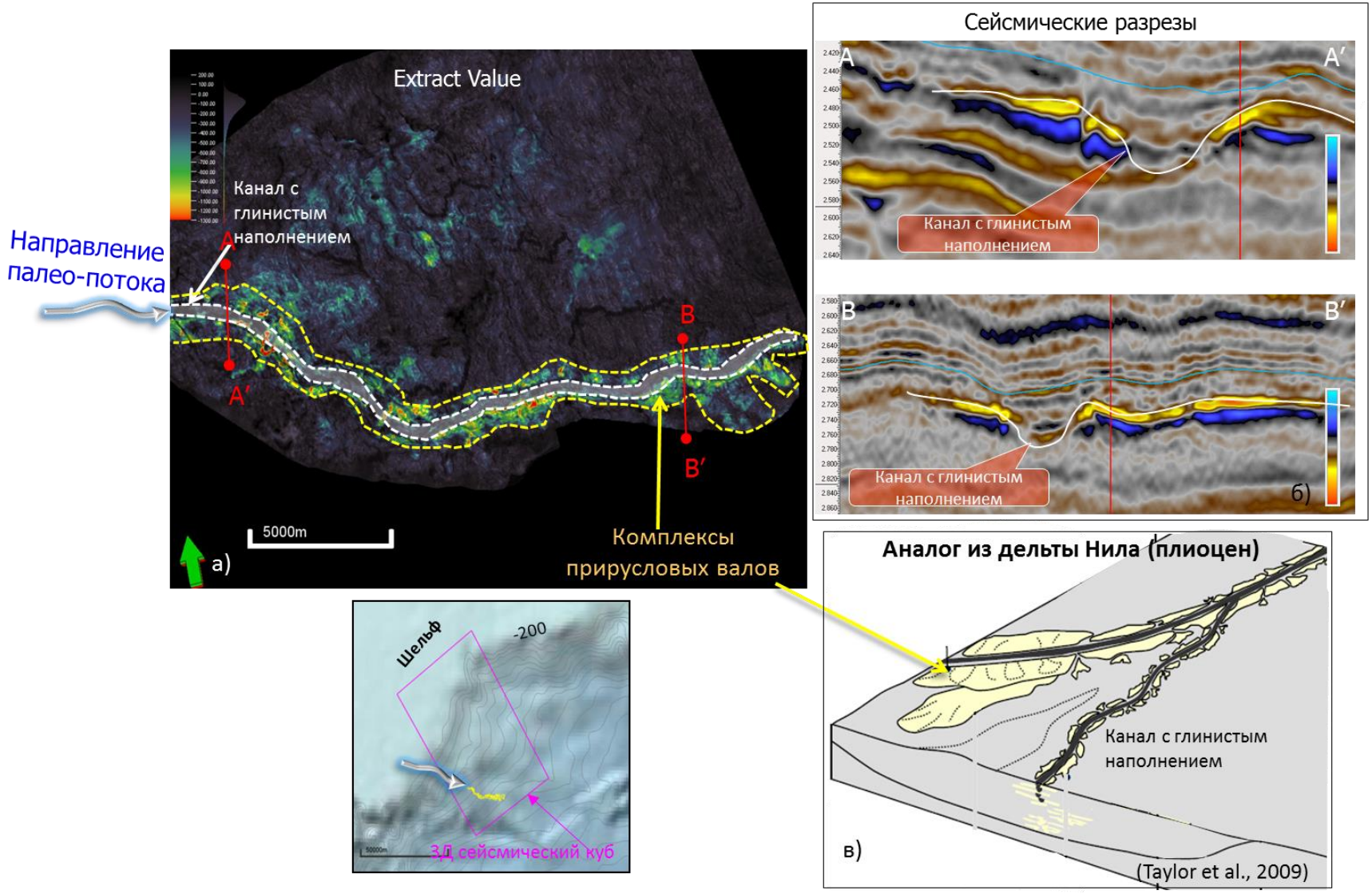


Рисунок 4.22 а) Канал с глинистым наполнением и комплекс прирусловых валов, содержащий более крупнозернистые разности; б) сейсмические разрезы через западную и восточную части канала; в) аналог по плиоценовым отложениям дельты Нила из работы Taylor et. al, 2009

Скважина 3 вскрыла интервалы пород-коллекторов в дистальной части распределительной лопасти, описанной ранее и показанной на рисунке 4.23. По описанию керна из продуктивного интервала скважины 3 (анализ кернового материала выполнен специалистами компании CoreLab) породы представлены преимущественно алевритистыми слабокарбонатизированными аргиллитами серыми с прерывистой горизонтальной слоистостью, которые переслаиваются с алевролитами светло-серыми с горизонтальной слоистостью и с тонкозернистыми песчаниками от светло-серых до светло-коричневых с косой слоистостью. Породы керна частично биотурбированы представителями рода Chondrites. Судя по описанию керна, данные отложения накапливались в области склона, связаны с дистальными частями распределительных лопастей подводных конусов выноса. Таким образом, описание кернового материала подтверждает выводы об обстановках осадконакопления, сделанные по результатам анализа сейсмических данных.

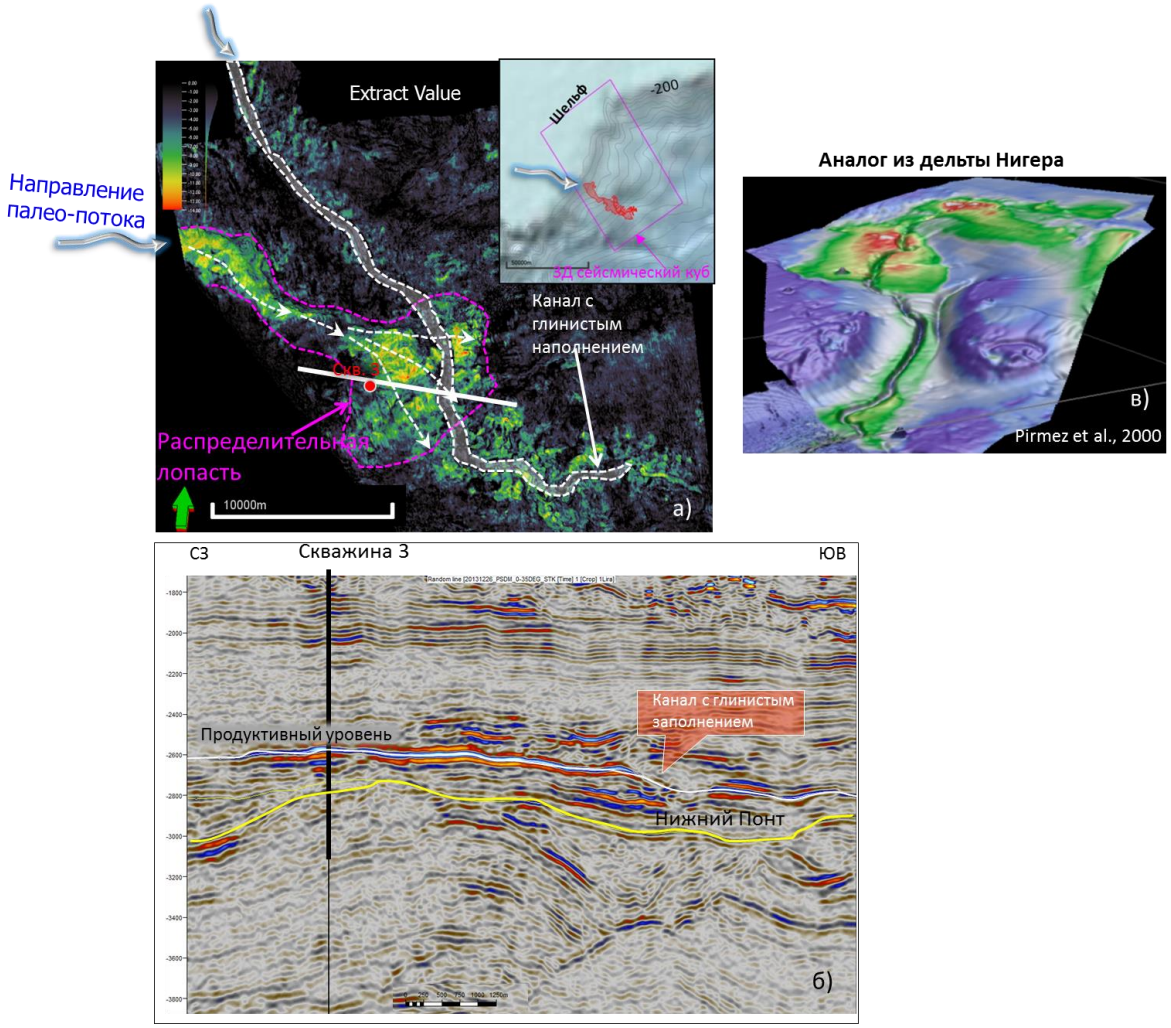


Рисунок 4.23 а) Распределительная лопасть на карте сейсмического атрибута; б) сейсмический разрез через распределительную лопасть и скважину 3 (положение разреза показано белой линией на рисунке 4.23а); в) аналог из дельты Нигера из работы Pirmez C. et al., 2000

Из вышесказанного следует, что осадконакопление в северо-западной части Черного моря в позднемиоценовое время происходило в зоне разгрузки крупных речных систем палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра (рисунок 4.24). При этом основная масса переносимого этими реками терригенного материала накапливалась в зоне склона Черного моря и у его подножия. По результатам анализа сейсмических данных были выделены эпизоды региональных падений уровня моря, которые привели к формированию подводных конусов выноса. Наиболее перспективными на наличие крупных песчаных тел в подводных конусах выноса являются комплексы подводящих каналов, прирусловых валов и распределительных лопастей.

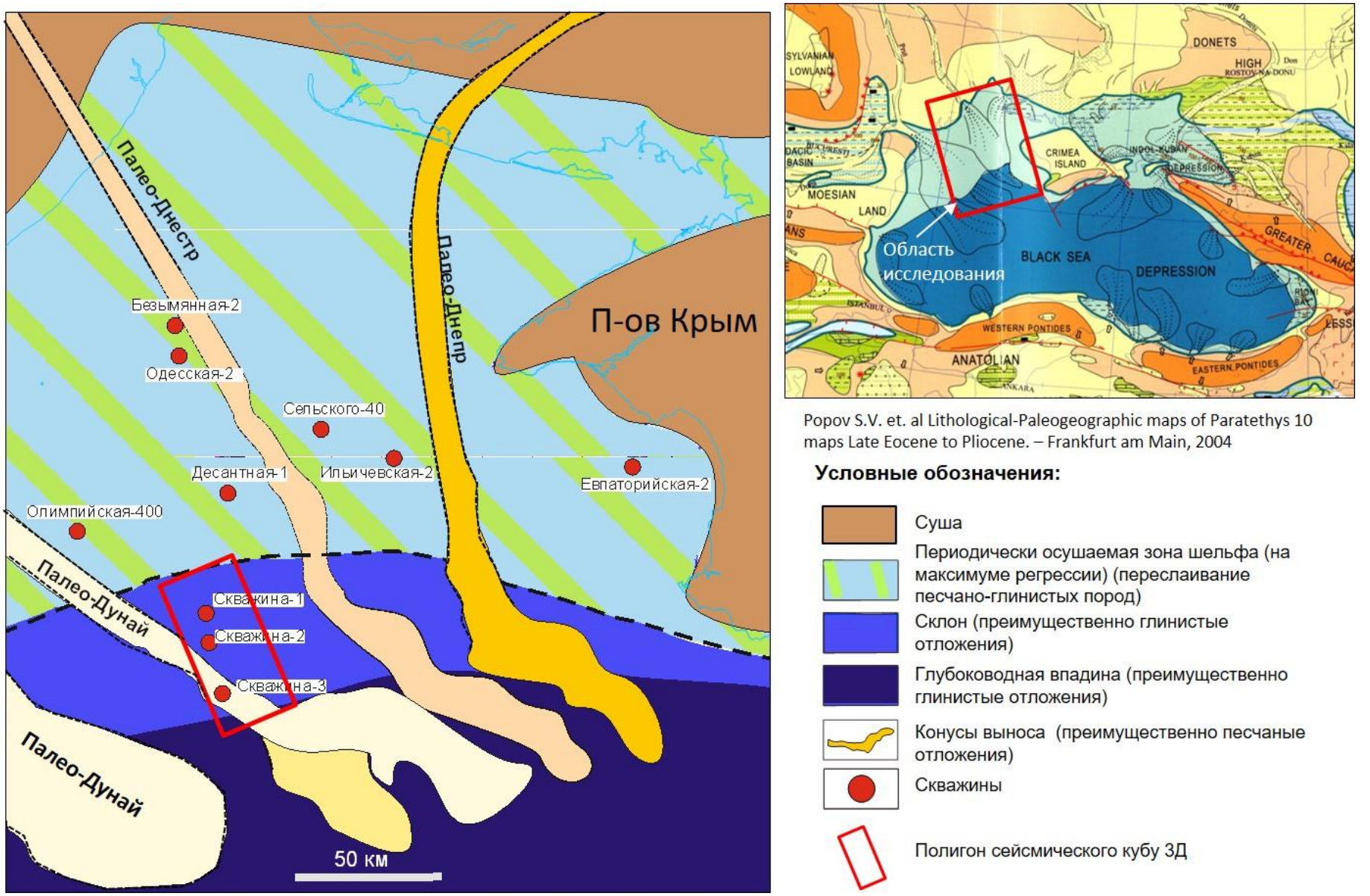


Рисунок 4.24 Палеогеографическая схема на позднемиоценовое время

5. ВЫДЕЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ УВ СИСТЕМ

5.1 Выделение нефтегазоматеринских пород

Результаты геохимических исследований пород в скважинах 1, 2 и 3

При интерпретации результатов геохимических исследований, выполненных в скважинах 1, 2 и 3, учитывалось, что скважины бурились с использованием бурового раствора на нефтяной основе, что в свою очередь привело к загрязнению образцов шлама и некорректным результатам ряда анализов.

По результатам пиролитических исследований шлама из скважины 1 все исследованные образцы характеризуются низкими значениями содержания органического углерода (менее 0,5%) и углеводородного потенциала (значения пика S2 менее 2 мг УВ/г породы) (рисунок 5.1). По скважине 2 содержание органического углерода в среднем составило менее 0.5%, лишь в нижней части верхнепонтических отложений отмечается повышенное содержание Сорг в среднем 1%, реже 2% (рисунок 5.2). Однако проведенные пиролитические исследования проб пород из этого интервала показали низкий генерационный потенциал (значения пика S2 менее 2 мг УВ/г породы) (рисунок 5.2). Содержание органического углерода по скважине 3 в целом не превышает 0.5% (рисунок 5.3), исключение составляет интервал в верхнепонтических отложениях, в котором отмечается повышенное содержание Сорг в среднем 0.85%, реже значения достигают 3%.

Пиролитические данные, полученные по трем скважинам, указывают на то, что изученные породы преимущественно содержат обедненное водородом органическое вещество, способное генерировать в небольшом количестве газ (III тип керогена) и инертное (IV тип керогена) (рисунок 5.4). Предположительно накопление подобного органического вещества проходило в окислительных обстановках, о чем свидетельствует повышенное содержание кислорода в структуре керогена (высокий OI). Отмечается низкое содержание фрамбоидального пирита, формирующегося в нелитифицированных донных отложениях иловых впадин морского бассейна, которое также свидетельствует об окислительных обстановках осадконакопления.

Изучение непосредственно керогена (ОВ), выделенного из образцов шлама, показало, что в скважине 1 он состоит из смеси аморфной (бесструктурной) и наземной растительной органики (рисунок 5.5а), в скважинах 2 и 3 примерно на 96% состоит из аморфного органического вещества (рисунок 5.5 б и в). В шлифах скважин 2 и 3 отмечены единичные остатки высшей растительности. Можно предположить, что источником аморфного вещества послужила разложившаяся до гелеобразного состояния наземная органика, снесенная в бассейн седиментации.

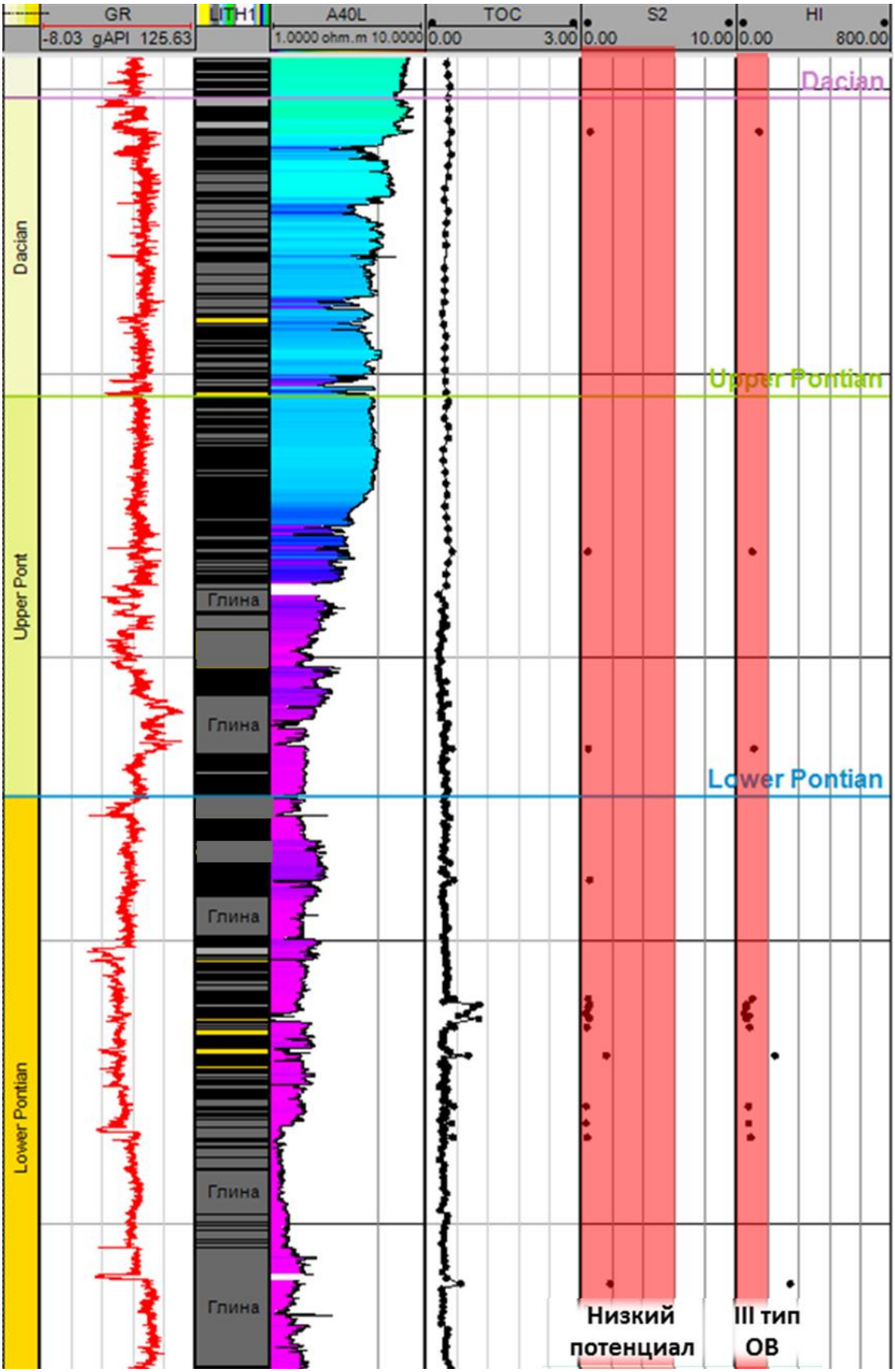


Рисунок 5.1 Геолого-геохимическая характеристика пород скважины 1

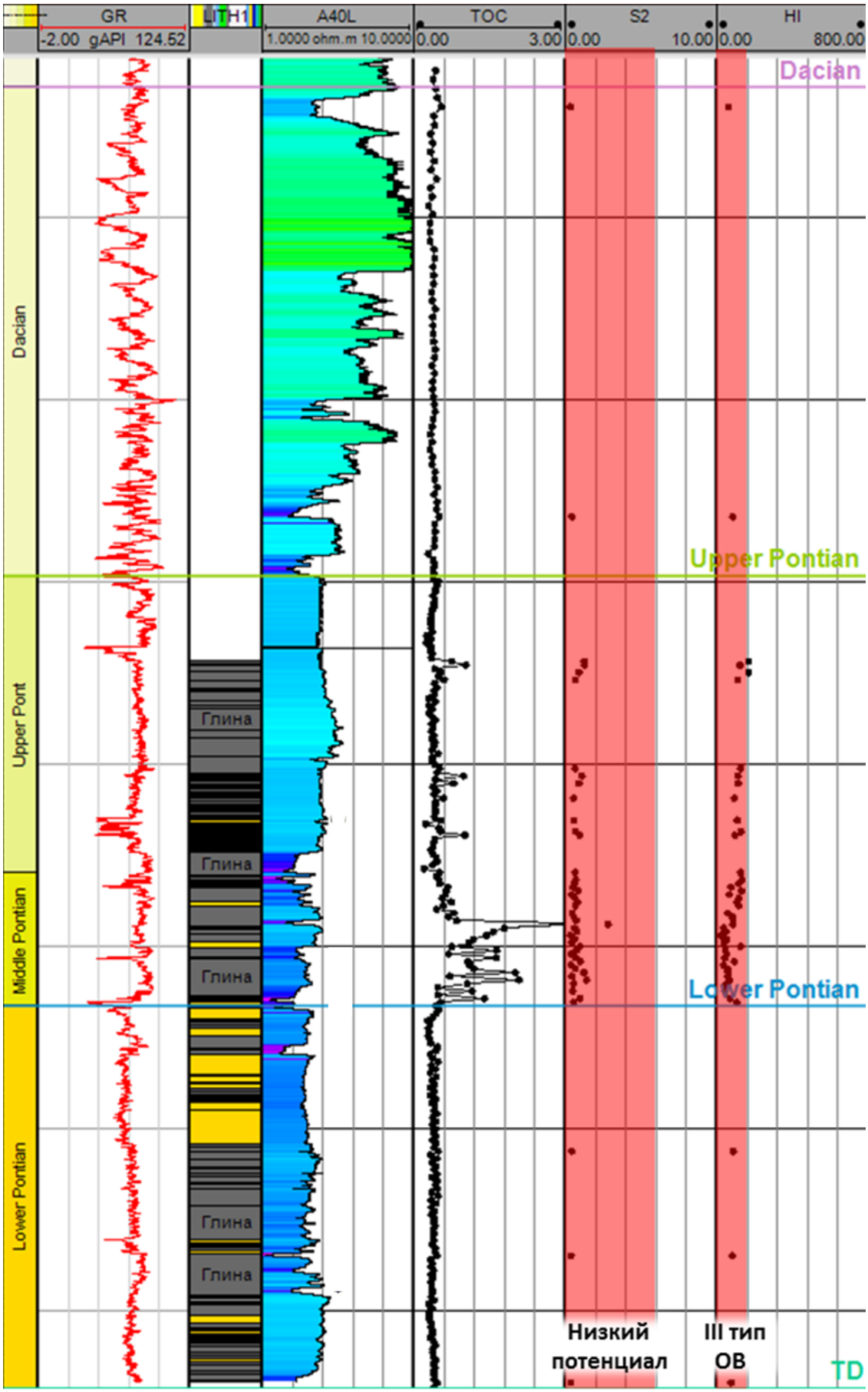


Рисунок 5.2 Геолого-геохимическая характеристика пород скважины 2

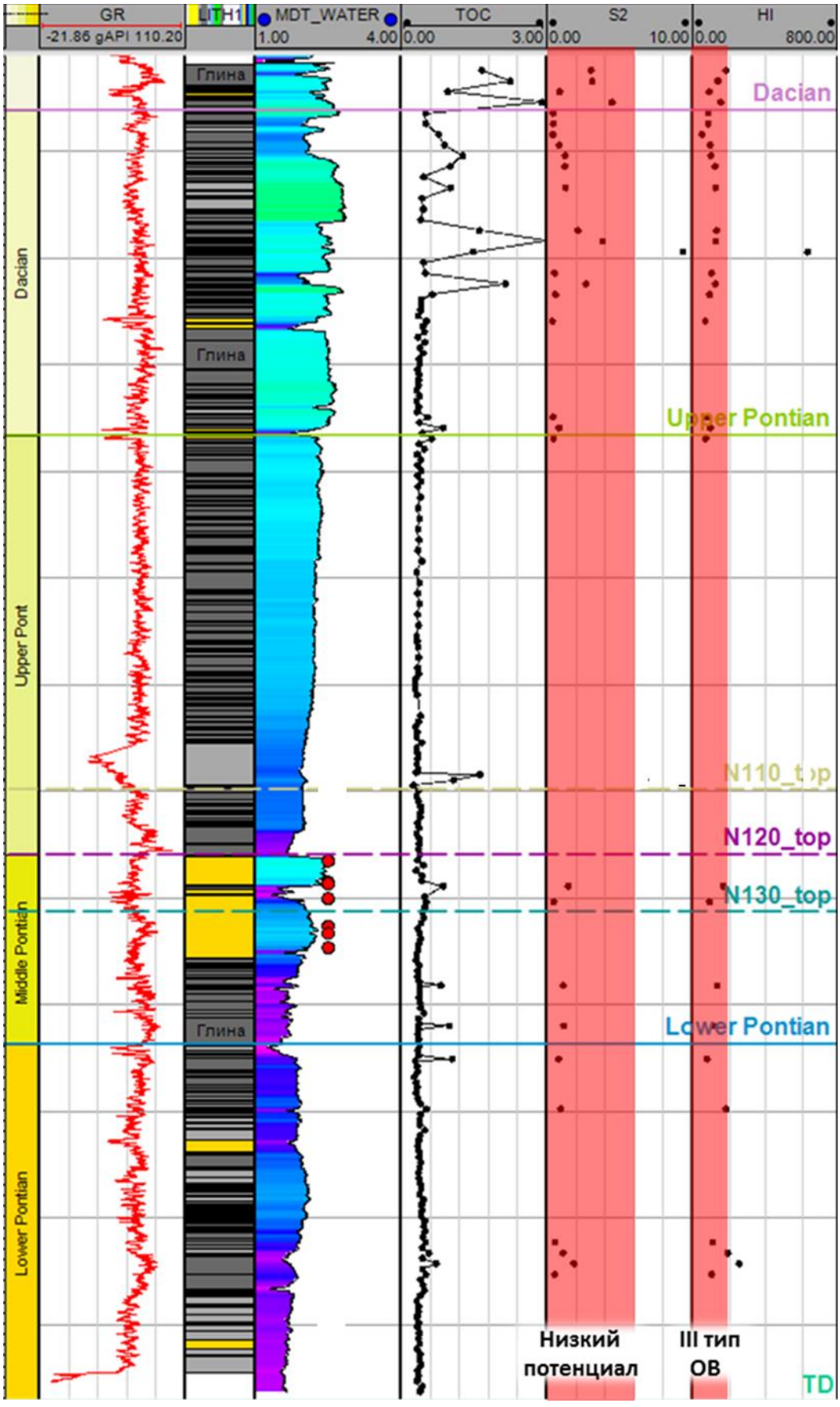


Рисунок 5.3 Геолого-геохимическая характеристика пород скважины 3 (кружками красного цвета показаны результаты испытаний MDT: красный – газ)

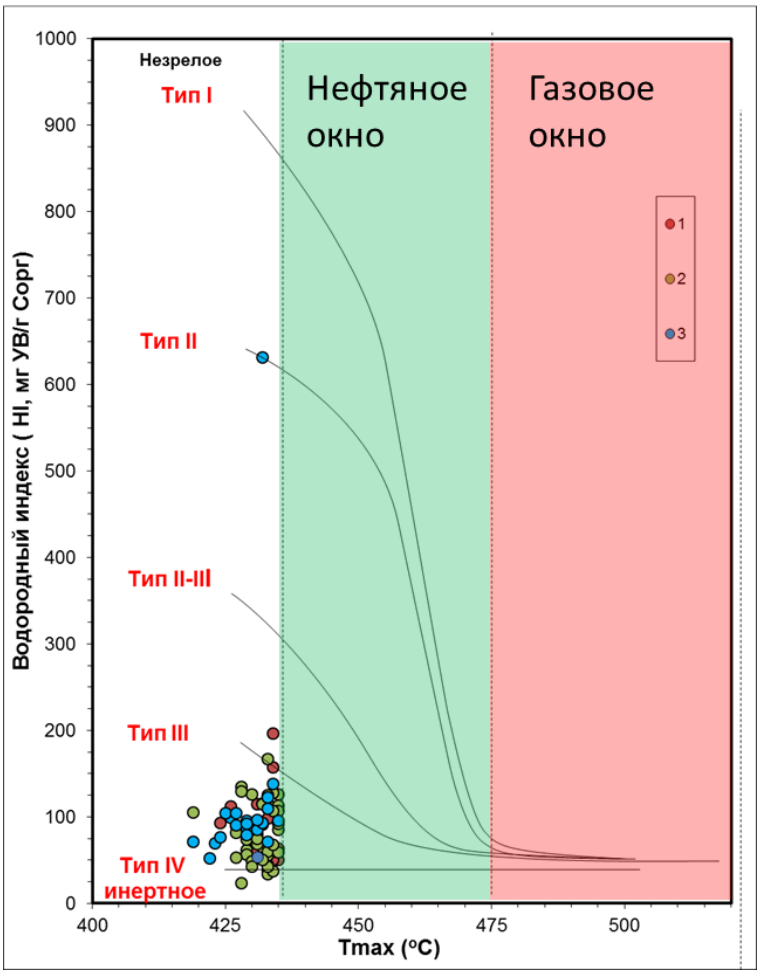


Рисунок 5.4 Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена по данным пиролиза в скважинах 1, 2 и 3

По выделенным пробам керогена была определена отражательная способность витринита. Здесь нужно отметить, что только ОВ из скважины 1 в достаточно большом количестве содержит витринит (рисунок 5.5а). В скважинах 2 и 3 витринит содержится в единичных количествах (рисунок 5.5 б и в). К тому же все образцы из скважин 2 и 3, использованные для определения отражательной способности витринита, содержат в разной концентрации частицы органического вещества, имеющие большое сходство с коксом. Наиболее вероятно это ОВ входит в состав бурового раствора (лигнитовый буровой раствор). Данное ОВ характеризуется высокой степенью отражающей способности, что может внести погрешности в измерения.

Отражательная способность витринита (%Ro) по скважине 1 изменяется в пределах от 0.30% до 0.46% по стволу скважины, по скважине 2 - от 0.40% до 0.58% и по скважине 3 - от 0.39% до 0.58%, что указывает на низкую термическую преобразованность ОВ. Данные по зрелости, определенные по витриниту, согласуются с данными анализа цвета спор и пыльцы (TAI) и пиролитических исследований.

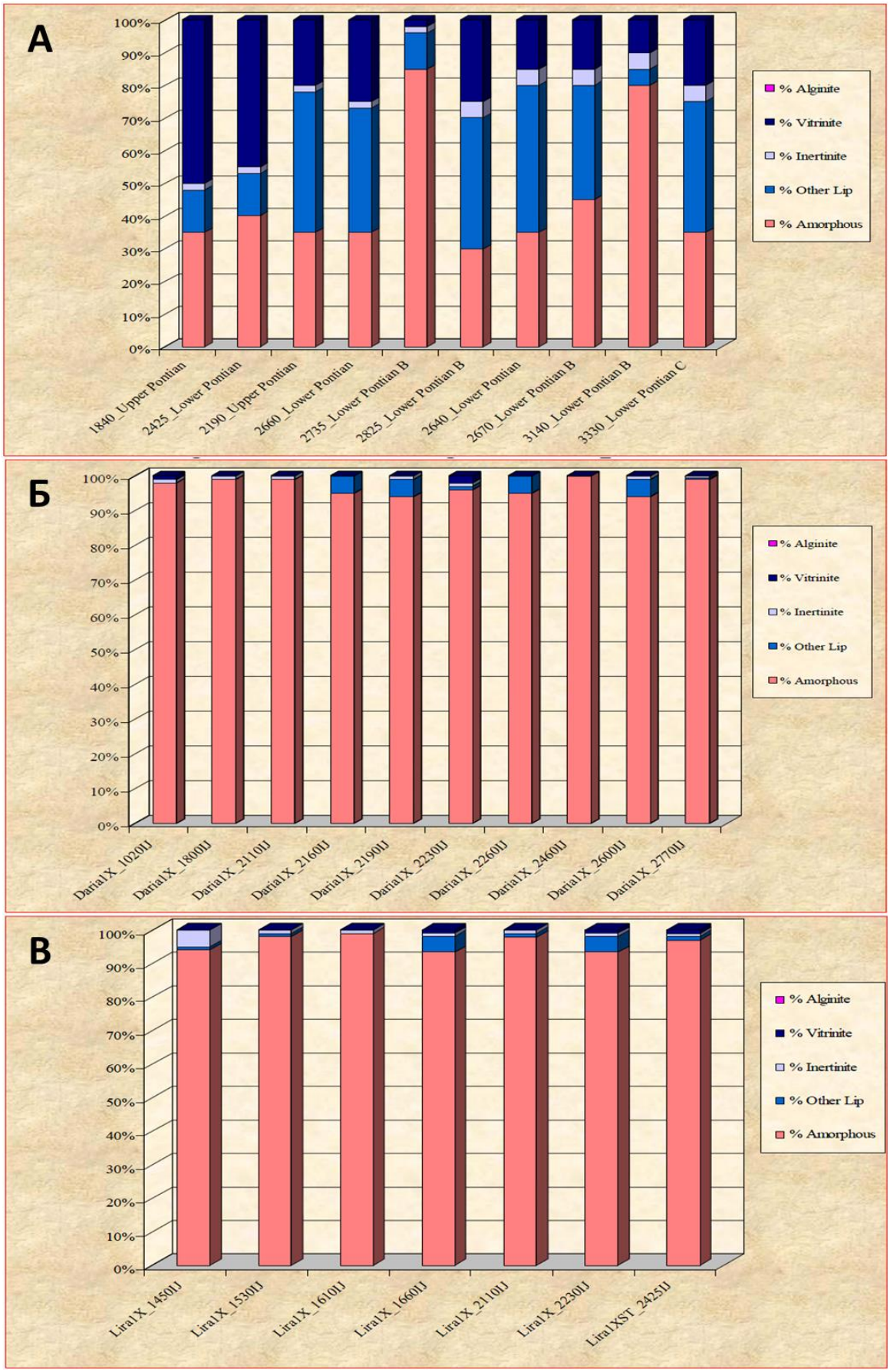


Рисунок 5.5 Состав керогена по данным скважин 1 (а), 2 (б) и 3 (в)

Значения индекса TAI не превышают 2, значения показателя T_{max} не превышают ~ 433°C, что указывает на низкую термическую преобразованность вскрытого скважиной разреза отложений, недостаточную для генерации термогенных нефти и газа.

Изучение образцов бурового раствора (на нефтяной основе) методами газовой хроматографии и газовой хроматографии – масс-спектрометрии показали, что буровой раствор характеризуется своеобразным составом углеводородов и содержит значительное количество биомаркеров. Подобные выводы накладывают ограничения на использование данных газовой хроматографии и газовой хроматографии – масс-спектрометрии, полученных при исследовании образцов шлама.

Термическая преобразованность ОВ по данным отражательной способности витринита

По трем скважинам были построены тренды изменения отражательной способности витринита (ОСВ) с глубиной. Полученные тренды представлены на рисунке 5.6.

Согласно лабораторным данным отчетливо выделяется два тренда изменения ОСВ с глубиной: тренд скважины 1 (нефтяное окно на 4000 м), тренд скважин 2 и 3 (нефтяное окно на 2500 м).

Подобная разница в трендах может быть вызвана рядом причин:

- *Различный тепловой поток в скважинах. (Не подтверждается).* Температурные измерения в скважинах 1, 2 и 3 показали, что для области склона характерен температурный градиент 27 град/1000 м. Региональные данные и короткое время накопления осадков (5 млн. лет) указывают на сохранение сходных термических условий в период накопления четвертичных и миоценовых отложений.
- *Эрозия.* (*Не подтверждается).* По сейсмическим данным значительная эрозия в районе скважин 2 и 3 не установлена.
- *Неоднозначные аналитические данные по измерению отражательной способности витринита.* Изучение результатов измерений показывает, что в скважине 1 в составе керогена более 50% приходится на витринит, в то же время в двух других скважинах 2 и 3 измерения отражательной способности витринита происходили на керогене, представленном, главным образом, аморфным ОВ.

Таким образом, причина наличия двух трендов заключается в неоднозначности измерений отражательной способности витринита в скважинах 2 и 3.

Тренд скважины 1 наилучшим образом иллюстрирует термическую историю области изучения, именно он использовался для калибровки тепловой модели при выполнении бассейнового моделирования.

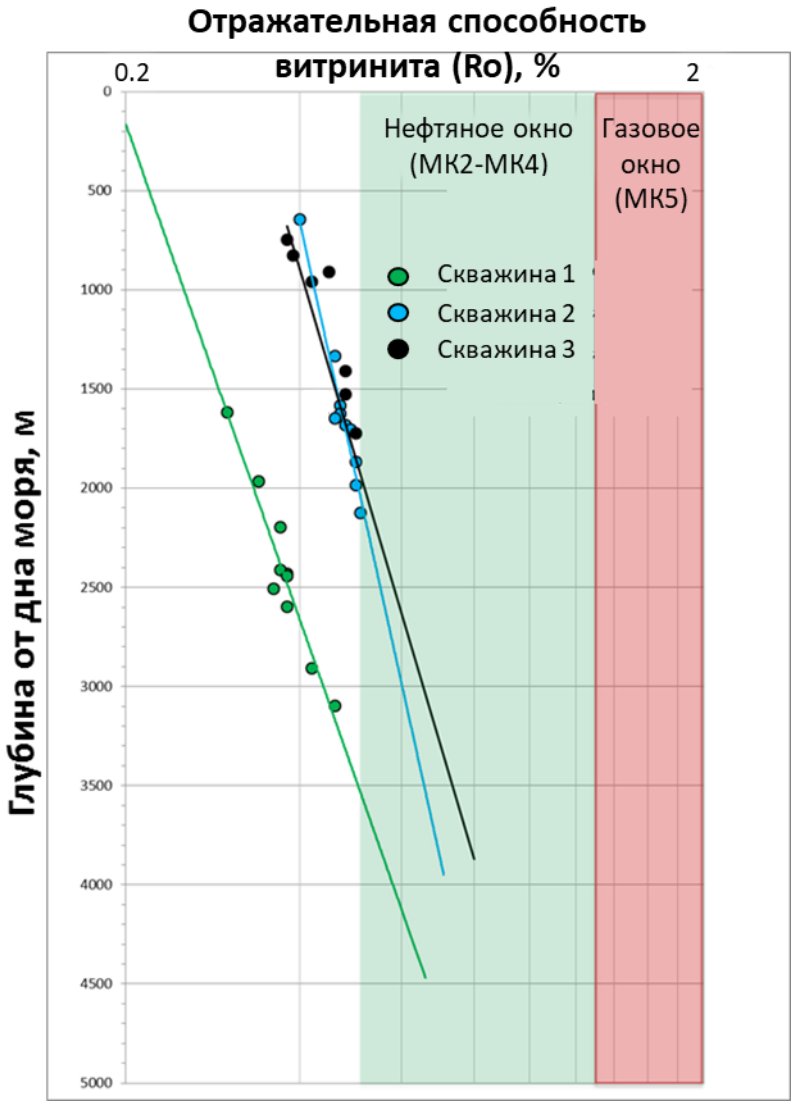


Рисунок 5.6 Тренды изменения отражательной способности витринита с глубиной по скважинам 1, 2 и 3

Выделение нефтегазоматеринских пород

Для оценки перспектив нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений нефтегазоматеринские породы были выделены во всем объеме осадочного чехла. Для мезозойской и палеогеновой частей разреза нефтегазоматеринские толщи были выделены по аналогии с другими частями Черноморского бассейна и прилегающей суши.

Исследованиями нефтегезоматеринских пород в Черном море и на прилегающей суше в разное время занимались: Вассоевич Н.Б., Гроссгейм В.А., Геодекян А.А. (1985), Baltes N. (1983), Robinson A.G. (1996, 1997), Georgiev G. (1998, 2000, 2004, 2007, 2012), Ionescu G. (2002), Saramet M. (2005, 2008, 2010), Cranganu C. (2009, 2011), Moroşanu I. (2012), Баженова О.К. (2002, 2006), Фадеева Н.П. (2001, 2002), Сен-Жермес М.Л. (1998, 2000, 2002), Stadnitskaia A. et al., (2007, 2008), Нечаева О.Л., Круглякова Р.П. (2008), Петриченко Ю.А.

(2001), Козлова Е.В. (2003), Суслова Э.Ю. (2006), Дистанова Л.Р. (2007), Надежкин Д.В. (2011), Mayer J. (2018) и другие.

Обобщение опубликованных и фондовых материалов по исследованиям НГМ пород позволило в качестве основных в мезозойском и палеогеновом комплексах северо-западной части Черного моря выделить следующие толщи: нижнемеловую, верхнеэоценовую и майкопскую. Генерационные характеристики этих НГМ пород, представленные в таблице 5.1 (результат обобщения опубликованных и фондовых данных по геохимии ОВ отдельных скважин Каркинитского прогиба, бассейна Истрия и грязевых вулканов центральной части Черного моря).

Таблица 5.1 Сводные данные по геохимии нефтегазоматеринских пород

НГМТ	**Нижнемеловая**	**Верхнеэоценовая**	**Майкопская** (нижняя часть)
Сорг мед, %	**2.6**	**4.5**	**4.5**
HI мед, мг УВ/г Сорг	**210**	**350**	**350**
Тип ОВ	Тип ОВ **III**	Тип ОВ **II-III**	Тип ОВ **II-III**

Нижнемеловые (альбские) глинистые отложения Каркинитского прогиба рядом исследователей [Robinson A.G. et al., 1997, Хрящевская О., 2009] рассматриваются в качестве основного источника для газовых и газоконденсатных месторождений шельфа, прилегающего к п-ову Крым. Содержание органического углерода в этих породах изменяется от 0,2 до 2.26%, значение генерационного потенциала варьируется от 0,5 до 2 мг УВ/г породы, водородный индекс изменяется от 35 до 206 мг УВ/г Сорг, что соответствует III типу ОВ [Robinson A.G. et al., 1997, дела скважин Каркинитского прогиба и Олимпиской-1, 400]. Толщина нижнемеловой НГМ породы по скважинам Каркинитского прогиба и Олимпийской-400 составляет порядка 30 м. Степень преобразованности соответствует градациям катагенеза МК4-МК5 (зона генерации жирного газа). Низкие значения Сорг для нижнемеловых пород могут быть объяснены, в первую очередь, достаточно высокой степенью преобразованности. В таблице 5.1 приведены восстановленные (исходные) генерационные характеристики нижнемеловой НГМ толщи.

Изучение генерационных характеристик верхнеэоценовой НГМ породы выполнено в скважинах бассейна Истрия (скв. Лебада, Синое и другие), а также в скважинах Олимпийская-1 и 400. Содержание Сорг в глинистых мергелях верхнего эоцена (возрастной аналог кумской свиты) изменяется от 0.6 до 5.5%, значения генерационного потенциала варьируются от 5.2 до 9.5 мг УВ/г породы, водородный индекс изменяется от 253 до 470 мг УВ/г Сорг, что соответствует II-III типу ОВ [Robinson A.G. et al., 1996, Ionescu G., 2002,

Georgiev G., 2012, дела скважин Олимпиской-1, 400]. Подобная характеристика позволяет отнести верхнеэоценовые породы к нефтегазогенерирующим с хорошим и отличным потенциалом. Толщина верхнеэоценовой НГМ породы по скважинам Олимпийская-1 и 400 составляет порядка 30 м. В области северо-западного шельфа Черного моря отложения верхнего эоцена слабо преобразованы [Ionescu G., 2002, Georgiev G., 2012, Наумова М.Н., 2016]. В таблице 5.1 приведены усредненные характеристики для верхнеэоценовой НГМ толщи.

Во впадине Истрия основным источником жидких углеводородов, судя по составу биомаркеров в нефтях и органическом веществе (рисунок 5.7), являются породы майкопской серии [Georgiev G., 2012]. Этой нефтематеринской толщей сформированы месторождения Лебада Западное, Лебада Восточное, Синое, Портита, Пескарус [Şaramet M. et al., 2005; Cranganu C. and Şaramet M., 2011; Georgiev, 2012]. Глинистые породы майкопской серии во впадине Истрия характеризуются следующими значениями содержания Сорг: медианное 1,1%, максимальное 4.3%, минимальное 0,6% [Ionescu G. et al., 2002, Şaramet M. et al., 2010, Moroşanu I., 2012]. Значения генерационного потенциала варьируются от 1.2 до 22.1 мг УВ/г породы [Şaramet M. et al., 2010]. Значения водородного индекса соответствуют III и II-III типу ОВ [Ionescu G. et al., 2002, Şaramet M. et al., 2010, Georgiev G., 2012]. Хорошим и отличным генерационным потенциалом в бассейне Истрия обладают лишь некоторые глины майкопской серии, основная часть майкопской толщи в этой части бассейна относится к нефтегазогенерирующим породам с удовлетворительным потенциалом [Ionescu G. et al., 2002, Şaramet M. et al., 2010, Georgiev G., 2012]. В области северо-западного шельфа Черного моря отложения майкопской серии слабо преобразованы [Georgiev G., 2012, Наумова М.Н., 2016].

В Западно-Черноморской впадине характеристика отложений майкопской серии была получена путем изучения обломков пород из грязевых вулканов (МГУ, Вассоевича, Малышева, Тредмар и другие) [Козлова Е.В., 2003; Надежкин Д.В., 2011]. Хорошим и отличным генерационным потенциалом (S1+S2) от 6.1 до 18 мг УВ/г породы в ЗЧВ обладают лишь некоторые глины майкопской серии, характеризующиеся повышенными содержаниями Сорг (от 2.6 до 9.3%) и значениями водородного индекса (HI=S2/Сорг) от 200 до 370 мг УВ/г Сорг [Козлова Е.В., 2003, Надежкин Д.В., 2011]. Основная масса глинистых пород майкопской серии имеет удовлетворительный потенциал от 2.1 до 5 кг УВ/т породы, содержание Сорг в них изменяется от 0.6 до 6.9%, и водородного индекса - от 117 до 330 мг УВ/г Сорг (рисунок 5.8) [Козлова Е.В., 2003, Надежкин Д.В., 2011]. По величине водородного индекса ОВ может быть отнесено к III и II-III типам. По степени зрелости большинство исследованных образцов находятся на стадии протокатагенеза (рисунок 5.8).

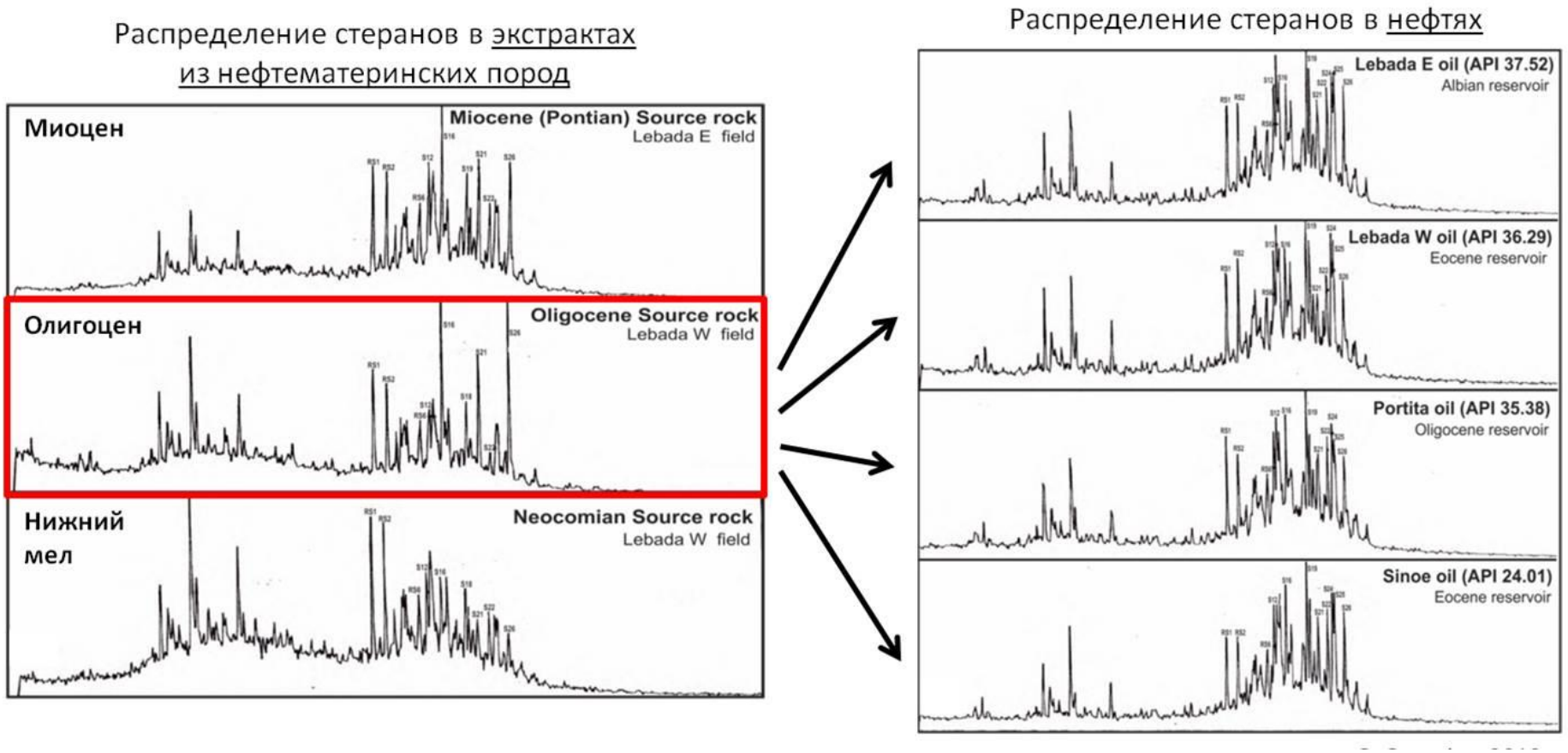


Рисунок 5.7 Сопоставление распределения биомаркеров (регулярных, изо- и диастеранов m/z 217) в нефтях румынских месторождений и регионально установленных нефтематеринских породах. Битумоиды из олигоценовых отложений имеют сходное распределение C27:C28:C29 стеранов [Georgiev G., 2012]

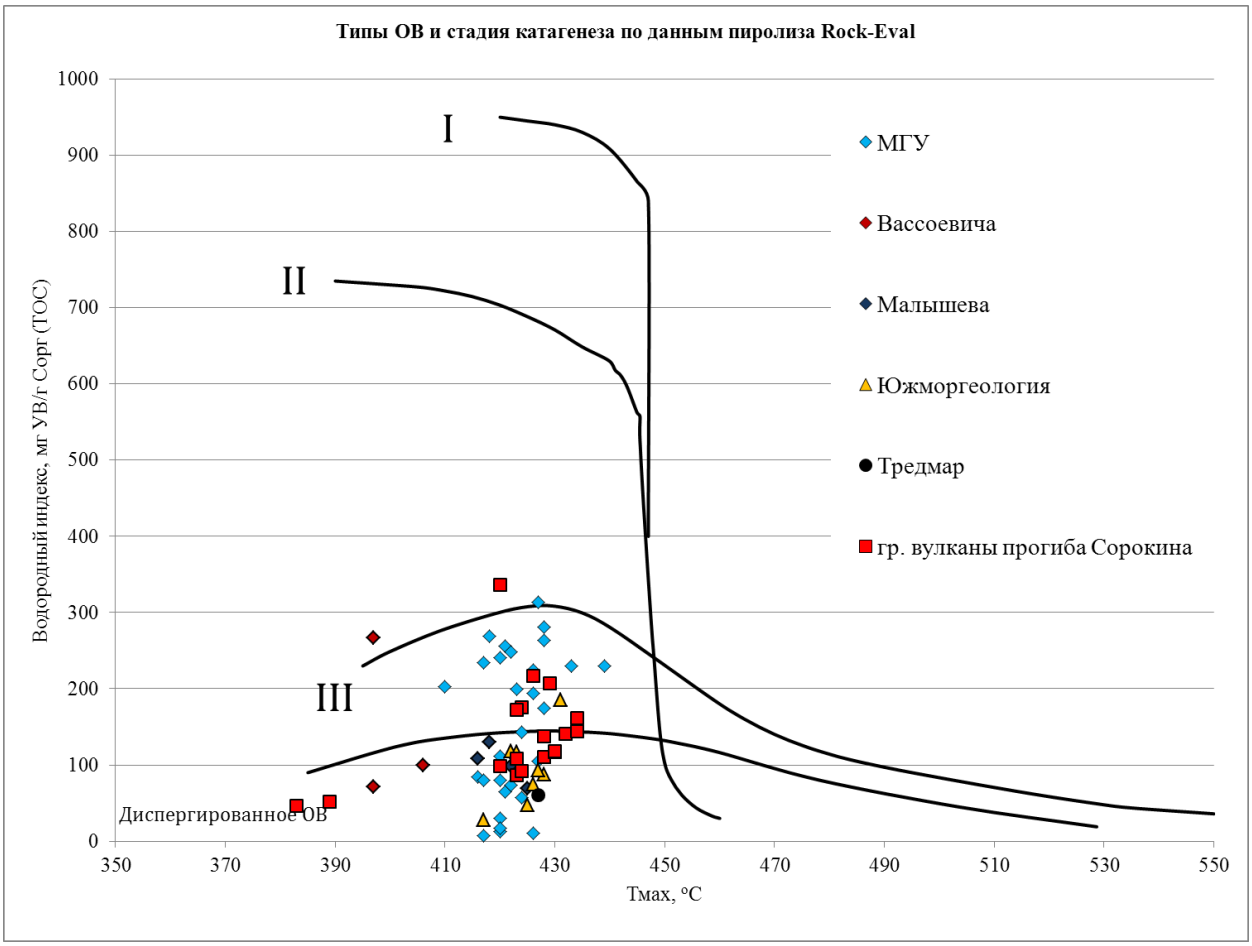


Рисунок 5.8 Модифицированная диаграмма ван Кревелена. Результаты пиролитических исследований ОВ глинистых обломков из грязевулканической брекчии, по данным [Козловой Е.В., 2003; Надежкин Д.В., 2011]

По стратиграфической приуроченности повышенным генерационным потенциалом (Сорг больше 2%, (S1+S2) больше 6 кг УВ/т породы) обладают породы нижней части майкопской серии (хадумская свита). Такая закономерность характерна для Северного Азербайджана, запада Терско-Каспийского прогиба, прогиба Сорокина, Керченско-Таманского, Индоло-Кубанского и Западно-Кубанского прогибов, Кумской зоны поднятий, шельфа Болгарии и Румынии [Фадеева Н.П. и др., 2001; Баженова О.К. и др., 2002, 2006; Козлова Е.В., 2003; Şaramet M. et al., 2010; Надежкин Д.В., 2011 и другие] и предполагается для области исследования. Толщина майкопской НГМ толщи, обладающей повышенным генерационным потенциалом, по скважинам Олимпийская-1 и 400 составляет порядка 50 м.

Таким образом, нижняя часть отложений майкопской серии рассматривается как НГМ порода со II-III типом ОВ и высоким генерационным потенциалом, остальная часть толщи содержит ОВ преимущественно III типа, и высоким потенциалом не обладает.

Анализ палеогеографических схем на раннемеловой, позднеэоценовый и раннеолигоценовый периоды показали существование близких условий осадконакопления в

зонах, где были выполнены геохимические исследования нефтематеринских свойств и в области изучения (рисунок 5.9) [Popov S.V. et al., 2004; Попадюк И., 2003]. Это дает основание использовать геохимические параметры нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской НГМ толщ, полученные по сопредельным областям, для характеристики этих отложений в зоне исследования.

В области румынского шельфа по данным Georgiev G. (2012) и Moroşanu I. (2012) в миоценовых отложениях выделяются нефтегазоматеринские породы. Содержание Сорг в глинистых отложениях миоценового возраста в среднем составляет 0.66%, значения водородного индекса соответствуют III типу ОВ, породы обладают низким генерационным потенциалом [Georgiev G., 2012]. В области северо-западного шельфа миоценовые отложения катагенетически слабо преобразованы [Georgiev G., 2012, Наумова М.Н., 2016].

В области склона для выделения НГМ пород в миоценовой части разреза были проанализированы и обобщены геохимические данные по скважинам 1, 2 и 3. На модифицированную диаграмму Ван-Кревелена точками вынесены образцы пород, для которых определены генерационные характеристики (рисунок 5.4). Образцы незрелые, соответственно, для них определен исходный генерационный потенциал. Большая часть образцов содержит ОВ III типа. Анализ генерационных характеристик этих образцов показал, что образцы с III типом ОВ обладают низким генерационным потенциалом (рисунок 5.10).

В скважине 3 в отложениях дакия по результатам пиролиза выделен образец, содержащий ОВ II типа и обладающий хорошим генерационным потенциалом (Сорг - 2%, S2 - 10 мг УВ/ г породы, HI - 630 мг УВ/г Сорг) (рисунок 5.11). В разрезе скважины ему соответствует 4-х метровый слой глин.

В Западно-Черноморской впадине характеристика миоценовых отложений была получена путем изучения обломков пород из грязевого вулкана МГУ [Надежкин Д.В., 2011]. В этой области породы миоцена характеризуются следующими значениями содержания Сорг: среднее 3,6%, медиана 3,4%, максимальное 9,7%, минимальное 0,7%, и водородного индекса HI: среднее 320 мг УВ/г Сорг, медиана 310, максимальное 512, минимальное 89 [Надежкин, 2011] (рисунок 5.11). По величине водородного индекса ОВ может быть отнесено ко II-III типу. По степени зрелости исследованные образцы находятся на стадии протокатагенеза.

Таким образом, хорошим и отличным генерационным потенциалом обладают лишь некоторые глины миоценового возраста, содержащие ОВ II-III типа, основная масса глинистых пород миоцена содержит ОВ III типа, и характеризуется низким генерационным потенциалом.

Рисунок 5.9 Палеогеографические схемы на раннемеловой, позднеэоценовый и раннеолигоценовый периоды, по данным Popov S.V. et al.,2004; Попадюк И., 2003

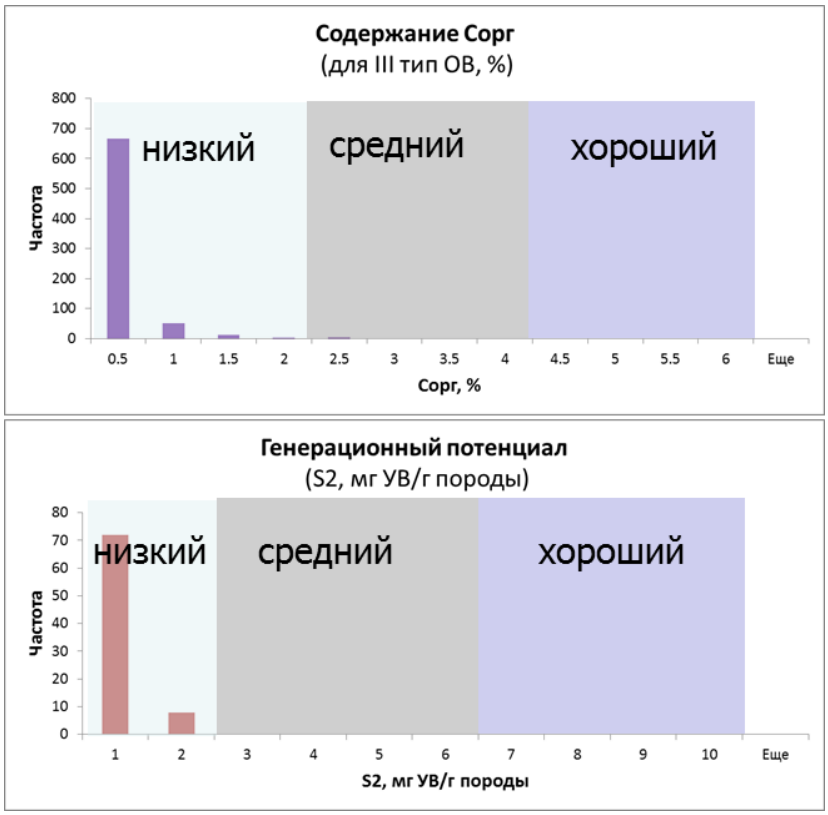


Рисунок 5.10 Генерационная характеристика пород из скважин 1, 2 и 3, содержащих ОВ III типа

Характеристика миоценовых отложений в **скважине 3**	Медиана
Сорг, %	**2**
S2, мг УВ/г породы	**10**
HI, мг УВ/г Сорг	**630**

Характеристика миоценовых отложений из **вулкана МГУ**	Медиана
Сорг, %	**3,4**
S2, мг УВ/г породы	**20**
HI, мг УВ/г Сорг	**310**

(по Надежкин Д.В., 2011)

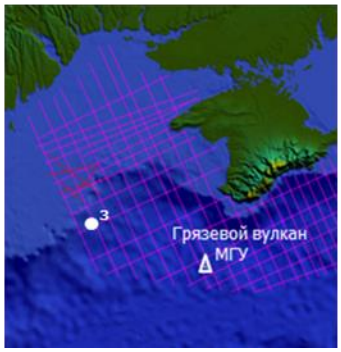


Рисунок 5.11 Генерационные характеристики миоценовой нефтегазоматеринской толщи по данным со скважины 3 и из грязевого вулкана МГУ

Для картирования по площади миоценовых НГМ толщ, обладающих хорошим и отличным генерационным потенциалом, использовались сейсмические данные 3Д. В основе выделения лежит методика на основе AVO анализа сейсмических данных, опубликованная в 2011 г. компанией Statoil [Løseth H. et al., 2011], согласно которой глины, обогащенные органическим веществом, могут создавать контрастные отражения отрицательной полярности с характеристиками AVO по типу класс 4. Сопоставление данных бурения и сейсмических AVO аномалий класса 4 (рисунок 5.12) показывает, что сейсмическая AVO аномалия выделяется на одном стратиграфическом уровне с обогащенным ОВ пластом глин, вскрытым скважиной 3. В точке скважины аномалии AVO не проявляются, что может объясняться недостаточной толщиной пласта.

В статиграфическом интервале от отложений дакия до кровли майкопских отложений были выделены геологические тела, соответствующие AVO аномалиям 4 класса, и связанные с обогащенными ОВ миоценовыми НГМ породами (рисунок 5.13). Нефтегазоматеринские толщи выделены в отложениях дакия, верхнего понта, нижнего понта и сармата. В отложениях дакия и верхнего понта они распространены локально. В нижнепонтических и сарматских отложениях характеризуются площадным развитием.

Пространственное распространение нефтегазоматеринских пород, полученное по результатам сейсмических исследований, требует геологических объяснений.

Вблизи кровли четвертичных отложений в Черном море вскрыт сапропелевый слой с высоким содержанием Сорг и генерационным потенциалом - Unit II [Geochemical Characteristics …, 2010, Middelburg J.J. et al., 1991]. Считается, что он образовался вследствие повышения уровня моря в раннем плейстоцене. Этому событию предшествовал эпизод падения уровня моря, в результате которого Черное море было изолировано от Мирового океана и, по сути, превратилось в пресноводное озеро. После повышения уровня моря и возобновления связи с Мировым океаном, возможно, вследствие вымирания пресноводных организмов, была накоплена толща нефтегазоматеринских пород - Unit II [Geochemical Characteristics …, 2010, Middelburg J.J. et al., 1991].

Взаимосвязь падений уровня моря и накопления НГМ пород можно проследить на имеющихся данных. По данным Tari M. et all, 2015 в позднекайнозойское время в Восточном Паратетисе резкие падения уровня моря приурочены к сарматской и понтийской эпохам. На сейсмических данных наиболее протяженные и выдержанные по площади аномалии AVO 4 класса, связанные с нефтегазоматеринскими толщами, приурочены к нижнепонтическим и сарматским отложениям, что может свидетельствовать в пользу подобной теории.

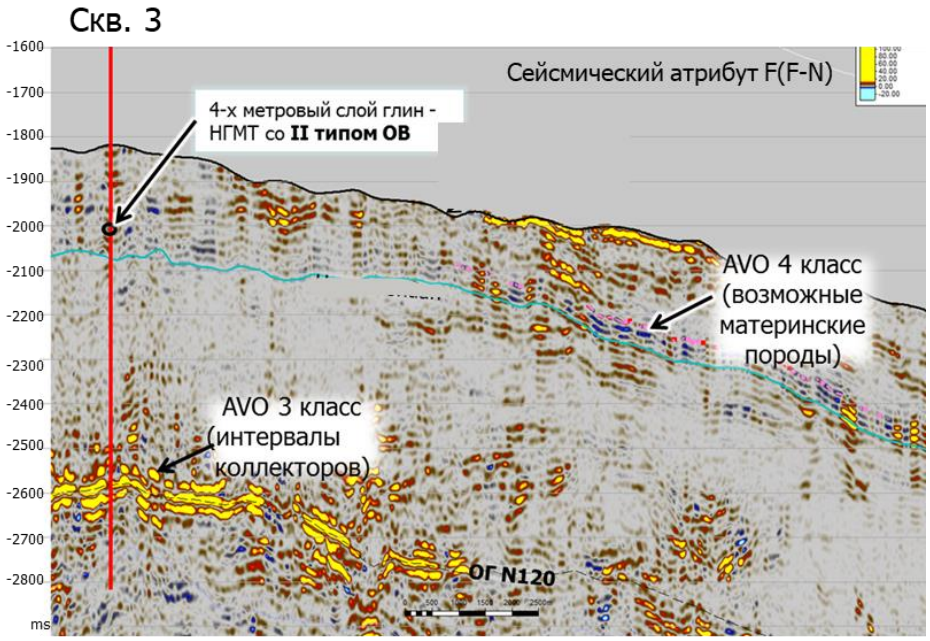


Рисунок 5.12 Сопоставление данных бурения и сейсмических AVO аномалий класса 4, предположительно связанных с нефтегазоматеринскими породами (положение профиля показано на рисунке 5.13)

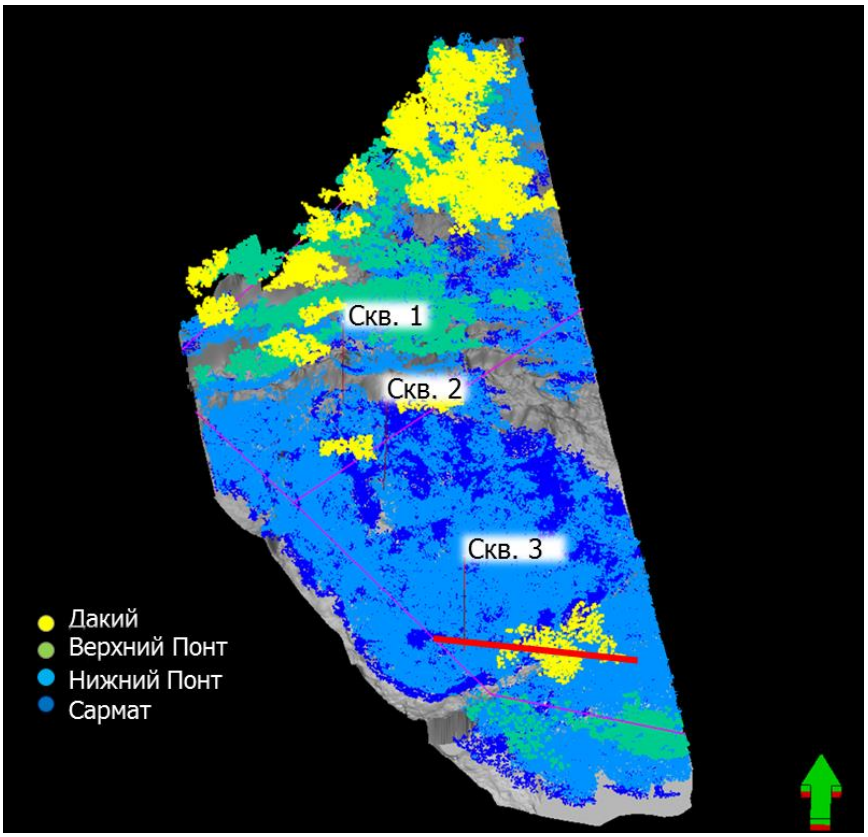


Рисунок 5.13 Геологические тела, извлеченные из сейсмического куба и связанные с миоценовыми нефтегазоматеринскими породами

5.2 Выделение и характеристика пород-коллекторов и флюидоупоров

Породы-коллекторы

Скважины 2 и 3, пробуренные в области склона, вскрыли интервалы пород-коллекторов в нижне – и верхнепонтических отложениях соответственно. Наиболее полная геолого-геофизическая информация, дающая представление о коллекторских свойствах, получена по скважине 3 (описание керна, шлама, опробование MDT и т.д.). По результатам анализа керна, шлама, каротажных кривых, а также интерпретации имиджей FMI (Fullbore Formation Microimager - азимутальный электрический микроимиджер) установлено, что породы-коллекторы верхнепонтических отложений представлены тонким (до сантиметра) переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников (рисунок 5.14). По описанию керна из продуктивного интервала скважины 3 (анализ кернового материала выполнен специалистами компании CoreLab) породы представлены преимущественно алевритистыми слабокарбонатизированными аргиллитами серыми и темно-серыми с прерывистой горизонтальной слоистостью, которые переслаиваются с алевролитами светло-серыми с горизонтальной слоистостью и с тонкозернистыми песчаниками от светло-серых до светло-коричневых с косой слоистостью. Породы керна частично биотурбированы представителями рода Chondrites. Судя по описанию керна и результатам динамического анализа сейсмических данных отложения пород-коллекторов верхнего понта накапливались в области склона, связаны с дистальной частью распределительной лопасти подводного конуса выноса (рисунок 5.15).

На диаграммах ГИС в качестве основных особенностей напротив отложений пород-коллекторов можно отметить следующие (рисунок 5.14): кривая гамма каротажа слабо дифференцирована (это объясняется присутствием значительного количества глинистого материала как во вмещающих, так и в перекрывающих, и подстилающих породах), значения плотностного каротажа уменьшаются, значения акустического каротажа и сопротивления возрастают.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов определены по результатам лабораторных исследований керна и интерпретации материалов ГИС. Пористость пород-коллекторов верхнепонтических отложений изменяется от 22% до 36%, среднее значение- 27%. Проницаемость по газу изменяется от 1 мД до 22 мД, среднее значение – 3 мД. По результатам опробования на кабеле верхнепонтических отложений в скважине 3 получены образцы с газом (на рисунке 5.14 красными кружками показаны места отбора проб газа в интервале коллектора).

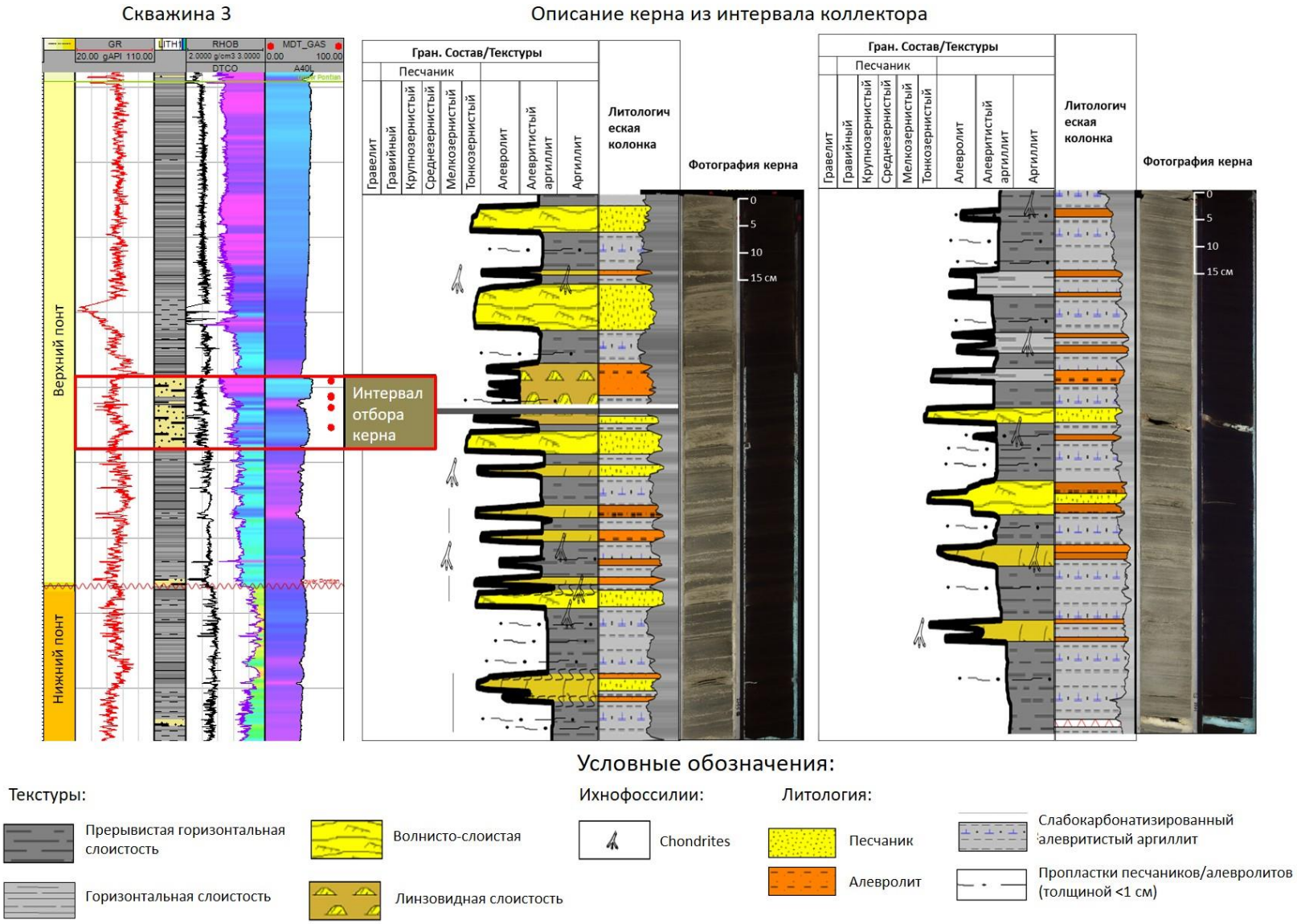


Рисунок 5.14 Геолого-геофизический разрез скважины 3, фотографии и описание керна из интервала коллектора верхнепонтических отложений

Породы-коллекторы верхней части нижнепонтических отложений вскрыты скважиной 2, керном данный интервал разреза не охарактеризован. По описанию шлама породы представлены тонким переслаиванием (до сантиметра) алевролитов, аргиллитов и песчаников. Аргиллиты алевритистые от серых до темно-серых, алевролиты глинистые светло-серые, песчаники светло-серые мелкозернистые хорошо отсортированные. На диаграммах ГИС напротив отложений пород-коллекторов раннепонтического возраста отмечается уменьшение значений плотностного каротажа, увеличение показаний акустического каротажа и сопротивления (рисунок 4.17). Пористость нижнепонтических пород-коллекторов изменяется от 25% до 30% по результатам интерпретации материалов ГИС.

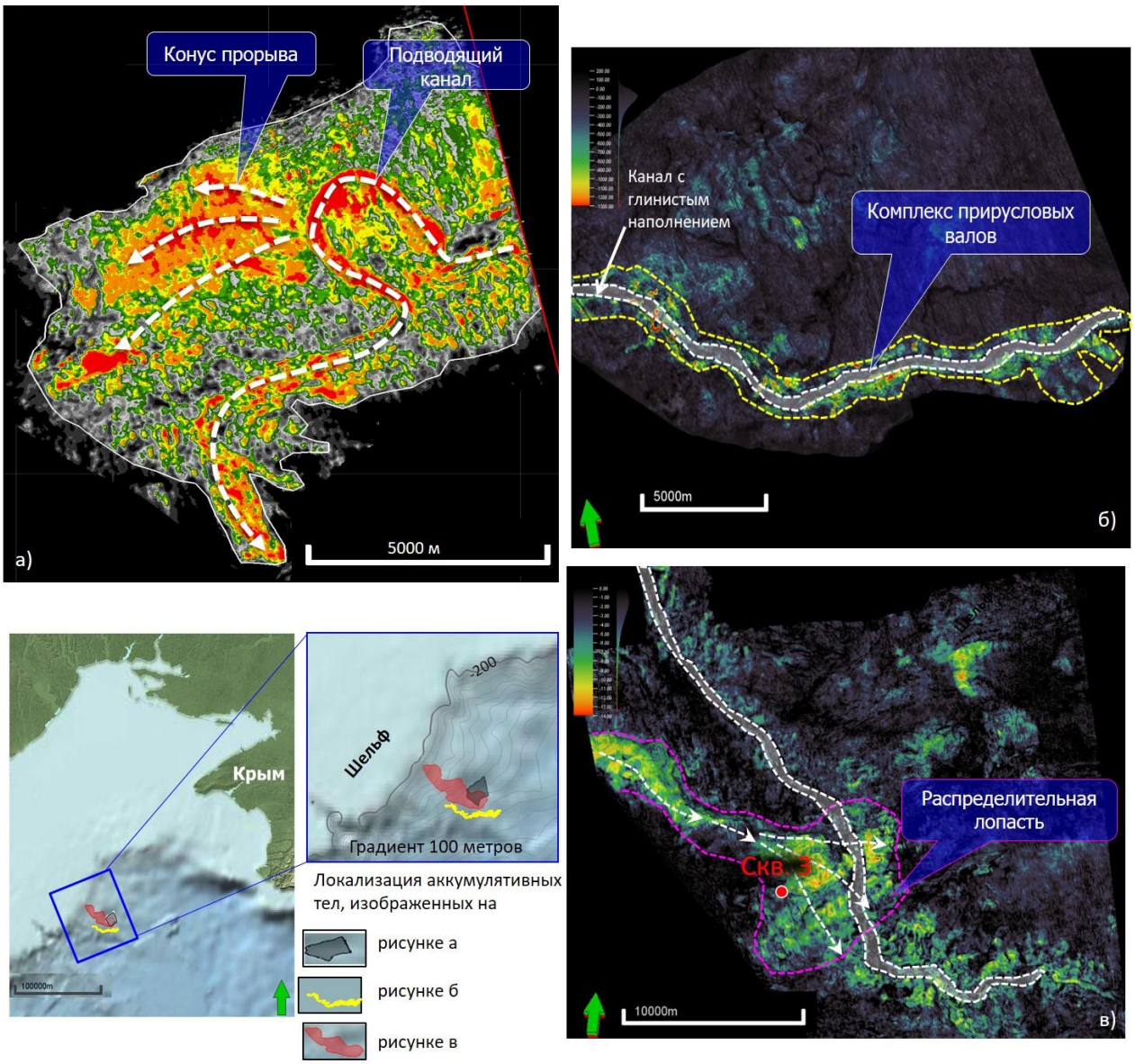


Рисунок 5.15 а) Подводящий канал и конус прорыва, б) комплекс прирусловых валов, в) распределительная лопасть склонового конуса выноса. Все примеры из сейсмического куба 3Д

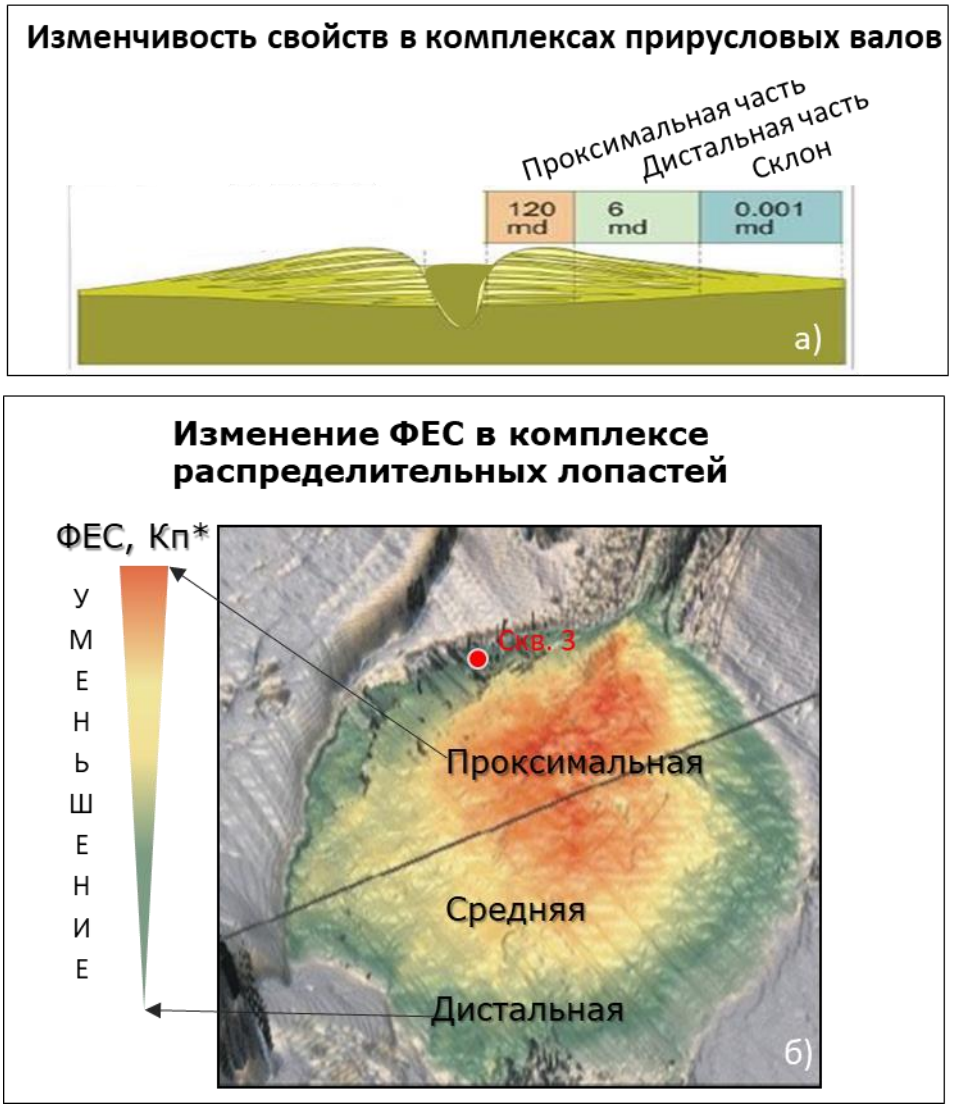
Прогноз пород-коллекторов в областях, не охарактеризованных скважинными данными, был выполнен на основе AVO анализа сейсмических данных с учетом результатов AVO моделирования в скважинах, также использовался сейсмофациальный и динамический анализы (глава 4.2). Как было отмечено в главе 4.2, обобщение полученных результатов показало, что большинство сейсмических аномалий по своей форме и пространственной ориентации позволили выделить комплексы подводных конусов выноса, в которых определены:

- подводящие каналы;
- прирусловые валы;
- распределительные лопасти.

Комплексы подводящих каналов скважинами в области исследования не охарактеризованы. По сейсмическим данным, а также в соответствии с результатами сиквенс-стратиграфического анализа отложения комплекса подводящих каналов ожидаются в области исследования (рисунок 5.15а). В верхнемиоценовом разрезе северо-западной части Черного моря каналы представляют собой элементы линейной конфигурации, ориентированные в южном и юго-восточном направлениях. Ширина выделенных по сейсмическим данным каналов изменяется от 0,5 до 3,5 км, длина в пределах съемки 3Д достигает 25 км. Комплексы подводящих каналов могут содержать песчаные пласты со значительными толщинами (20-100 м) и высокими коллекторскими свойствами (пористость 20% – 30%, проницаемость от 50 мД до нескольких Д), как показывает мировой опыт изучения подобных объектов [Weimer P. and Slatt R.M., 2006, Mitchum, R. M. and Wach G., 2002]. Благодаря сложному внутреннему строению, они могут характеризоваться относительно низкой связностью песчаных тел. Также каналы могут характеризоваться низким коэффициентом песчанистости, или быть заполнены глинистым материалом. В последнем случае они характеризуются пониженными амплитудами на сейсмических данных (канал, показанный на рисунке 5.15б). Подводящий канал на рисунке 5.15а напротив демонстрирует яркие амплитудные аномалии, и, таким образом, риск заполнения его глинистыми отложениями является минимальным.

Отложения подводящих каналов последовательно переходят в комплекс *прирусловых валов* по латерали в направлении от осевой зоны каналов [Weimer P. and Slatt R.M., 2006, Mitchum, R. M., and Wach G., 2002]. Данный комплекс отложений скважинными данными в области исследования не охарактеризован. В комплексах прирусловых валов обычно наблюдается существенное снижение коллекторских свойств по латерали в направлении от осевой зоны каналов (рисунок 5.16а) [Bernhardt A. et al., 2011]. Таким образом, в ближней зоне каналов в комплексе прирусловых валов можно ожидать наличие пород-коллекторов с

лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, чем в дистальных частях данного комплекса. Комплексы прирусловых валов были выделены на нескольких уровнях в верхнемиоценовом интервале разреза по материалам 3Д сейсморазведки (рисунок 5.15б).



*Кп – коэффициент песчанистости

Рисунок 5.16 а) Изменение проницаемости в комплексе прирусловых валов, по данным Bernhardt A. et al., 2011; б) уменьшение коллекторских свойств в комплексе распределительных лопастей по направлению от проксимальной к дистальной части (положение скважины 3 показано условно)

В дистальных частях *комплекса распределительных лопастей* скважинами 2 и 3 охарактеризованы породы-коллекторы. Пористость вскрытых скважинами пород-коллекторов изменяется от 22% до 36%, проницаемость - от 1 мД до 22 мД. Известно, что в комплексах распределительных лопастей имеет место снижение коллекторских свойств в направлении от проксимальной к дистальной частям (рисунок 5.16б). Для проксимальной

части характерны песчаные покровы значительной протяженности с относительно большими толщинами и высокими значениями ФЕС [Weimer P. and Slatt R.M., 2006]. По этой причине, в проксимальных частях распределительных лопастей ожидаются породы-коллекторы с лучшими ФЕС, чем в интервалах коллекторов, охарактеризованных скважинами 2 и 3. Комплексы распределительных лопастей были выделены по материалам 2Д и 3Д сейсморазведки (рисунок 5.15в) на нескольких уровнях в верхнемиоценовой части разреза. Закартированные по материалам 2Д сейсморазведки распределительные лопасти имеют вытянутую размерность (ширина около 5 км, длина 100-150 км) (рисунок 4.15). Распределительные лопасти, выделенные по материалам сейсмического куба 3Д, характеризуются размерами от 6-12 км в ширину, до 7-15 км в длину (рисунок 5.15в).

Таким образом, породы-коллекторы в верхнемиоценовых отложениях связаны с подводными конусами выноса и характеризуются локальным распространением (рисунок 5.15, 5.17).

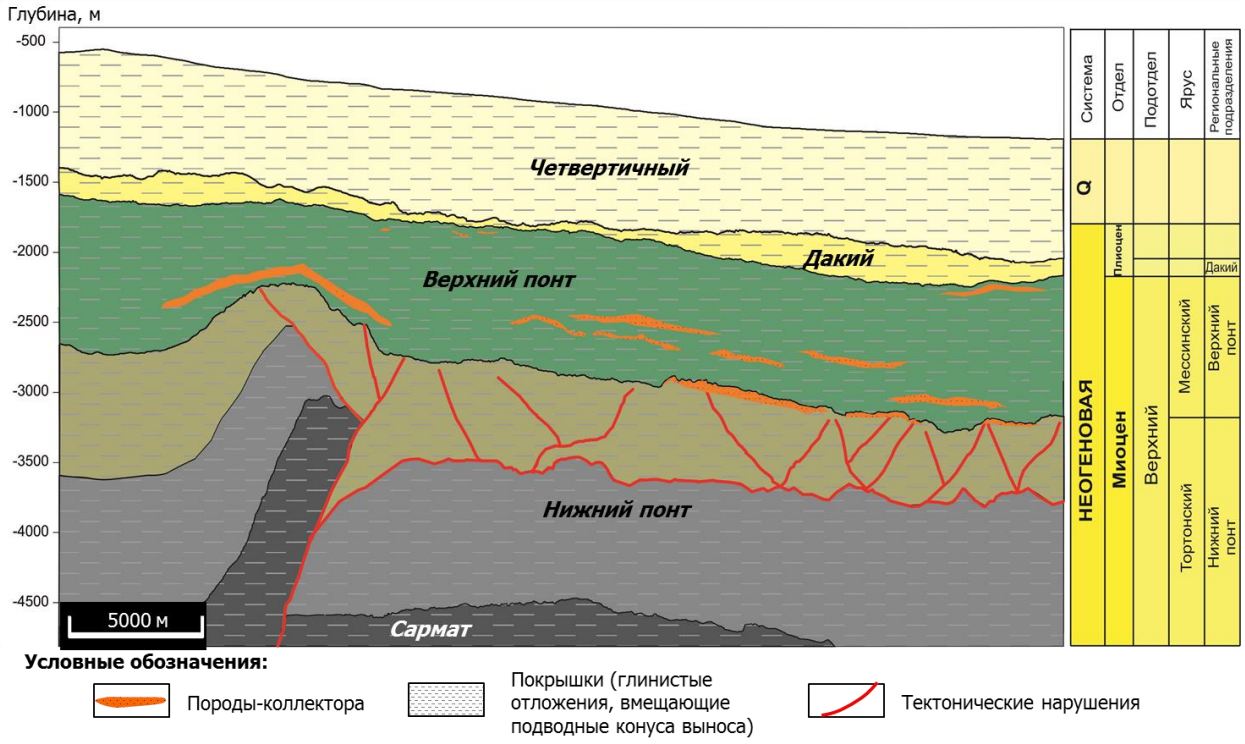


Рисунок 5.17 Пример геологического разреза верхнемиоценовых отложений (построен по материалам сейсмического куба 3Д)

Флюидоупоры

По описанию шлама, керна, а также интерпретации ГИС скважин 1, 2 и 3 верхнемиоценовые отложения характеризуются преимущественно глинистым составом. В ряде скважин, пробуренных в области склона, толщина глин превышает 2 км (рисунок 4.17). Глинистые осадки позднемиоценового возраста, вмещающие песчаные пласты подводных

конусов выноса, характеризуются хорошими экранирующими свойствами, подтвержденными аналогами ближайших месторождений (Лира, Домино и другие). В зоне шельфа, прилегающего к п-ову Крым, эффективные флюидоупоры в верхнемиоценовых отложениях отсутствуют.

Флюидоупоры позднемиоценового возраста по описанию шлама представлены аргиллитами серыми до темно-серых, от мягких до умеренно плотных, пластичными, слабокарбонатизированными. Специальные исследования по определению экранирующих свойств верхнемиоценовых глинистых отложений не проводились.

Разрывные нарушения, определенные в области склона (рисунок 4.12), в большинстве своем рассматриваются как экранирующие. Такие выводы сделаны, во-первых, по причине отсутствия сейсмических аномалий в областях, где разрывные нарушения доходят до поверхности дна моря. Во-вторых, миоценовые отложения, как уже было сказано выше, характеризуются преимущественно глинистым составом в области склона, поэтому риск проницаемости по разломам рассматривается как минимальный (разлом является проницаемым в том случае, когда по разные стороны от поверхности сместителя находятся проницаемые породы (песчаники и другие)).

5.3 Типы ловушек УВ

В верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря открыто 8 месторождений УВ. Подробно описать строение ловушек большинства месторождений (7 из 8 месторождений) не представляется возможным, так как по ним мало доступной информации. По этой причине типы ловушек УВ в настоящем исследовании будут рассмотрены на примере месторождения Лира, локальных структур, вскрытых скважинами 1 и 2, а также ловушек, предполагаемых по результатам интерпретации сейсмических данных 3Д. Нужно отметить, что по имеющимся сейсмическим профилям 2Д, в области склона и подножия Западно-Черноморской впадины в верхнемиоценовом комплексе отложений структуры выявлены не были, что связано с достаточно низким качеством записи и значительным расстоянием между профилями.

К образованию антиклинальных структур в миоценовых отложениях северо-западной части Черного моря привели процессы гравитационной тектоники (смотри главу 4.1). Наиболее значительные по площади структуры закартированы вблизи кровли нижнепонтических отложений. Площади выявленных структур по максимальным замкнутым изогипсам изменяются от 15 до 90 км^2 (рисунок 5.18). В формировании ловушек тыловой части комплекса гравитационного оползания (структуры 1, 2 и 3 на рисунке 5.18) важную роль играют разрывные нарушения. В частности, экранирование ловушек по непроводящим разломам предполагается в следующих зонах: структура 1 – экранирована разломом с южной стороны, структура 2 – с севера и северо-запада и структура 3 – с северо-западной стороны. Структуры 4 и 5 образуют субширотную цепочку поднятий, сформированных во фронтальной части гравитационного комплекса (рисунок 5.18).

Скважина 1 была пробурена в районе структуры 2. По результатам бурения скважина оказалась сухой (в разрезе, вскрытом скважиной, отсутствуют породы-коллекторы). Полученные результаты наряду с установленными особенностями распространения пород-коллекторов (породы-коллекторы связаны с подводными конусами выноса, и характеризуются локальным распространением) говорят о том, что наличие чисто структурных ловушек в породах позднемиоценового возраста в регионе маловероятно.

В качестве основных в верхнемиоценовых отложениях следует ожидать ловушки, сочитающие элементы структурных, литологических и тектонических факторов. Это подтверждают и открытые на сегодняшний день месторождения УВ. В литологически и тектонически экранированных ловушках в тыловой части комплекса гравитационного оползания открыты месторождения Ана, Дойна и Кобальческу, во фронтальной части – месторождения Лира (рисунок 5.19), Домино.

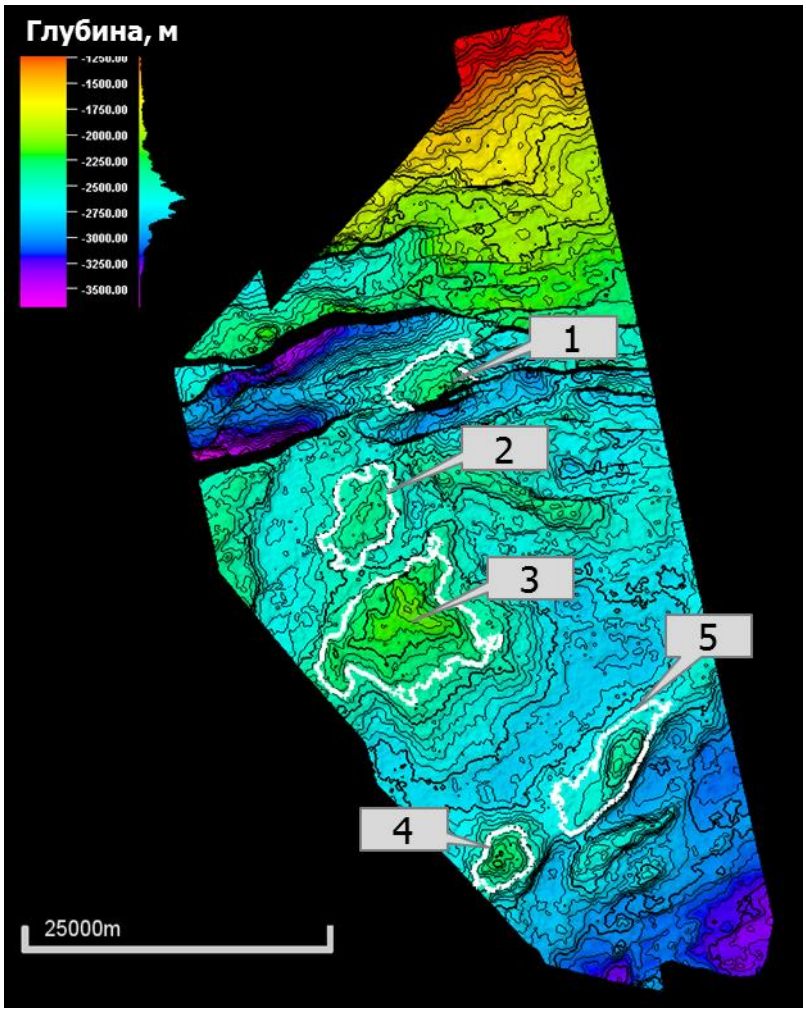


Рисунок 5.18 Антиклинальные структуры, выделенные по кровле нижнепонтических отложений. Белым цветом показаны максимальные замыкающие изогипсы

Месторождение Лира связано со структурно-литологической ловушкой, выделенной в нижней части верхнепонтических отложений. В плане ловушка ограничена изогипсой минус 2500 м, характеризуется размерами 3,8 х 8,6 км при высоте 350 м, площадь составляет 31,2 км^2. В пределах антиклинального поднятия песчаные отложения (на рисунке 5.19 яркие амплитудные аномалии ассоциируются с областью распространения песчаных тел) выклинивается в западном направлении вверх по структуре (рисунок 5.19).

По аналогии с открытыми месторождениями по материалам сейсморазведки 3Д прогнозируется наличие литологически и тектонически экранированных ловушек в тыловой (рисунок 5.20) и фронтальной частях комплекса гравитационного оползания. Площади выявленных ловушек изменяются от 10 до 50 км^2, амплитуды – от 120 до 400 метров. В качестве примера на рисунке 5.20 приведена тектонически экранированная ловушка, выделенная вблизи кровли нижнепонтических отложений. Ограничена ловушка изогипсой минус 2870 м, характеризуется размерами 10 х 4,4 км, площадь 43 км^2, амплитуда – 175 м. В северо-западной части ловушка экранирована непроводящим разрывным нарушением.

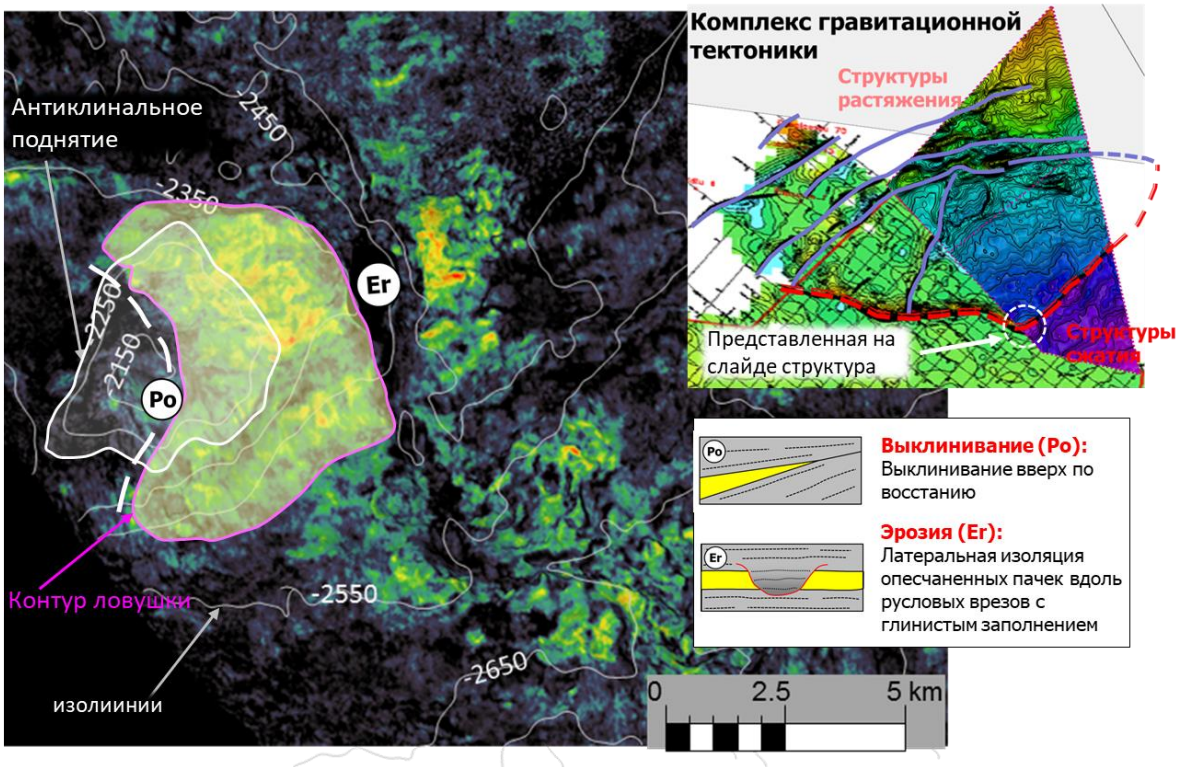


Рисунок 5.19 Месторождение Лира пример структурно-литологической ловушки (из сейсмического куба 3Д). Фиолетовым цветом показан контур литологического ограничения объекта

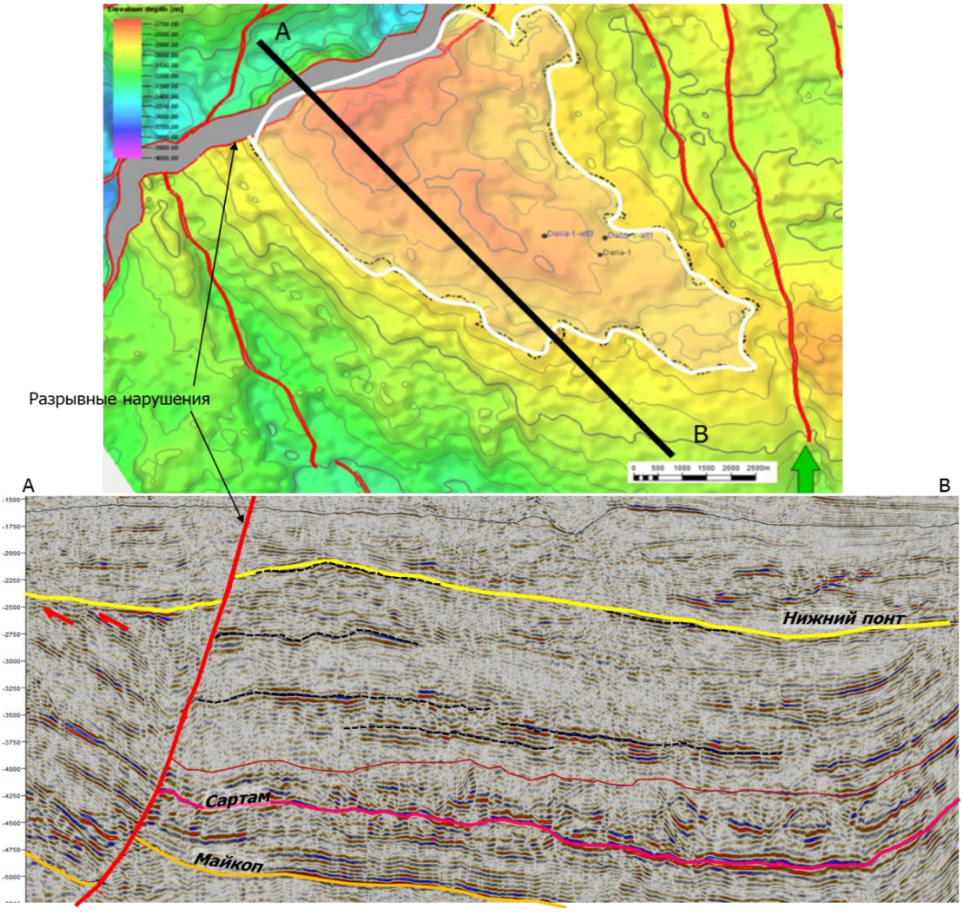


Рисунок 5.20 Тектонически экранированная ловушка в тыловой части комплекса гравитационного оползания (по материалам сейсморазведки 3Д)

На разных уровнях в верхнемиоценовых отложениях по материалам сейсморазведки 3Д прогнозируется широкое развитие литологических ловушек в областях, не затронутых гравитационной тектоникой. На сегодняшний день в области исследования месторождения УВ в ловушках данного типа не открыты. На сейсмических данных прогнозируемые литологические ловушки характеризуются достаточно яркими амплитудными отражениями, которые по динамическим характеристикам схожи с продуктивными отложениями месторождения Лира. Все выделенные литологические ловушки связаны с аккумулятивными телами подводных конусов выноса. Литологические ловушки выделены в интервале глубин от 1800 до 3200 м, площади объектов изменяются от 5 до 70 км^2 (для большинства объектов не превышают 30 км^2), амплитуды – от 150 до 500 метров.

На рисунке 5.21 представлены литологические ловушки, выделенные вблизи кровли верхнепонтических отложений. Коллектор связан с песчано-алевритовыми породами прирусловых валов. Предполагается замещение по латерали опесчаненных отложений прирусловых валов изолирующими глинистыми породами. Литологические ловушки выделены в интервале глубин от 1800 до 2300 м, площади объектов изменяются от 5 до 15,5 км^2, амплитуда не превышает 350 м.

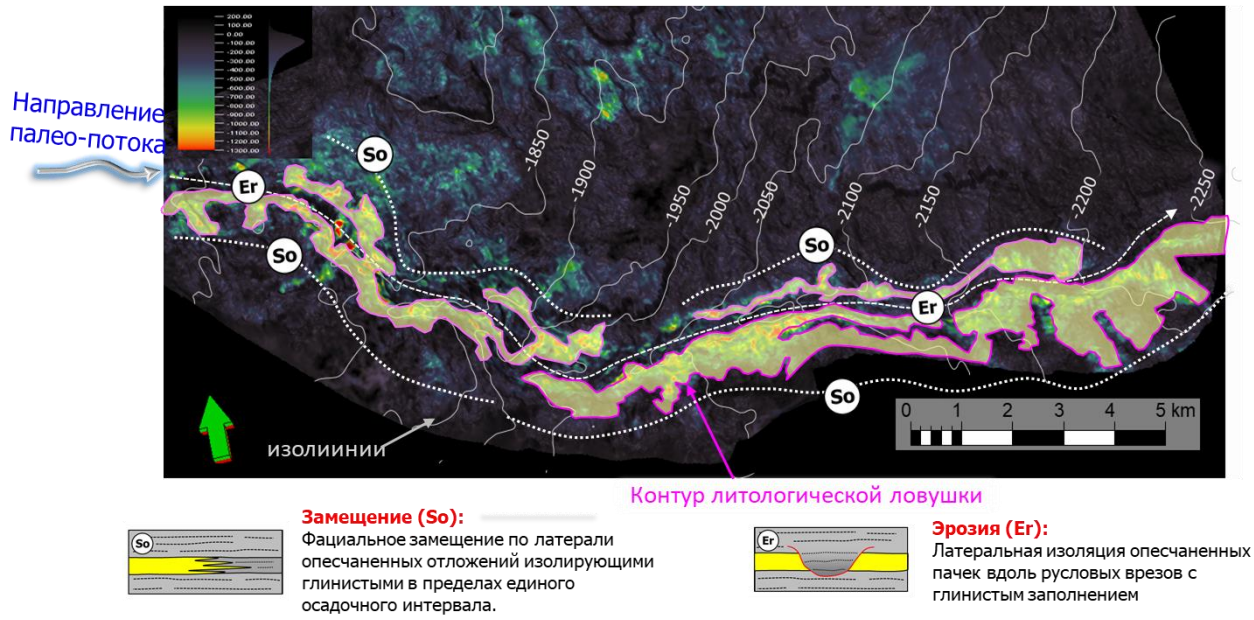
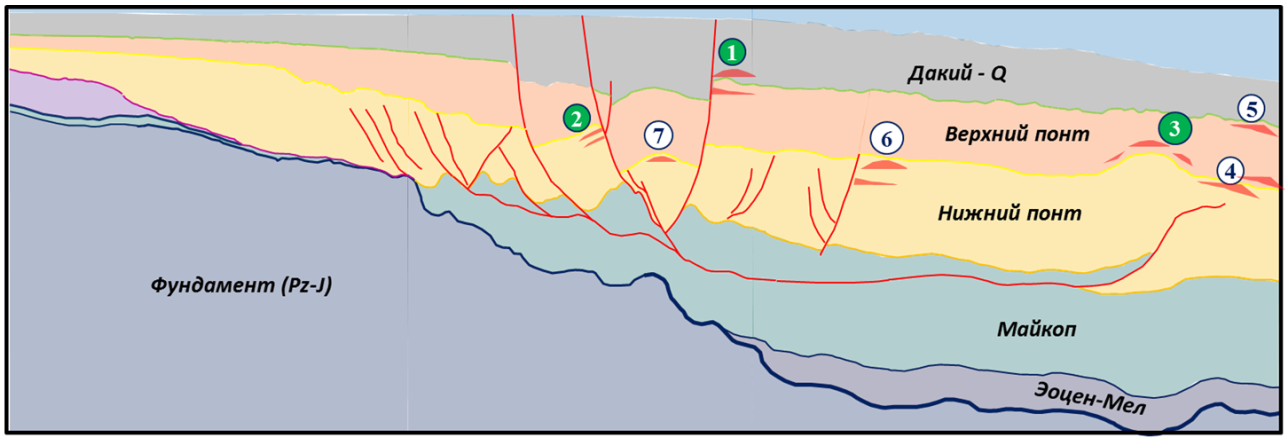


Рисунок 5.21 Пример литологических ловушек, выделенных вблизи кровли верхнепонтических отложений (из сейсмического куба 3Д)

На геологическом разрезе, представленном на рисунке 5.22, схематически изображены ожидаемые в области исследования типы ловушек. В тыловой и фронтальной частях комплекса гравитационного оползания залежи УВ связаны с ловушками, сочетающими элементы структурных, тектонических и литологических факторов. В зонах,

незатронутых гравитационными процессами, перспективы открытия залежей УВ связаны с ловушками литологического типа.



***Месторождения миоценовой УВ-системы связаны с ловушками**, сочетающими элементы структурных, тектонических и литологических факторов*

1 **Ана, Дойна**

2 **Кобальческу**

3 **Лира, Домино**

Прогнозируемые по сейсмическим данным ловушки

4 5 *Литологические ловушки*

6 7 *Тектонически и литологически экранированные ловушки*

Рисунок 5.22 Предполагаемые типы ловушек в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря

6. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЭВОЛЮЦИИ МИОЦЕНОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ

6.1 Построение трехмерной бассейновой модели

Трехмерная бассейновая модель интегрирует в себе результаты широкого спектра геолого-геофизических и геохимических исследований, проводившихся в северо-западной части акватории Черного моря. Результаты моделирования позволяют лучше понять историю формирования бассейна, развитие элементов УВ систем и выполнить прогноз зон нефтегазонакопления.

Бассейновое моделирование в северо-западной части Черного моря выполняется не впервые. Известны работы по бассейновому моделированию специалистов компании OMV Petrom [Oteleanu A. et al., 2014; Radu Olaru-Florea et al, 2014]. В обеих работах в качестве основной продуцирующей толщи рассматриваются глины майкопской серии, в отложениях миоценового возраста авторы НГМ породы не выделяют. Основным недостатком данных моделей видится отсутствие объяснений генезиса биогенного газа, заполнившего залежи в верхнемиоценовых отложениях северо-западной части Черного моря.

Автор настоящей работы в качестве основной цели бассейнового моделирования рассматривает следующее: восстановление процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ в верхнемиоценовой части разреза, а также определение типа флюида в ловушках позднемиоценового возраста.

Область трехмерного бассейнового моделирования включает в себя часть румынского шельфа и прилегающий к нему склон (рисунок 6.1). Площадь 3Д бассейновой модели порядка 10 000 кв.км, толщина осадочного чехла достигает 10 км. В область моделирования попадают 5 скважин: Олимпийская-400, Десантная-1, 1, 2 и 3 и 4 месторождения УВ – Лира, Калифар, Дельфин и Олимпийское (рисунок 6.1).

Трехмерная бассейновая модель построена в ПО Petromod (компании «Шлюмберже»). Построение бассейновой модели включает следующие основные этапы:

- ✓ построение структурно-тектонической модели;
- ✓ литологическое насыщение модели;
- ✓ выделение элементов УВ систем – нефтегазоматеринские породы, породы-коллекторы, флюидоупоры;
- ✓ определение теплового режима бассейна и калибровка истории его изменения по времени и по площади

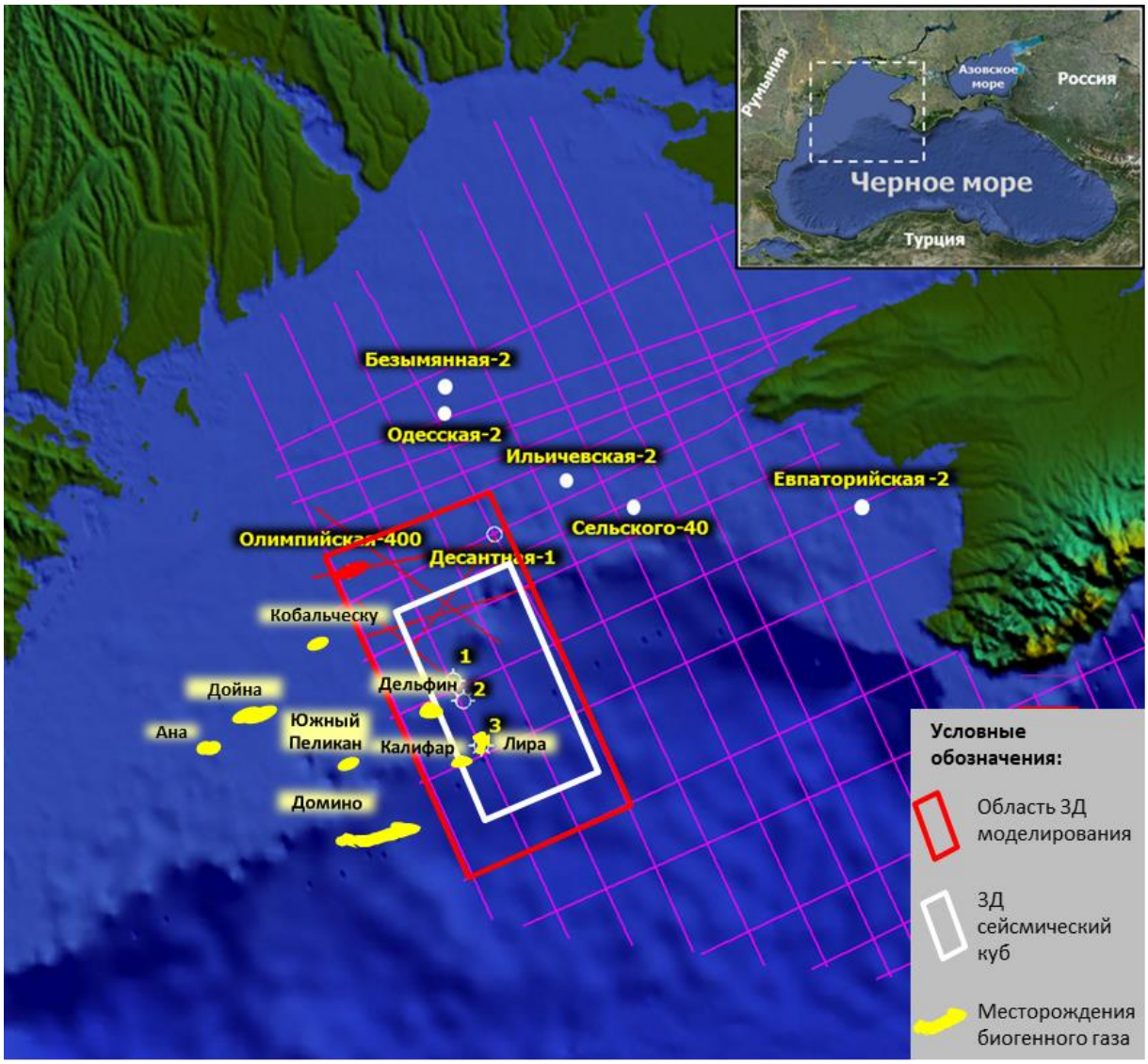


Рисунок 6.1 Область трехмерного бассейнового моделирования

Создание структурного каркаса

Для формирования структурного каркаса модели было использовано 11 структурных поверхностей от фундамента (подошвы нижнемеловых отложений) до дна моря (рисунок 6.2). Всего в модели задано 12 слоев. Для более корректной интеграции в бассейновую модель геологических тел, соответствующих породам-коллекторам и нефтегазоматеринским толщам, в верхнемиоценовой части разреза каждый слой разбивался на несколько подслоев: интервал верхнего понта разбит на 40 подслоев, интервал нижнего понта - на 50 подслоев. В структурный каркас трехмерной модели были встроены 57 плоскостей разрывных нарушений (рисунок 6.3), часть из которых доходит до поверхности дна моря. Разломы в модели определены как экранирующие.

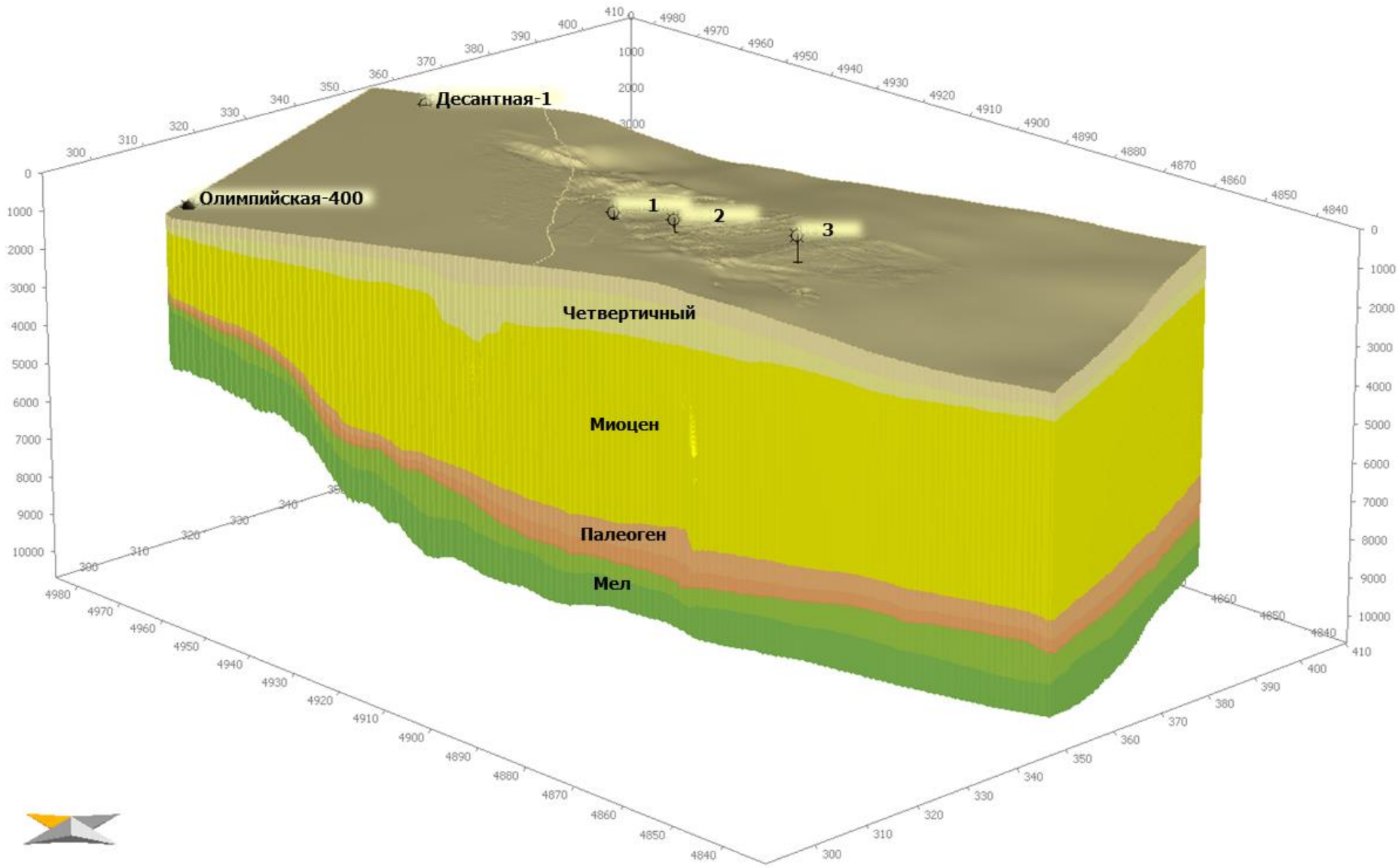


Рисунок 6.2 Структурный каркас трехмерной бассейновой модели

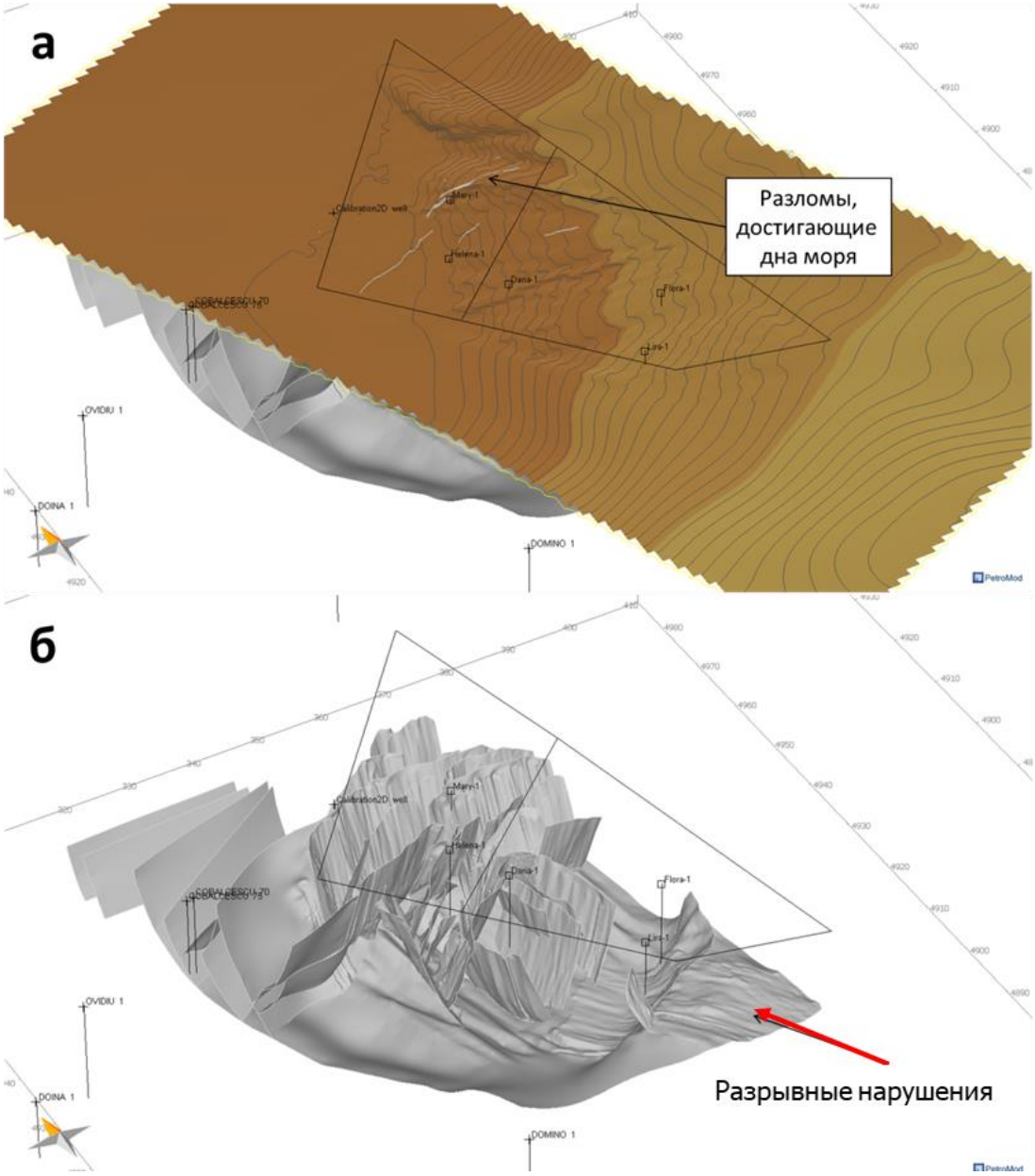


Рисунок 6.3 Разрывные нарушения в модели (а – разломы, достигающие поверхности дна моря; б – трехмерная модель разломов)

Литологическое насыщение модели. Задание элементов УВ систем

Для литологического насыщения модели были использованы результаты интерпретации скважинных данных, сиквенс-стратиграфического и динамического анализов сейсмических данных. Каждому выделенному слою была присвоена соответствующая литология. Для отложений шельфовой области, а также глубоко залегающих пород, не вскрытых скважинами 1, 2 и 3, процентное соотношение глин, алевролитов, песчаников и известняков было принято по аналогии со скважиной Олимпийская-400 (таблица 6.1). Для неоген-четвертичных отложений склона и глубоководного бассейна литологический состав пород принят по аналогии со скважинами 1, 2 и 3 (таблица 6.2).

Таблица 6.1 Литологический состав для отложений шельфовой области и глубоко залегающих пород, не вскрытых скважинами 1, 2 и 3 (по скважине Олимпийская-400)

Пласты	**Содержание**			
	Глина	**Алевролит**	**Песчаник**	**Известняк**
	%	%	%	%
Четвертичный	60	14	26	
Дакий	16	5	79	
Верхний понт	43	8	49	
Нижний понт	85	11	4	
Майкоп	79	21		
Верхний эоцен	100			
Средний эоцен				100
Верхний палеоцен	89	11		
Нижний палеоцен	18			82
Верхний мел	19		16	65
Нижний мел	39	52	5	4

Таблица 6.2 Литологический состав для верхнемиоценовых отложений склона и глубоководной части (по скважинам 1, 2 и 3)

Пласты	**Содержание**			
	Глина	**Алевролит**	**Песок**	**Песчаник**
	%	%	%	%
Дакий	71	25	3	
Верхний понт	75	21	0	4
Нижний понт	72	24		4

Подробно выделение элементов УВ системы описано в главе 5. В бассейновую модель интервалы верхнемиоценовых пород-коллекторов заданы по средствам интеграции выделенных по сейсмическим данным аккумулятивных тел, соответствующих подводным конусам выноса, в ячеистую бассейновую модель. На рисунках 6.4-6.5 показаны встроенные в трёхмерную бассейновую модель породы-коллекторы.

Верхнемиоценовые отложения, вмещающие подводные конуса выноса характеризуются преимущественно глинистым составом и рассматриваются в модели в качестве экранирующих толщ.

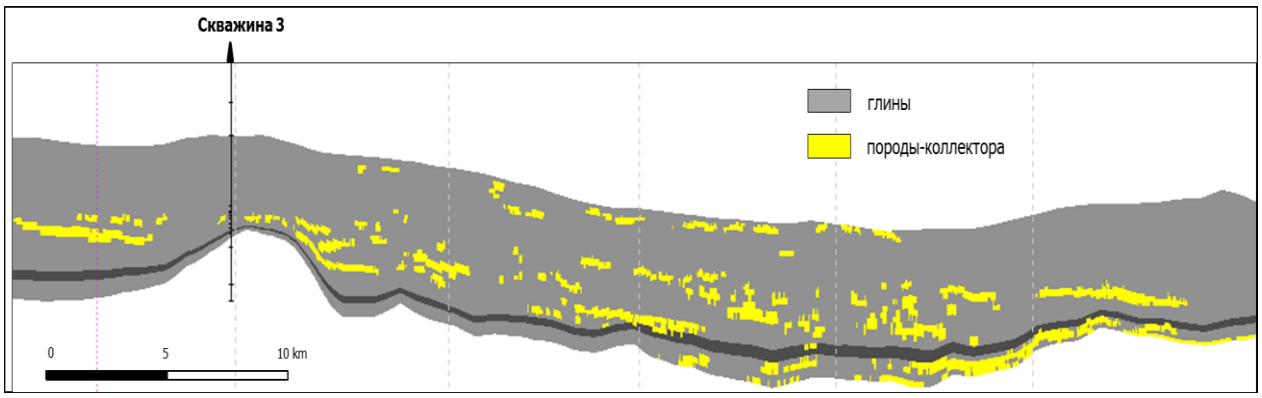


Рисунок 6.4 Литологический разрез в интервале верхнепонтических отложений из трехмерной бассейновой модели

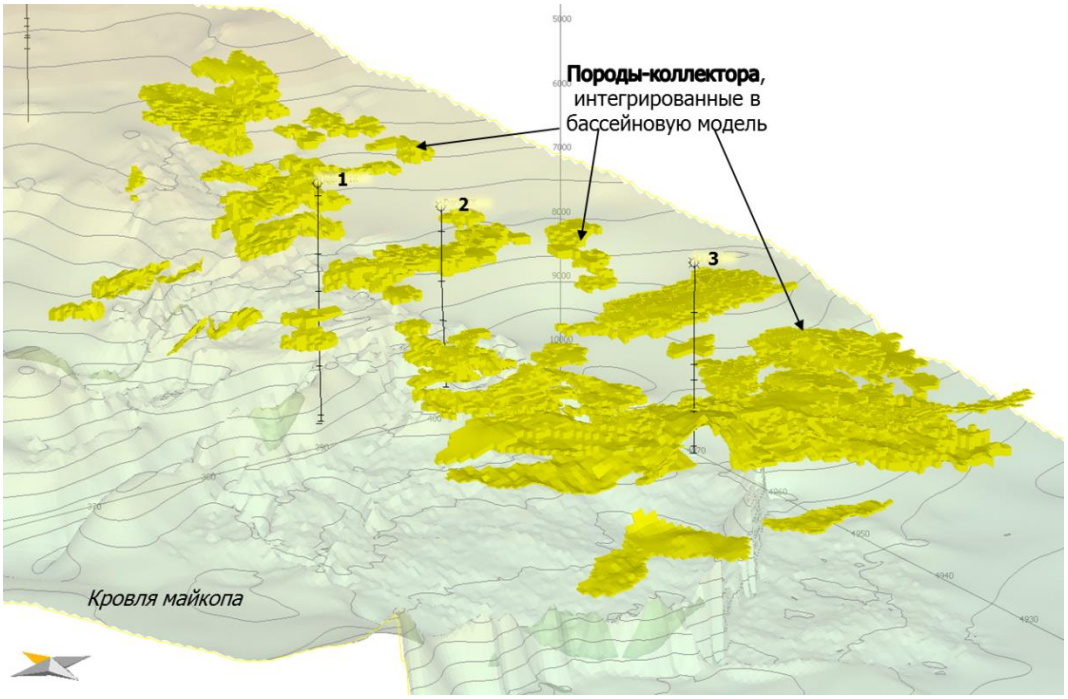


Рисунок 6.5 Трехмерная визуализация пород-коллекторов верхнемиоценовой части разреза из бассейновой модели

По результатам анализа геохимических и литературных данных в разрезе северо-западной части Черного моря было выделено 4 нефтегазоматеринских толщи: нижнемеловая, верхнеэоценовая, майкопская и миоценовая. Свойства НГМ толщ, использованные при бассейновом моделировании, приведены в таблице 6.3, кинетические модели представлены на рисунке 6.6.

Таблица 6.3 Сводные данные по генерационным свойствам НГМ толщ, использованные при бассейновом моделировании

НГМТ	**Нижнемеловая**	**Верхнеэоценовая**	**Майкопская** (нижняя часть)	**Миоценовая**
С орг мед, %	2.6	4.5	4.5	2.5
HI мед, мг УВ/г Сорг	210	350	350	350
Толщина, м	30	30	50	Карта толщин по сейсмическим данным 3Д

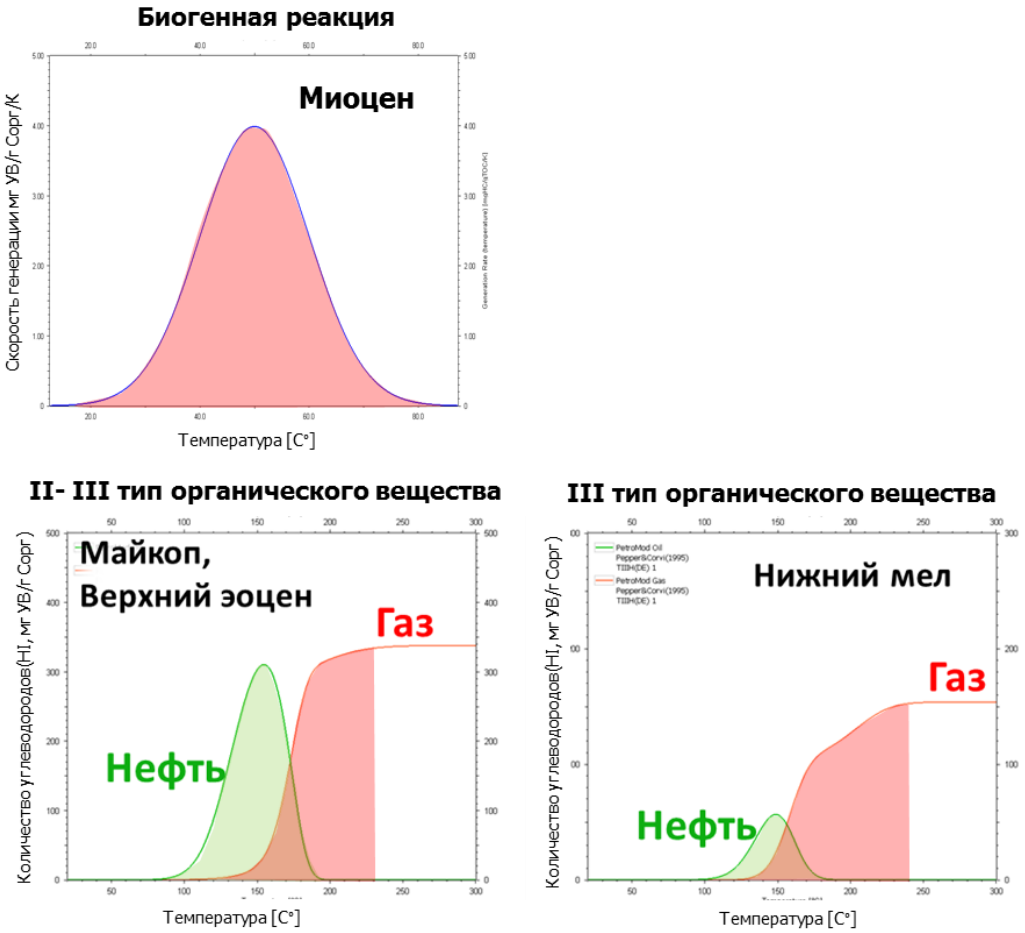


Рисунок 6.6 Кинетические реакции деструкции ОВ, использованные при бассейновом моделировании

Тепловая история бассейна. Калибровка модели по скважинным данным

В ходе регионального анализа акватории было установлено, что активный рифтогенез происходил на рубеже ранне - и позднемеловых эпох. Характерные для фазы рифтинга значения теплового потока составляют 80-95 мВт/м^2 [Allen&Allen, 2005] (рисунок 6.7). Дальнейшее уменьшение значений теплового потока связано с этапом термального погружения пострифтовых впадин в палеоценовую и эоценовую эпохи. Накопление

значительных мощностей осадков за короткий период в третичное время привело к понижению теплового потока. Современные значения теплового потока откалиброваны на температуру по скважинам: Олимпийская-400, Десантная-1, 1, 2 и 3. Тепловая история, характерная для региона на сегодняшний день, была характерна для него и на момент накопления миоценовой толщи.

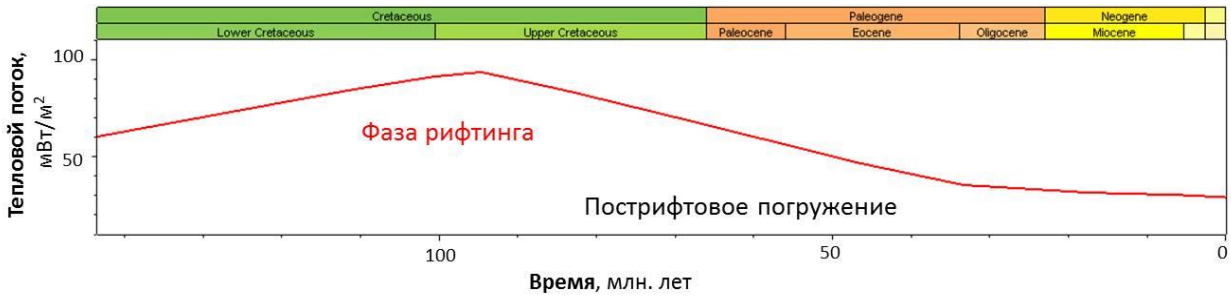


Рисунок 6.7 Характер изменения теплового потока во времени, принятый в 3Д бассейновой модели

Для контроля качества модели использовались показатели отражательной способности витринита (эталона диагностики градаций катагенеза), современных температур (калибровка современного теплового потока) по скважинам, расположенным как в пределах шельфовой области: Олимпийская-400 (рисунок 6.8), Десантная-1 (рисунок 6.9), так и на склоне скважина 1 (рисунок 6.10). Результаты калибровки тепловой истории модели показывают хорошую сходимость с реальными (скважинными) данными.

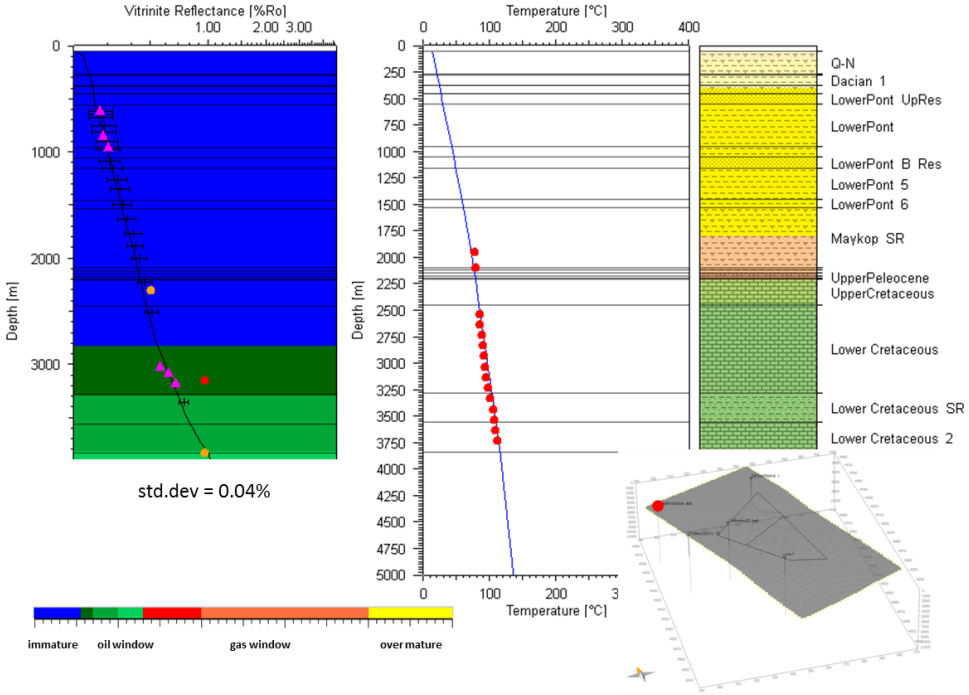


Рисунок 6.8 Калибровка значений отражательной способности витринита и температуры по скв. Олимпийская-400 (по Sweeney& Burnham, 1990)

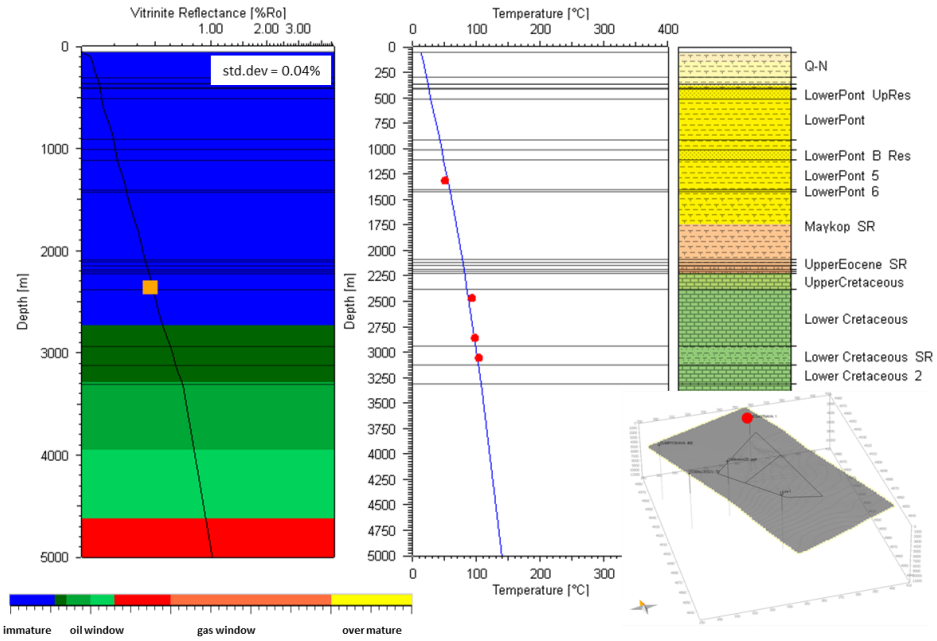


Рисунок 6.9 Калибровка значений отражательной способности витринита и температуры по скв. Десантная-1 (по Sweeney& Burnham, 1990)

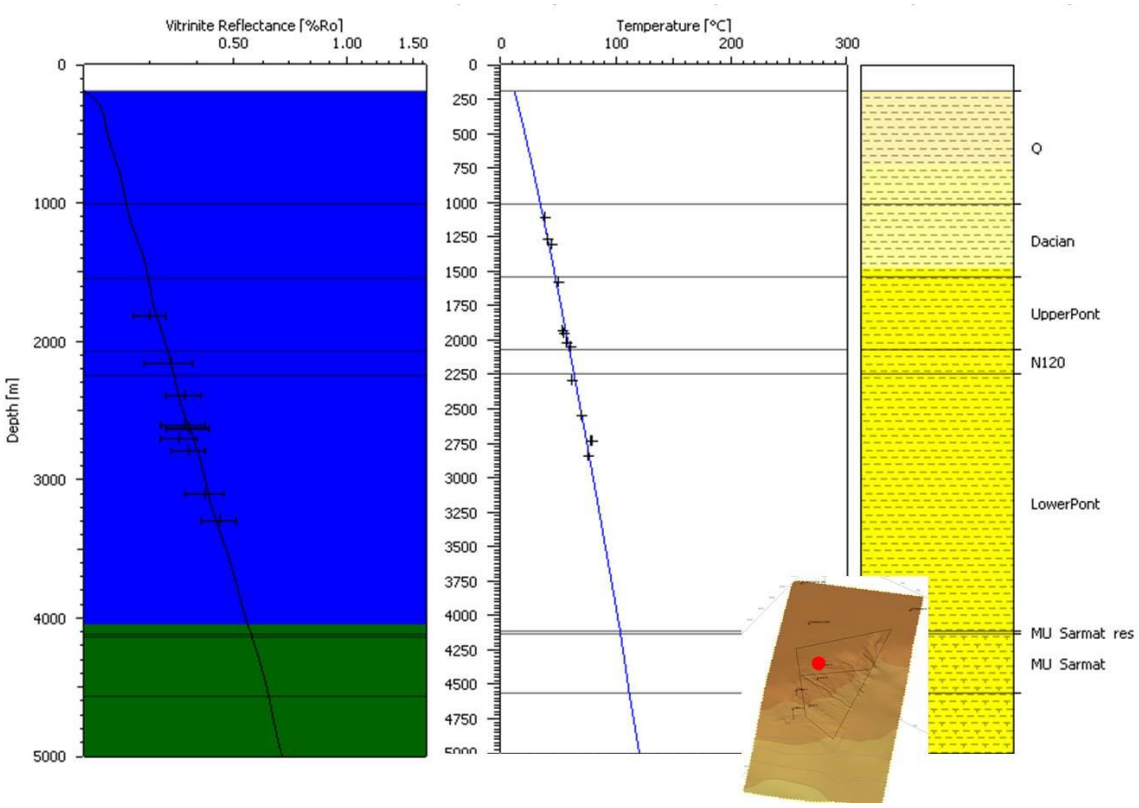


Рисунок 6.10 Калибровка значений отражательной способности витринита и температуры по скважине 1 (по Sweeney& Burnham, 1990)

6.2 Анализ результатов бассейнового моделирования

6.2.1 Степень преобразованности НГМ толщ

Изменение температур по разрезу осадочного чехла показано на рисунке 6.11. На разрезе, проходящем через скважины 2 и 3 видно, что для миоценовой части разреза (до майкопской толщи) характерны температуры от 30°С до 100°С (в наиболее погруженных частях).

По результатам восстановления тепловой истории были определены степень зрелости нефтегазоматеринских толщ и глубины зон генерации УВ. Главная зона нефтеобразования в области шельфа находится на глубинах порядка 3000 метров (рисунок 6.8, 6.9), в области склона - 4000 метров (рисунок 6.12). Главная зона газообразования на шельфе находится на глубинах около 5000 метров (рисунок 6.9), в области склона - порядка 7500 метров (рисунок 6.12).

В современных условиях нижнемеловая НГМ порода является наиболее преобразованной. На большей части области исследования степень преобразованности отложений раннемелового возраста соответствует градациям катагенеза МК4-МК5 (зона генерации жирного газа), в наиболее приподнятой зоне шельфа отложения находятся на стадии протокатагенеза (рисунок 6.13).

Степень преобразованности отложений верхнеэоценовой и майкопской НГМ толщ соответствует градациям катагенеза МК2-МК3 (зона нефтяного окна), в зоне шельфа отложения находятся на стадии протокатагенеза (рисунок 6.13).

Трансформация керогена нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской НГМ породами началась около 30 млн. лет назад и связана со значительным прогибанием бассейна вследствие накопления мощной майкопской толщи.

Миоценовые НГМ породы на сегодняшний день катагенетически слабо преобразованы и могут являться источником биогенного газа (рисунок 6.13).

Биогенный газ образуется в термически незрелой толще пород, обогащенных органическим веществом, в диагенезе и на ранних стадиях катагенеза. По мнению ряда исследователей [Zeikus J.G. and Winfrey M.R., 1976, Whiticar M.J., Faber E., Schoell M., 1986, Clayton C., 2010], образование биогенного метана в условиях морского бассейна происходит за счет восстановления CO2 водородом, при температурах 40-60°С в результате метаболических процессов метангенерирующих бактерий. Существование консорциума метангенерирующих бактерий на глубинах свыше 500 м доказано экспериментально в работе Cragg B.A. et al., 1992 г.

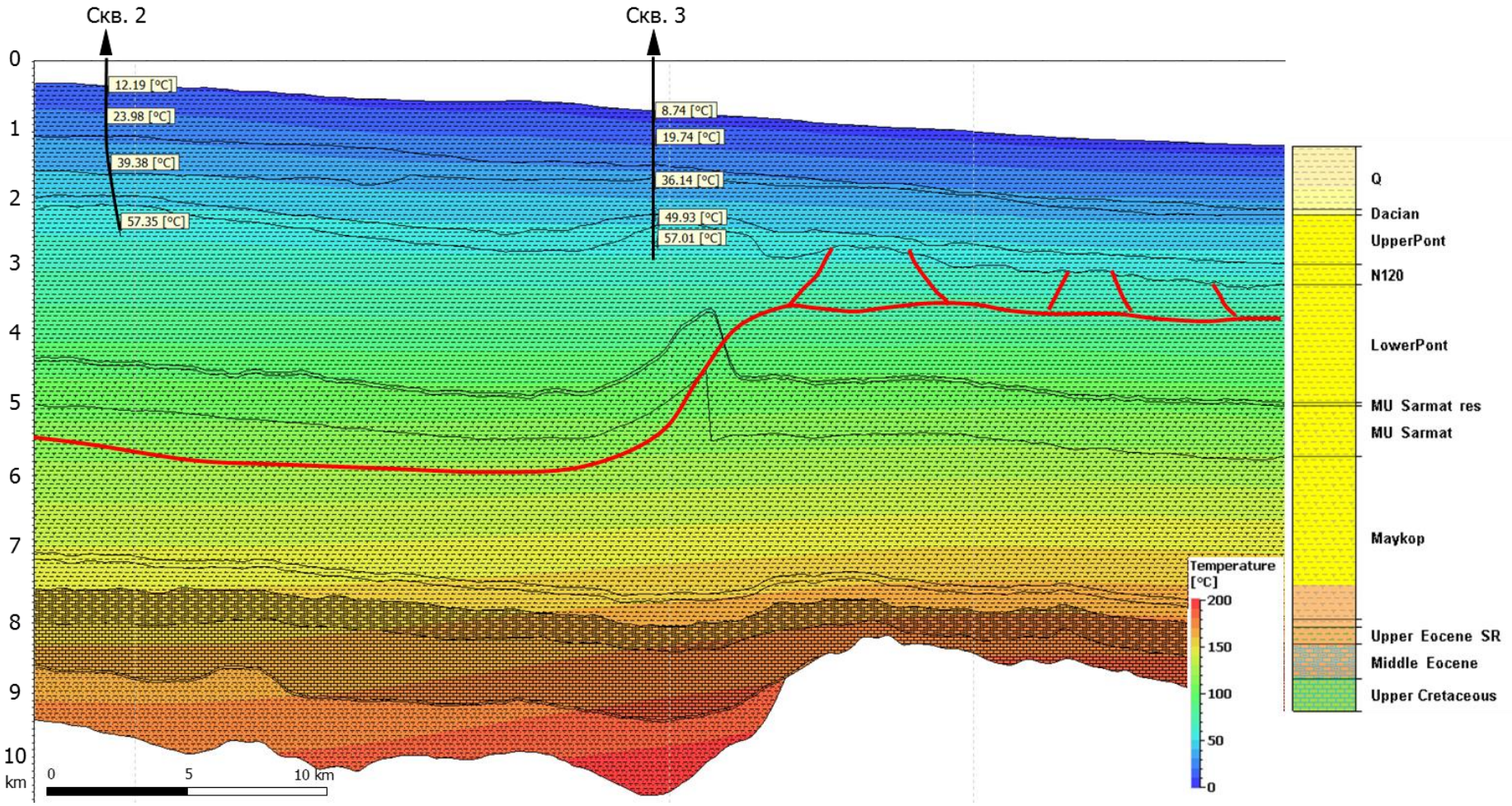


Рисунок 6.11 Разрез из трехмерной бассейновой модели, показывающий изменение современных температур

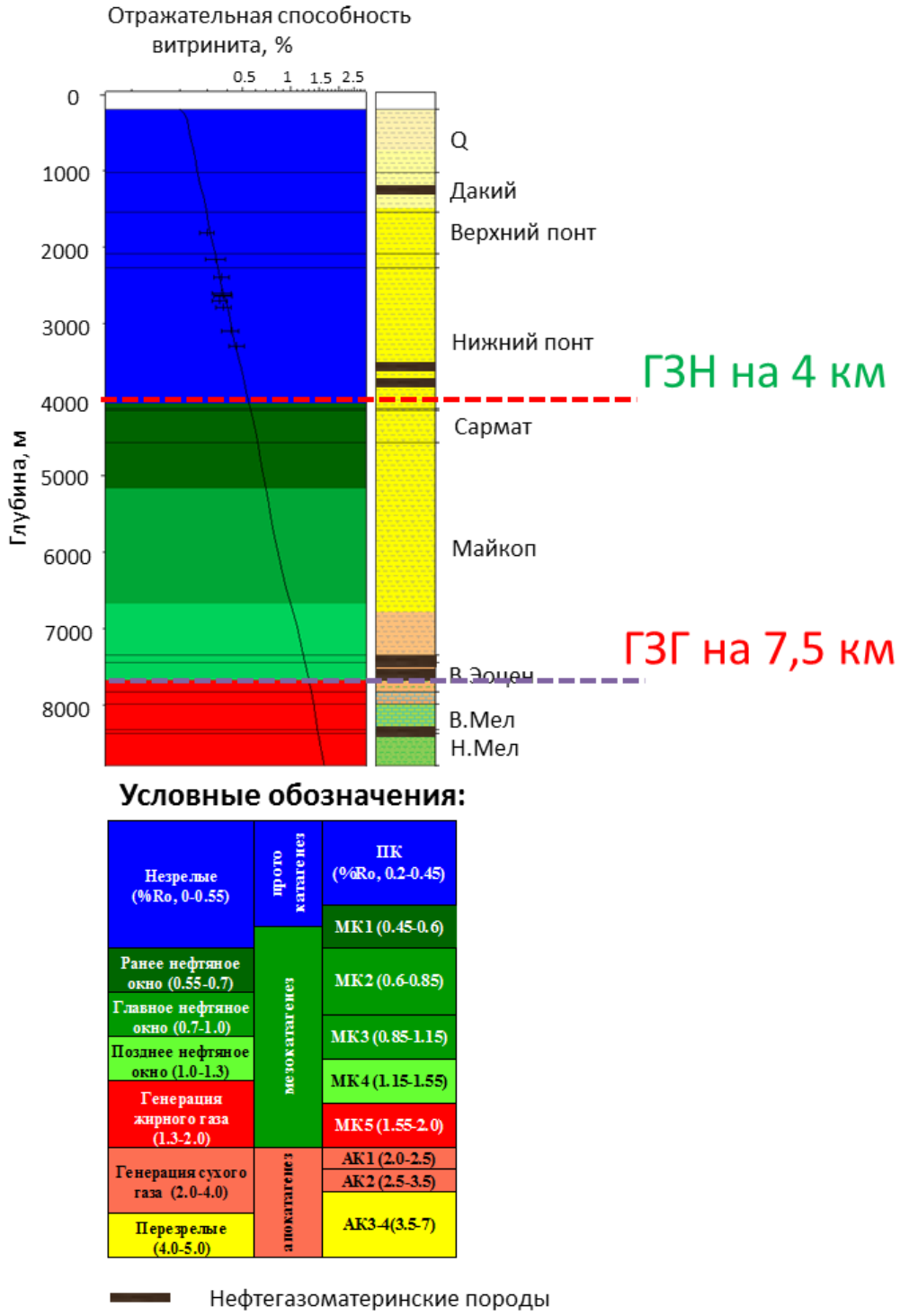


Рисунок 6.12 Положение окон генерации для северо-западной части склона Черного моря (по Sweeney& Burnham, 1990)

По результатам моделирования активная генерация биогенного газа породами нижней части миоцена началась около 9 млн. лет назад, закончилась около 5 млн. лет назад. Такой короткий период генерации связан с быстрым погружением отложений вследствие лавинного осадконакопления. Как результат породы нижней части миоцена достаточно быстро вышли из температурной зоны генерации биогенного газа. На сегодняшний день

степень преобразованности нижней части миоценовых отложений соответствует градации катагенеза МК1 (зона генерации ранней нефти), но эмиграция из толщи жидких УВ еще не началась. Генерация биогенного газа породами верхней части миоценовой НГМ толщи началась около 4 млн. лет назад и продолжается до сегодняшнего дня. По результатам бассейнового моделирования основной объем генерации биогенного метана миоценовой НГМ толщей совпадает с периодом формирования основных ловушек в области исследования (рисунок 6.14).

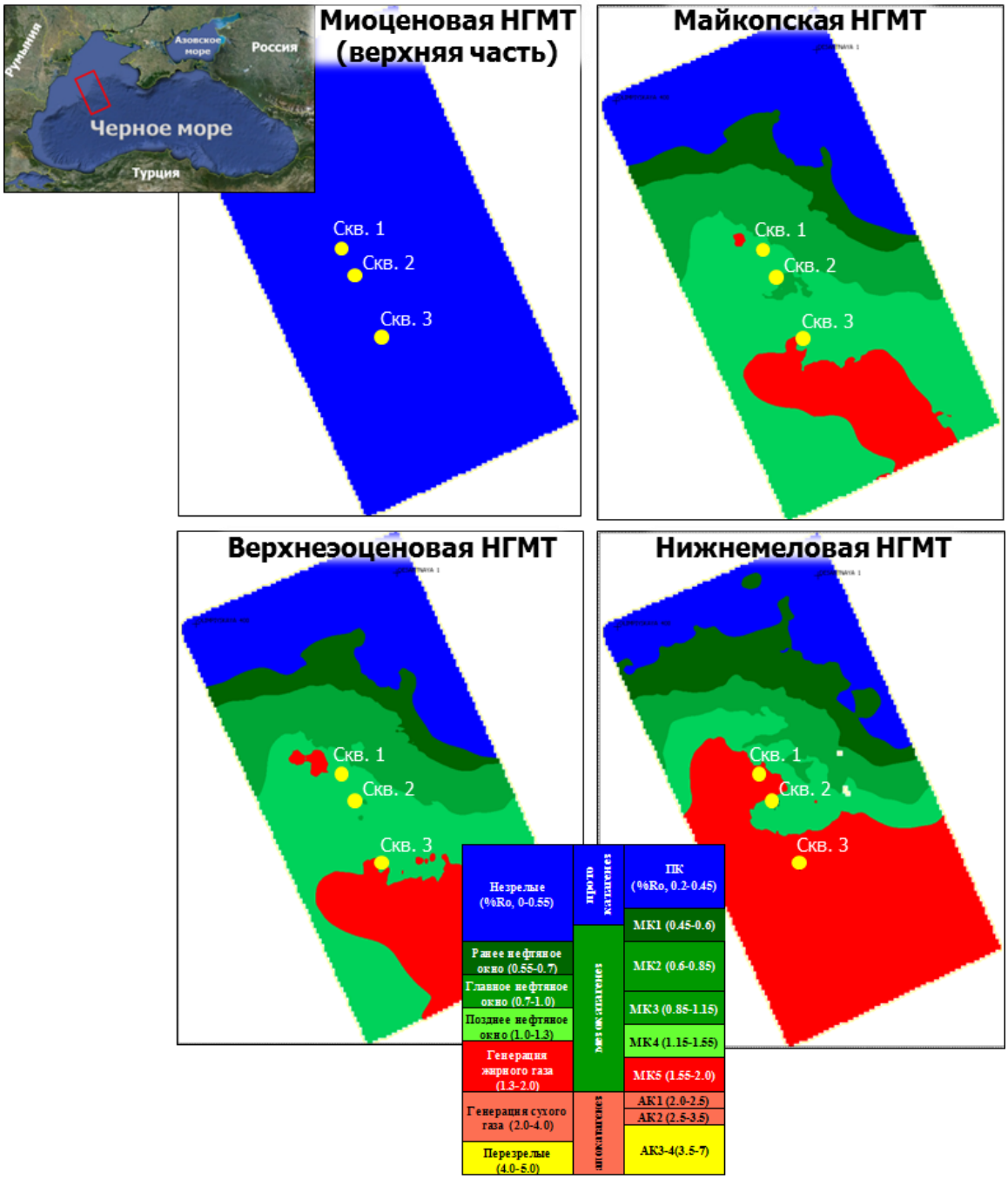


Рисунок 6.13 Стадии катагенетической преобразованности ОВ нефтегазоматеринских пород (по Sweeney& Burnham, 1990)

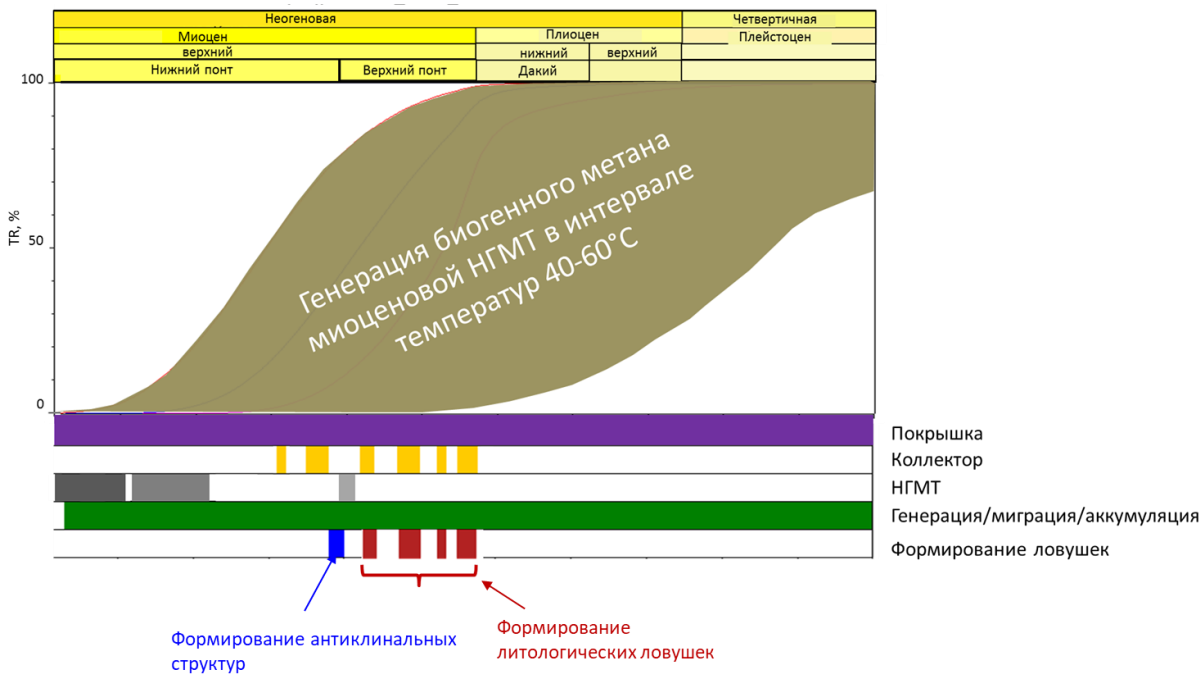


Рисунок 6.14 История изменения степени трансформации керогена миоценовой нефтегазоматеринской породой

Таким образом, в зоне склона, генерация термогенных УВ связана с нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской НГМ толщами, а генерация биогенного газа – с миоценовыми отложениями.

6.2.2 Анализ миграционно-аккумуляционных процессов

В качестве результатов трехмерного бассейнового моделирования хочется выделить следующие:

- изучение генерационно-аккумуляционного баланса модели;
- анализ миграции углеводородов;
- анализ аккумуляции углеводородов и их фазовый состав.

Генерационно-аккумуляционный баланс

По результатам моделирования был оценен вклад каждой нефтегазоматеринской толщи в общую массу сгенерированных, эмигрировавших и аккумулированных углеводородов (рисунок 6.15-6.17). Количество углеводородов, сгенерированных майкопской и верхнеэоценовой НГМ толщами, было объединено. Из диаграммы, иллюстрирующей вклад каждой нефтегазоматеринской толщи в общую массу сгенерированных углеводородов (рисунок 6.15), видно, что наибольший вклад вносят майкопская и верхнеэоценовая НГМ толщи (около 80%), наименьший – нижнемеловая (менее 5%). Вклад миоценовой НГМ толщи составляет 16%. Анализ этих данных показывает

прямую зависимость массовой доли сгенерированных углеводородов от свойств нефтегазоматеринской толщи (тип керогена, содержание Сорг, водородный индекс), степени ее преобразованности и параметров кинетической реакции.

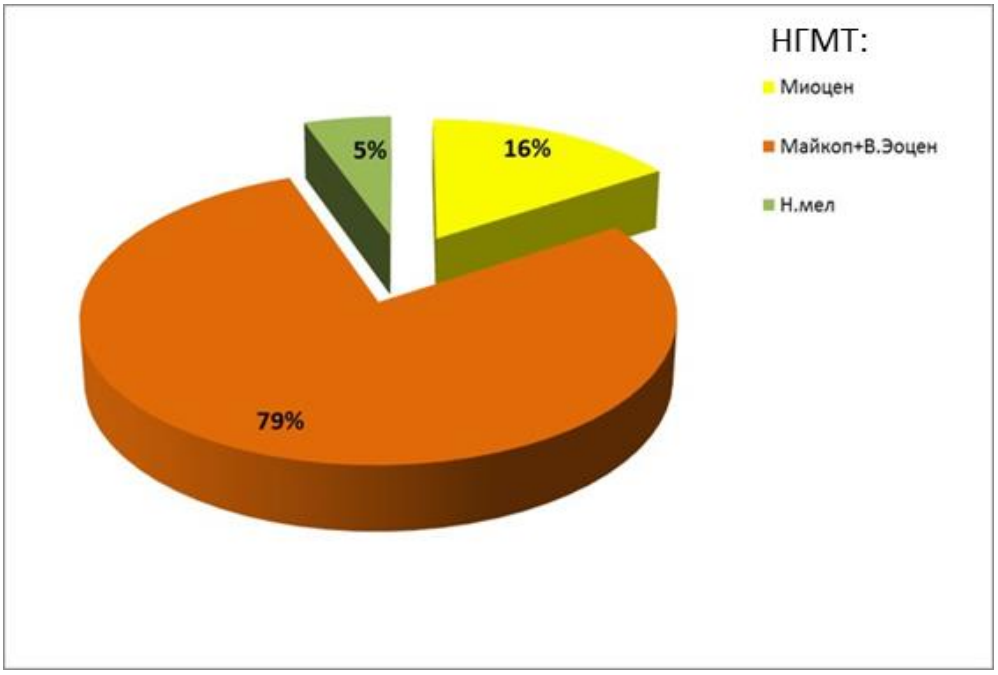


Рисунок 6.15 Диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу сгенерированных УВ

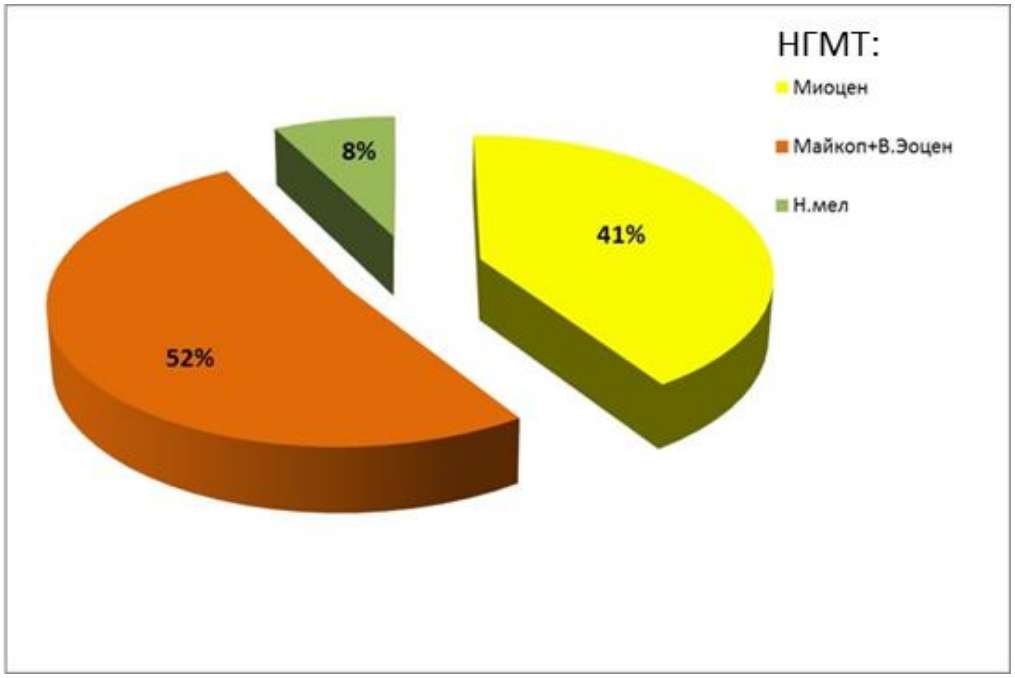


Рисунок 6.16 Диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу эмигрировавших УВ

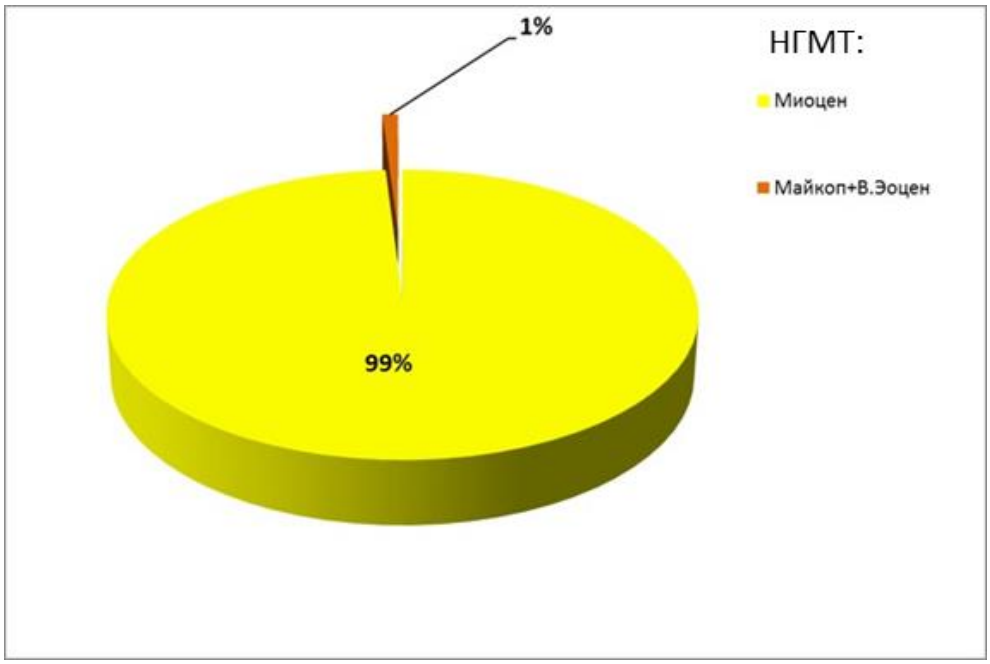


Рисунок 6.17 Диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу аккумулированных УВ в верхнемиоценовой части разреза

Несколько иначе уже выглядит диаграмма, иллюстрирующая вклад каждой НГМ толщи в общую массу эмигрировавших углеводородов (рисунок 6.16). Так, например, вклад майкопской и верхнеэоценовой НГМ толщ в общую массу эмигрировавших УВ значительно снижается (50%), при этом увеличивается вклад миоценовой НГМ толщи (40%). Данный факт связан с тем, что часть сгенерированных майкопской и верхнеэоценовой НГМ толщами УВ до сих пор запечатана в них.

Трехмерное бассейновое моделирование позволило установить, что лишь немногим больше половины углеводородов, сгенерированных нефтегазоматеринскими толщами, были способны эмигрировать из них. Более того в таблице 6.4 показано, что лишь 1.1% от всех сгенерированных углеводородов достигли более или менее значимых аккумуляций.

Основная масса аккумулированных в верхнемиоценовой части разреза углеводородов (рисунок 6.17), связана с миоценовыми НГМ породами. Полученный генерационно-аккумуляционный баланс модели объясняется процессами миграции.

Таблица 6.4 Генерационно-аккумуляционный баланс трехмерной модели

Кол-во сгенерированных УВ	Кол-во эмигрировавших УВ	Кол-во аккумулированных УВ
256350.12 Megatons	149162.4 Megatons	2845.19 Megatons
100.0%	58.2% от всех УВ	1.1% от всех УВ

Анализ миграции углеводородов

Выполненное трехмерное бассейновое моделирование позволило оценить миграционные процессы и изучить возможный компонентный состав углеводородов в

резервуарах. Рисунок 6.18 наглядно демонстрирует процессы миграции в пределах области моделирования. Породы-коллекторы миоценовой части разреза изолированы двухкилометровой толщей олигоценовых глин от катагенетически зрелых НГМ толщ (нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской), способных генерировать термогенные нефть и газ. Столь мощная глинистая толща (2 км) создает зону аномально высокого порового давления, в результате чего миграция УВ может иметь нисходящее направление. Но основное направление миграции для нижнемеловой, верхнеэоценовой и олигоценовой НГМ толщ по восстанию слоев в направлении палео-шельфа.

По-другому происходит миграция углеводородов в миоценовой части разреза. Из-за отсутствия выдержанных, протяженных пластов-коллекторов в миоценовой части основное направление миграции вертикальное (рисунок 6.18).

Фазовый состав аккумуляций

Породы-коллекторы, выделенные в верхнемиоценовых отложениях по результатам сиквенс-стратиграфического и динамического анализов сейсмических данных, в трехмерной бассейновой модели заполнены биогенным газом (рисунок 6.19, 6.20).

Коэффициент заполнения части ловушек в верхнемиоценовых отложениях достигает 90-100%, что говорит о достаточном количестве поступающего из нефтегазоматеринской толщи флюида при заданных условиях. Для ряда структур с высотой залежи, превышающей 350 метров, свойства покрышки становятся недостаточными для того, чтобы удержать углеводороды в резервуаре, и происходит ее прорыв.

Состав флюида в верхнемиоценовых породах-коллекторах представлен биогенным метаном (то есть на 99% состоят из метана), источником которого является термически слабо преобразованная НГМ толща миоценового возраста.

Поверхностная геохимическая съемка, а также результаты геохимических исследований образцов шлама и керна скважин 1, 2 и 3 подтверждают результаты бассейнового моделирования.

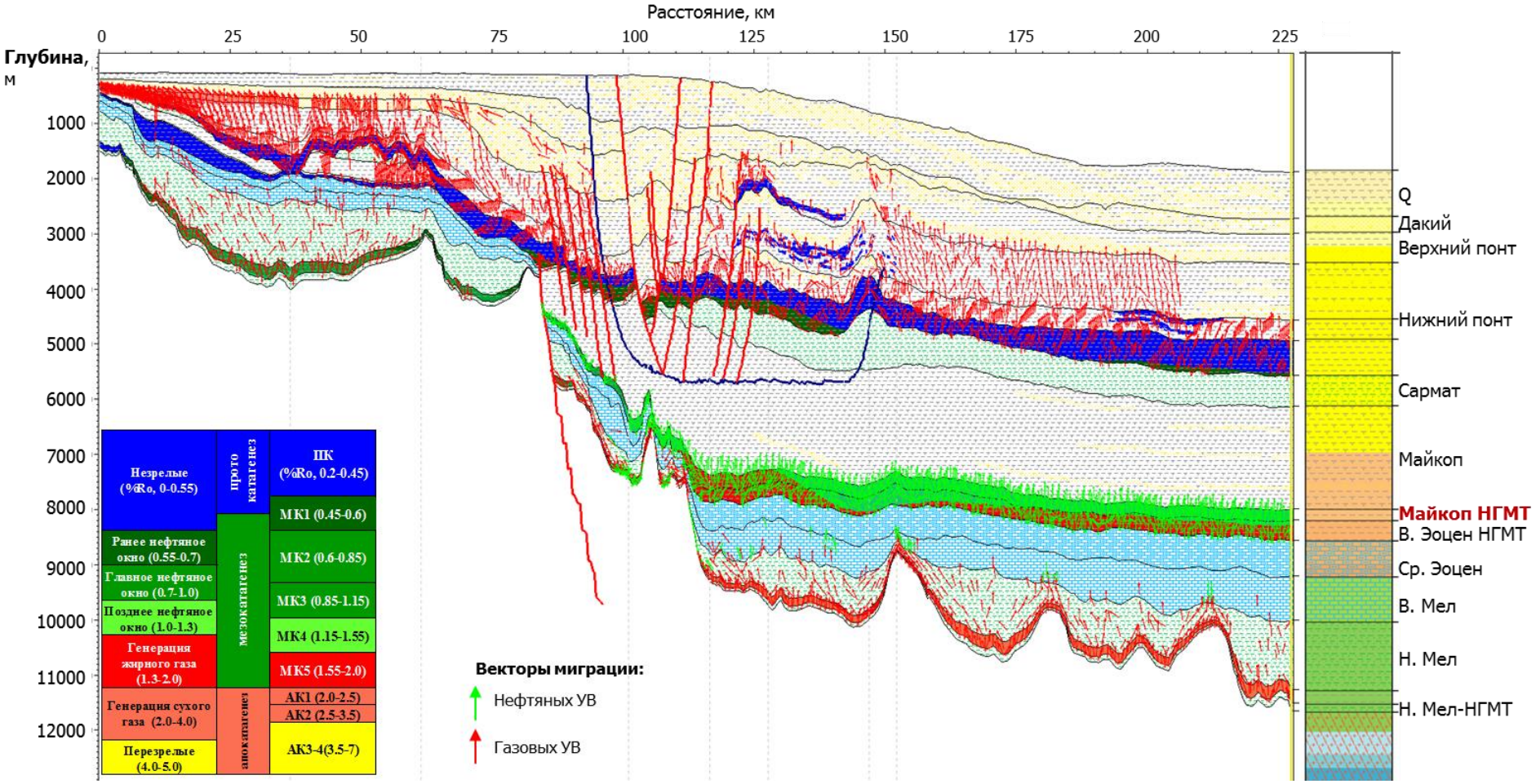


Рисунок 6.18 Модель миграции углеводородов (синим, зеленым и красным цветами на рисунке показана катагенетическая зрелость основных НГМ пород)

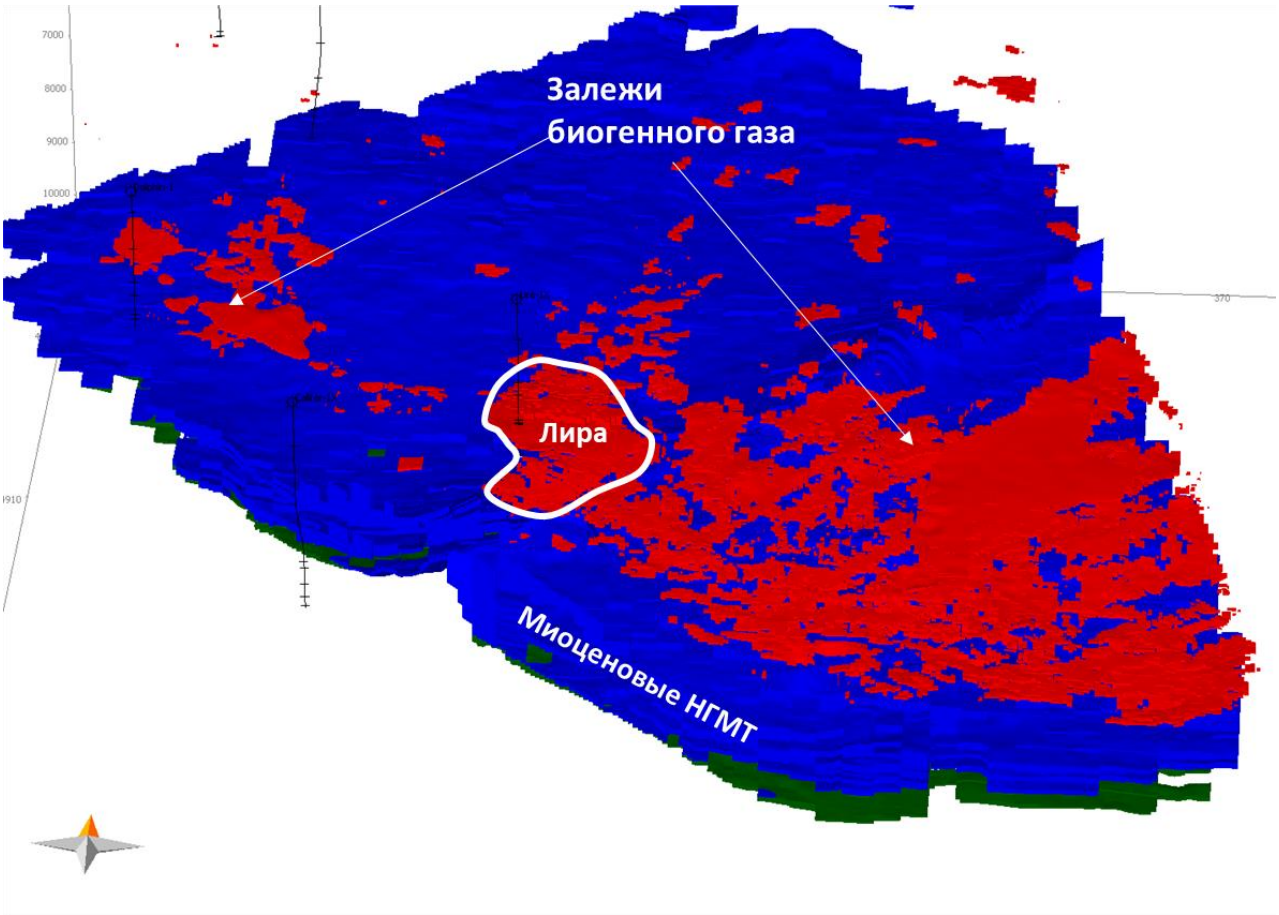


Рисунок 6.19 Аккумуляции УВ в пределах склона северо-западной части Черного моря

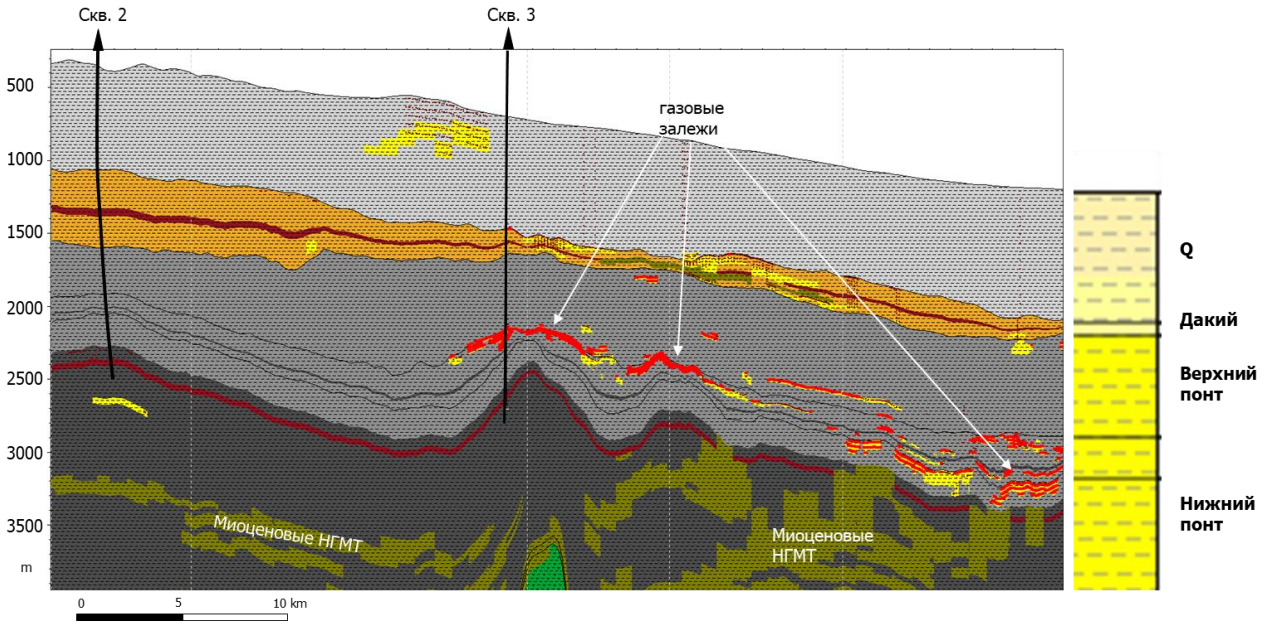


Рисунок 6.20 Аккумуляции УВ в разрезе из трехмерной бассейновой модели

6.3 Результаты исследований пластовых и поверхностных УВ флюидов

Изотопно-химические особенности пластовых газов верхнемиоценовых отложений

По всем скважинам был определен компонентный состав углеводородных и не углеводородных газов. Общее содержание углеводородных газов (C1-C6+), измеренное в скважине 1 (метод анализа проб - Isotubes), не превосходит 13,000 ppm (2.1%). В нескольких интервалах дакия и верхнего понта отмечается рост показаний в среднем до ~ 40,000 ppm, изредка достигая значений около 100,000 ppm. В скважине 2 общее содержание углеводородных газов (C1-C6+) в среднем составило 9,000 ppm (метод анализа проб - Isotubes), в скважине 3 – ~ 22,000 ppm (метод анализа проб - Isotubes). В продуктивных отложениях верхнего понта скважины 3 содержание УВ газов достигает 120,000 ppm (метод анализа проб - Isotubes). Газ-хроматографический анализ, выполненный для определения компонентного состава углеводородных газов, показал, что сухость газов (C2-C5)/C1 значительно меньше 0,01 по всем скважинам.

Изучением изотопного состава углерода метана в Черном море в разное время занимались Calvert S.E. (1987), Mazzini A. (2004), Stadnitskaia A., Полудеткина Е.Н., Blinova V.N. (2004), Reeburgh W.S. (2006), Круглякова Р.П., Иванов М.В., Sahling H. (2009) и другие. На рисунке 6.21 значками разного цвета (фиолетовыми треугольниками и желтыми квадратами) вынесены значения δ13C метана, замеренные на образцах, отобранных в области северо-западного склона и центральной части Черного моря [Mazzini A. et al., 2004]. Для образцов северо-западного склона значение δ13C метана изменяется от -74.2‰ до -64.7‰ (рисунок 6.21а), что указывает на биогенную природу анализируемых газов. Газы, анализируемые из образцов центральной части Черного моря (грязевые вулканы Вассоевича, Ковалевского, Тредмар), изотопно тяжелее (значение δ13C метана изменяется от -56.2‰ до -32.4‰) (рисунок 6.21а). Предположительно газы из брекчий грязевых вулканов центральной части Черного моря, сгенерированы термически зрелыми НГМ толщами (майкопская и более древние?) на глубине и вынесены на поверхность.

Изучение компонентного состава углеводородного газа и изотопного состава углерода и водорода метана по скважинам 1, 2 и 3 показали, что значение δ13C метана изменяется от -69.7‰ до -65.2‰, а значение δ2H метана в скважине 3 равно -230‰. Во всех пробах газа содержание метана достигает 99%. Все эти факторы указывают на биогенную (бактериальную) природу происхождения изучаемых газов [Schoell M., 1983] (рисунок 6.21).

Сопоставление данных по изотопному составу углерода метана скважин 1, 2 и 3 (метод анализа проб - Isotubes) с глубиной отбора образцов показывает, что до глубин чуть

более 3000 м (от поверхности дна моря) в осадках определяется изотопно легкий метан (δ13C1 -65.2‰) биогенной природы (рисунок 6.22). Сопоставление результатов изотопного анализа с пластовыми температурами (температуры в скважине 3 определены по тестам MDT, по скважинам 1 и 2 получены из температурного каротажа) показывает, что изотопно легкий метан в скважинах 1, 2 и 3 определяется при пластовых температурах от 45°C до 70°C (рисунок 6.23).

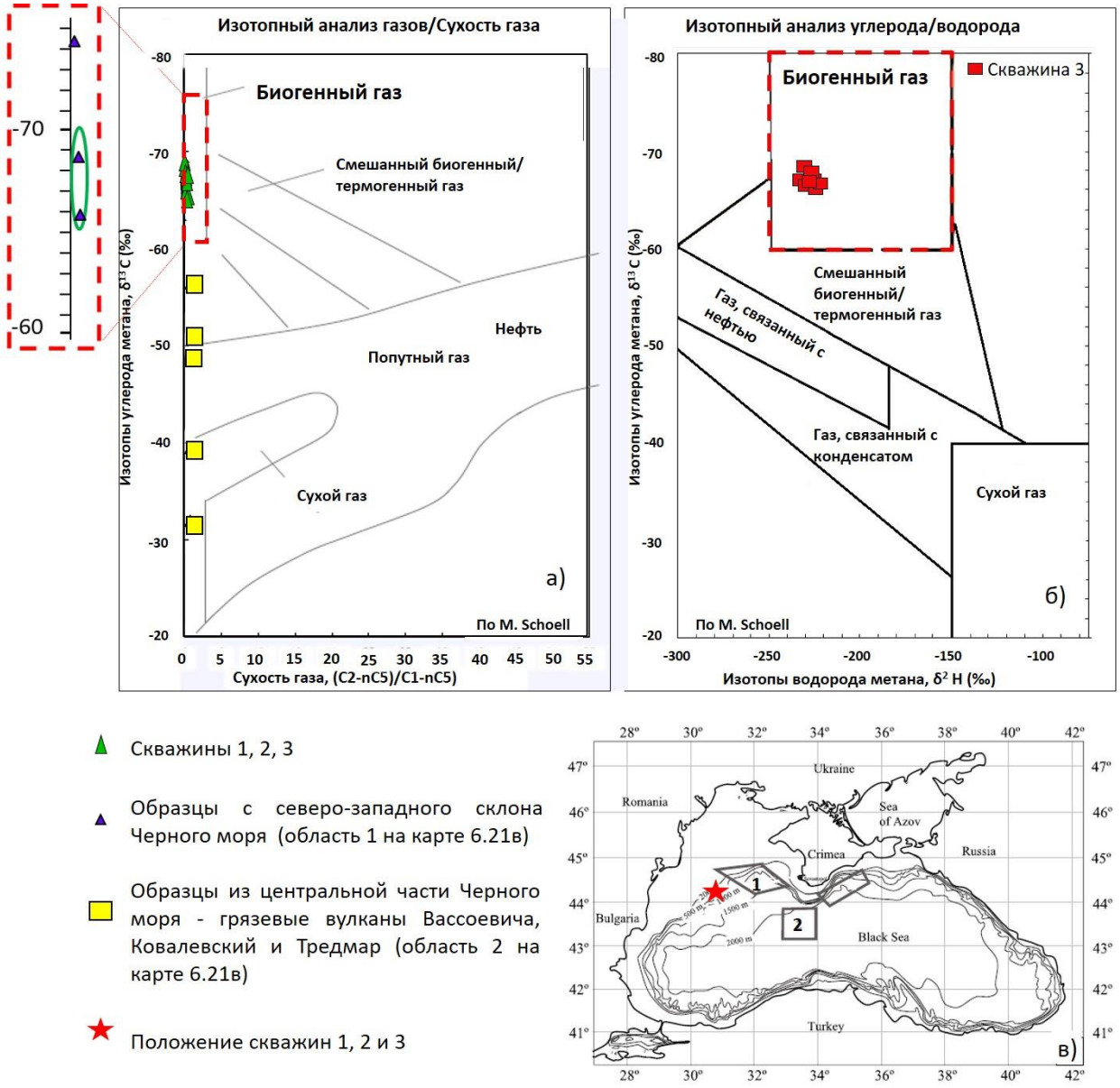


Рисунок 6.21 а) Результаты изотопного и компонентного анализов газа скважин 1, 2 и 3, образцов пород северо-западного склона и центральной части Черного моря, по данным Mazzini A. et al., 2004; б) результаты изотопного анализа углерода и водорода метана по скважине 3; в) положение областей исследования

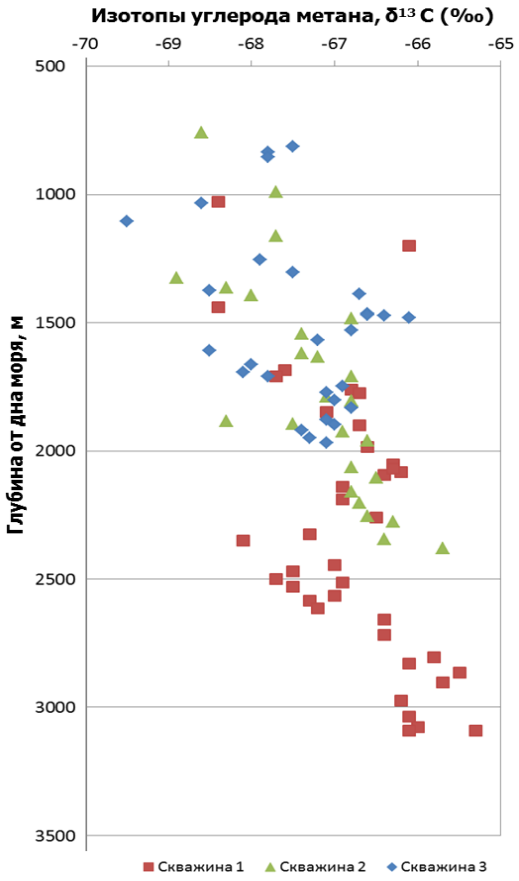


Рисунок 6.22 График зависимости изотопного состава углерода метана (δ13 C ‰) по скважинам 1, 2 и 3 от глубины

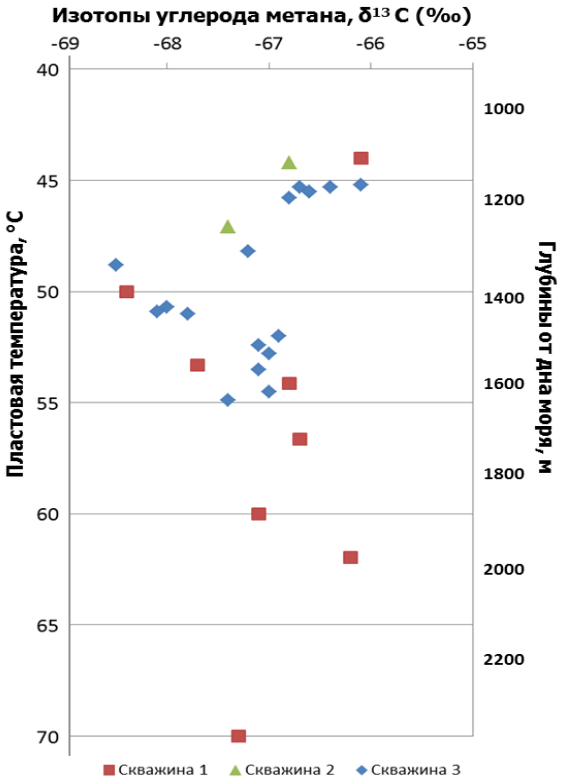


Рисунок 6.23 График зависимости изотопного состава углерода метана (δ13 C ‰) по скважинам 1, 2 и 3 от пластовой температуры

Результаты поверхностной геохимической съемки

Цель работы заключалась в идентификации и локализации потенциальных микро-просачиваний УВ на склоне Черного моря.

Работы по поверхностной геохимической съемке включали две фазы (рисунок 6.24). Подход, примененный в первой фазе исследования, состоял в использовании максимально возможного количества параметров, которые могли предоставить информацию о потенциальном присутствии миграционных углеводородов в осадке (проанализирован 131 образец). Потенциальные микро-просачивания идентифицировались как места, с максимальным набором геохимических признаков, указывающих на присутствие миграционных УВ. По результатам первой фазы исследования были выбраны 26 образцов «наиболее перспективных» на наличие возможных выходов УВ и один образец проверочный с отсутствием каких-либо признаков миграционных УВ (рисунок 6.24). Вторая фаза работ была направлена на более детальное исследование потенциального присутствия мигрированных УВ на основе интерпретации биомаркеров из экстрактов осадка и изотопного анализа запечатанных и сорбированных газов.

В углеводородном составе газов в основном присутствует метан (более 99%). Содержание метана в пробах (рисунок 6.25) изменяется от 5,000 ppm до 90,000 ppm, в среднем составляет 40,000 ppm. Углеводородные газы сухие, с отношением (C2-C5)/C1 значительно меньше 0,01. Что наряду с данными по изотопному анализу углерода и водорода метана (δ13C и δ2H метана меняются от -65 до -75 ‰ и от -200 до -260 ‰, соответственно), однозначно указывают на биогенный (бактериальный) генезис, анализируемых газов (рисунок 6.26).

Анализ концентраций метана в зонах разрывных нарушений показывает отсутствие геохимических аномалий в их области, что в свою очередь указывает на экранирующие свойства разрывных нарушений и отсутствие миграции УВ по ним (рисунок 6.25). Сопоставление концентраций метана в пробах с локализацией залежей УВ показывает, что высокие концентрации хорошо согласуются с аккумуляциями газа в четвертичной части разреза (рисунок 6.25). На рисунке 6.25 синим и темно-фиолетовым цветами показаны полигоны четвертичных перспективных объектов. К этим объектам приурочены самые высокие концентрации метана в поверхностных пробах. В волновом поле четвертичным объектам соответствуют яркие амплитудные аномалии, вероятно, связанные с газонасыщенными отложениями (рисунок 6.27). Таким образом, высокие концентрации метана в поверхностных пробах не связаны с разгрузкой глубинных залежей (пример, месторождение Лира, в области которого геохимические аномалии отсутствуют), а вероятнее всего, связаны с дегазацией залежей четвертичных отложений.

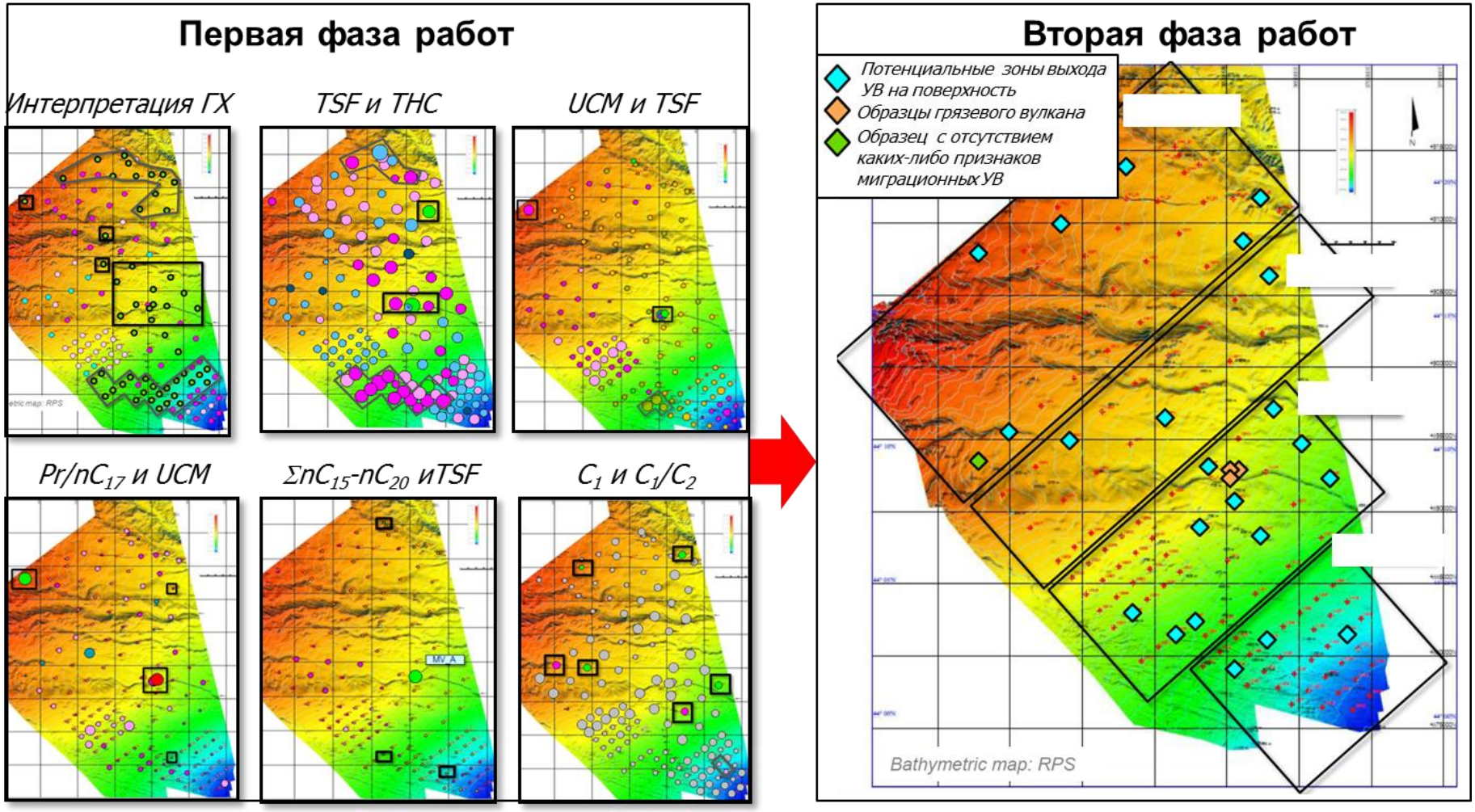


Рисунок 6.24 Анализ образцов при первой фазе работ, выбор образцов для второй фазы работ

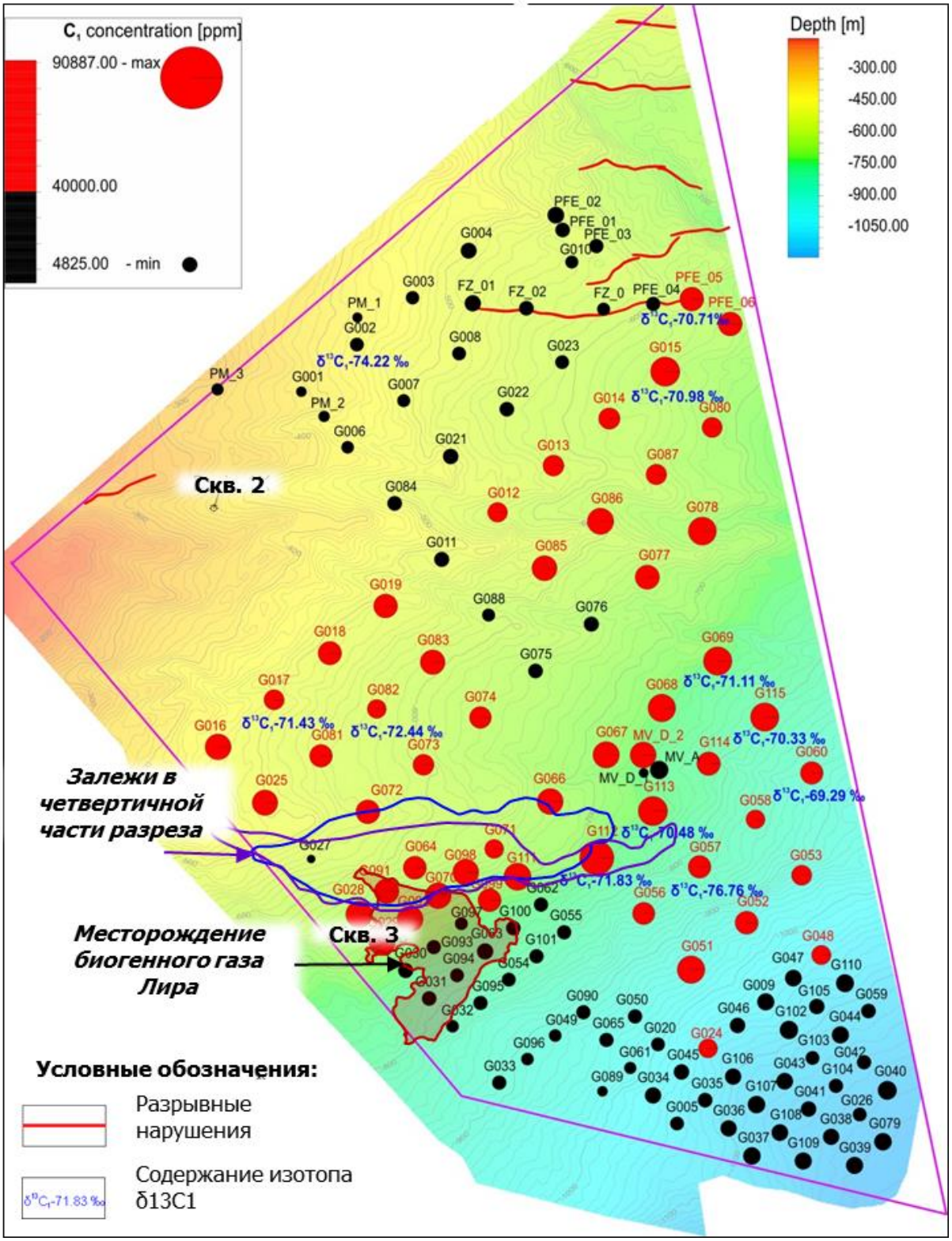


Рисунок 6.25 Содержание метана в поверхностных пробах в сопоставлении с залежами УВ и разрывными нарушениями

Исследование биомаркеров по 26 потенциально миграционным образцам второй фазы показало, что все пробы оказались незрелыми без каких-либо признаков миграционной природы.

Результаты геохимической съемки говорят об отсутствии очагов разгрузки глубинных

флюидов, источником которых могут являться нижнемеловая, верхнеэоценовая и майкопская НГМ породы. Наличие в залежах и в поверхностных пробах только биогенного метана позволяет сделать важное предположение, что миоценовые породы изолированы от нижележащих УВ систем. По этой причине в верхнемиоценовых отложениях области исследования перспективы открытия новых залежей УВ связываются исключительно с метаном.

На рисунке 6.28 [Gopika Suresh et al, 2015] фиолетовыми треугольниками показаны установленные места выхода нефтяных УВ на поверхность. Кружками разного цвета (от желтого до зеленого) показаны возможные места выхода на поверхность жидких УВ, установленные по результатам анализа космоснимков [Gopika Suresh et al, 2015]. Зеленым цветом показаны наиболее уверенные места, желтым – наименее. Области с максимальной плотностью точек связаны с тектонически активными зонами Черного моря (юго-восточная часть крымского шельфа, грузинский шельф). Стоит отметить, что в пределах области исследования не зафиксированы выходы нефти на поверхность, что наряду с результатами поверхностной геохимической съемки косвенно указывает на изолированность миоценовых отложений от более древних УВ систем (нефтяной олигоценовой УВ системы).

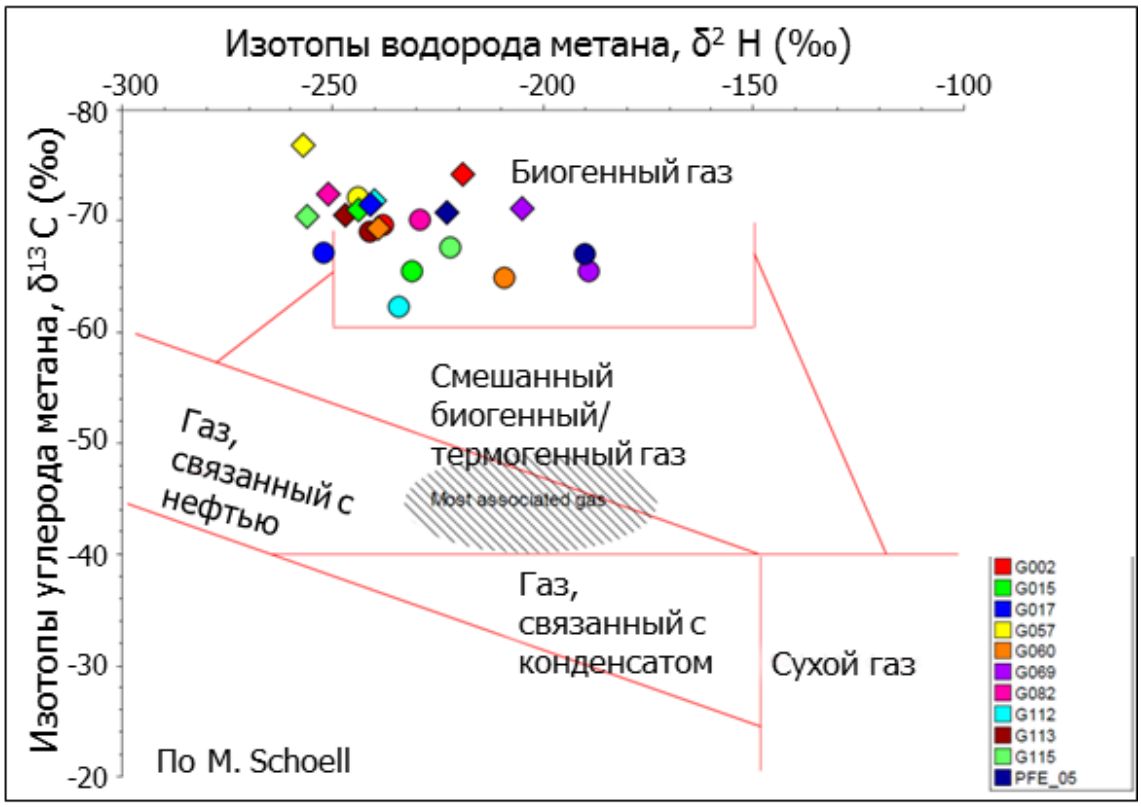
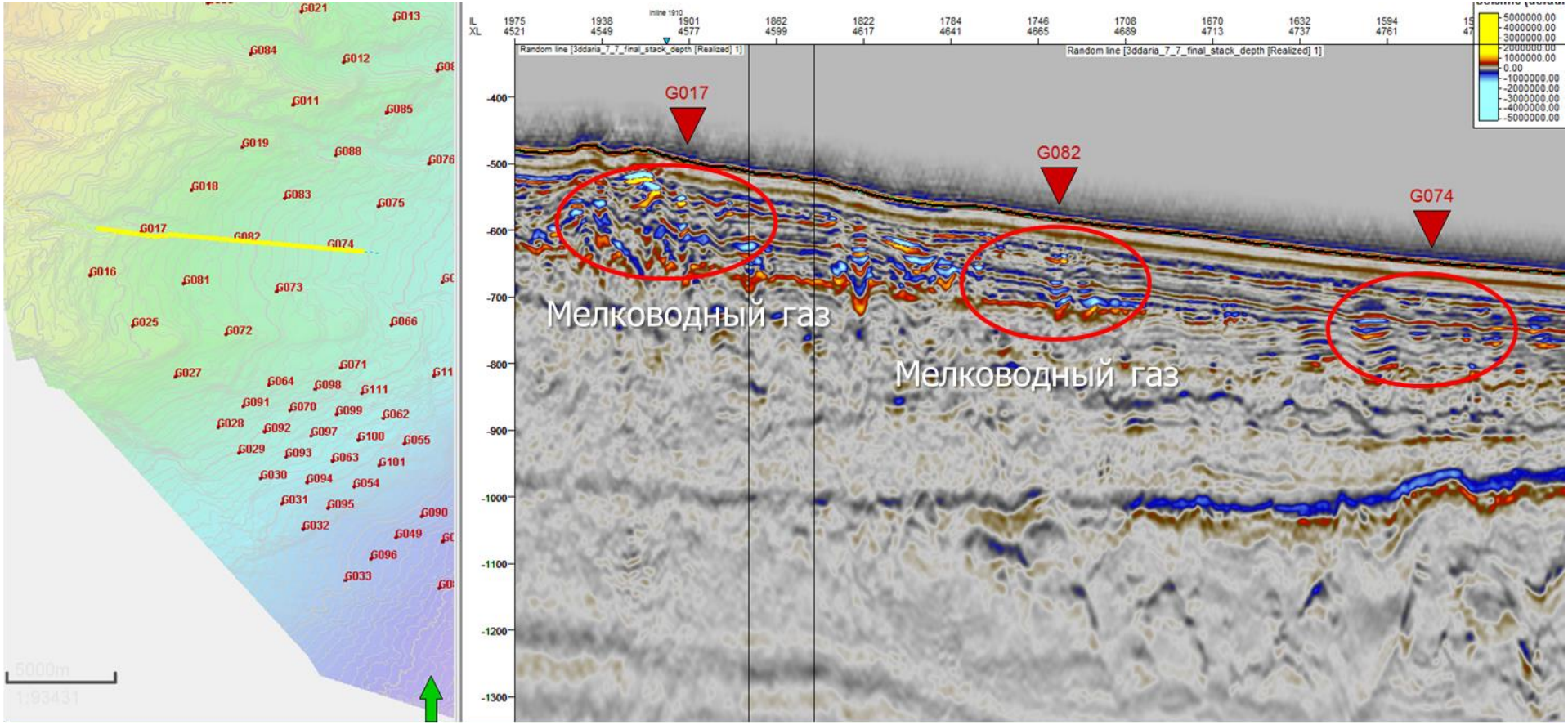


Рисунок 6.26 Результаты изотопного и компонентного анализов запечатанного и сорбированного газов



RPS ID	Client ID	Air' ppm	CO_2 ppm	C_1 ppm	C_2 ppm	C_3 ppm	iC_4 ppm	nC_4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm	iC4/nC4	Gas Wetness
316165	2/G017/GC1/1VA	953021	778	44169.00	2032.00							4.60
316169	6/G082/GC1/1VA	953169	675	40905.00	4633.00	618.00						11.33

Рисунок 6.27 Сопоставление точек отбора геохимических проб с сейсмическими данными

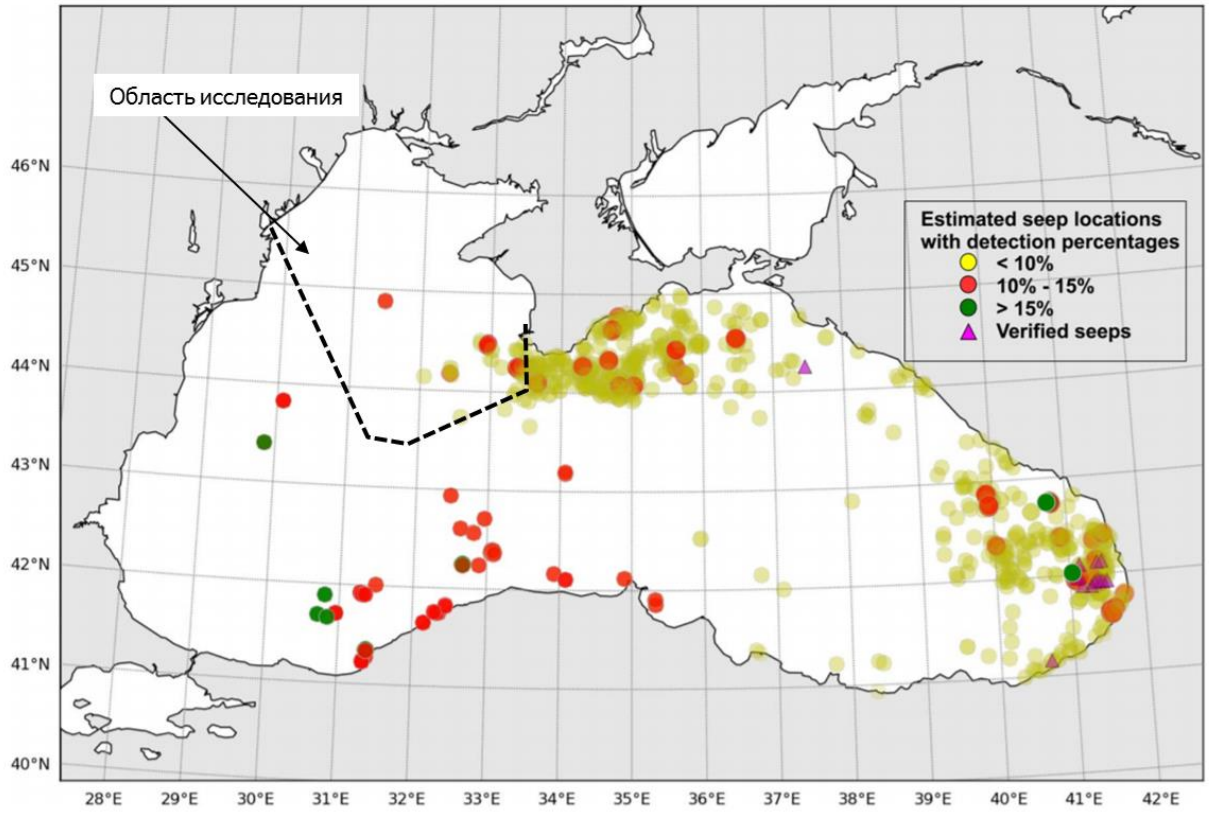


Рисунок 6.28 Возможные выходы нефтяных УВ на поверхность по результатам анализа космоснимков [Gopika Suresh et al, 2015]

7. ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ

С целью дифференциации площади исследования по перспективности была построена карта вероятности геологического успеха для верхнемиоценового комплекса отложений. Геологический успех означает, что все необходимые элементы для образования и сохранности залежи имеются в наличии в пределах исследуемой площади. При построении карты вероятности геологического успеха учитывались основные факторы геологического риска: наличия нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов, покрышек, ловушек. Для каждого фактора риска была построена карта вероятности геологического успеха (значение вероятности присваивается от 0,5 до 1). В результате перемножения этих карт была получена общая карта вероятности успеха (или карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений).

Наличие пород-коллекторов

Песчаные тела в области склона и у его подножия связаны с подводными конусами выноса, в которых определяются подводящие каналы, прирусловые валы и распределительные лопасти. По материалам сейсморазведки 2Д были закартированы конусы выноса палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра (рисунок 4.15). Полученные карты распространения песчаных тел были переведены в условные единицы вероятности геологического успеха от 0,5 до 1 (рисунок 7.1). Зеленым цветом на рисунке 7.1 показаны области наличия пород-коллекторов. На суммарной карте вероятности наличия пород-коллекторов максимальная вероятность успеха связана с областями, в которых накладываются друг на друга отложения нескольких конусов выноса (рисунок 7.1). Самая высокая вероятность наличия пород-коллекторов в верхнемиоценовых отложениях связана с юго-западной частью площади исследования (рисунок 7.1). В этой части бассейна наличие пород-коллекторов установлено результатами динамического анализа 3Д сейсмических данных, а также подтверждено результатами бурения скважин.

Наличие флюидоупоров

По результатам анализа геолого-геофизических данных и моделирования было установлено, что миоценовые глинистые отложения в области шельфа, прилегающего к п-ову Крым, не обладают достаточными экранирующими свойствами, и не способны удерживать залежи УВ. Основываясь на этих данных, была построена карта вероятности наличия флюидоупоров (рисунок 7.2). Зеленый цвет на карте связан с областями, в которых глинистые отложения позднемиоценового возраста обладают достаточными экранирующими

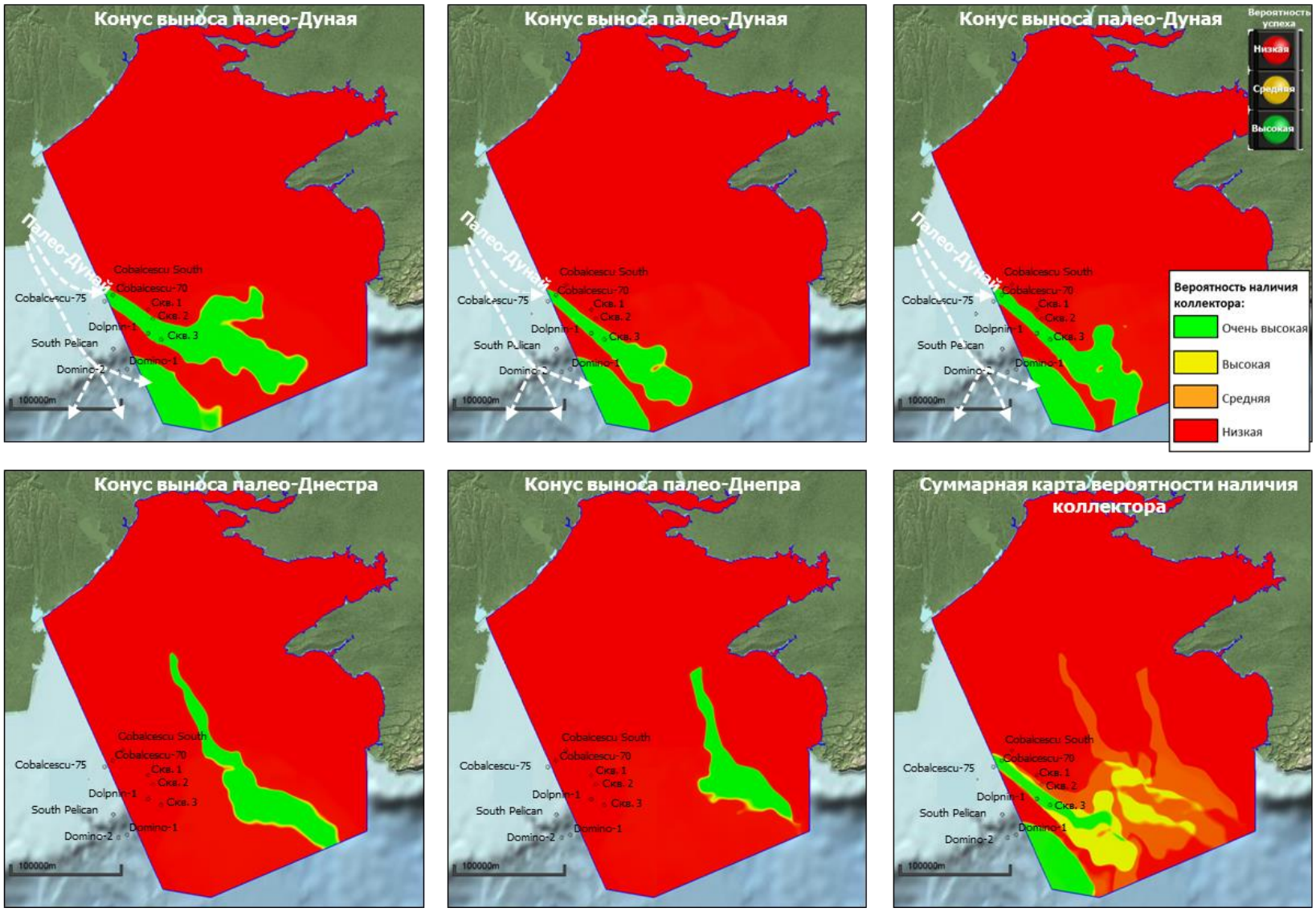


Рисунок 7.1 Вероятность наличия пород-коллекторов на разных уровнях в верхнемиоценовых отложениях (конуса выноса закартированы по 2Д сейсмическим данным)

свойствами. На большей части склона и глубоководного бассейна северо-западной части Черного моря верхнемиоценовые отложения характеризуются хорошими экранирующими свойствами, что подтверждают ближайшие месторождения-аналоги (Лира, Домино и т.д.).

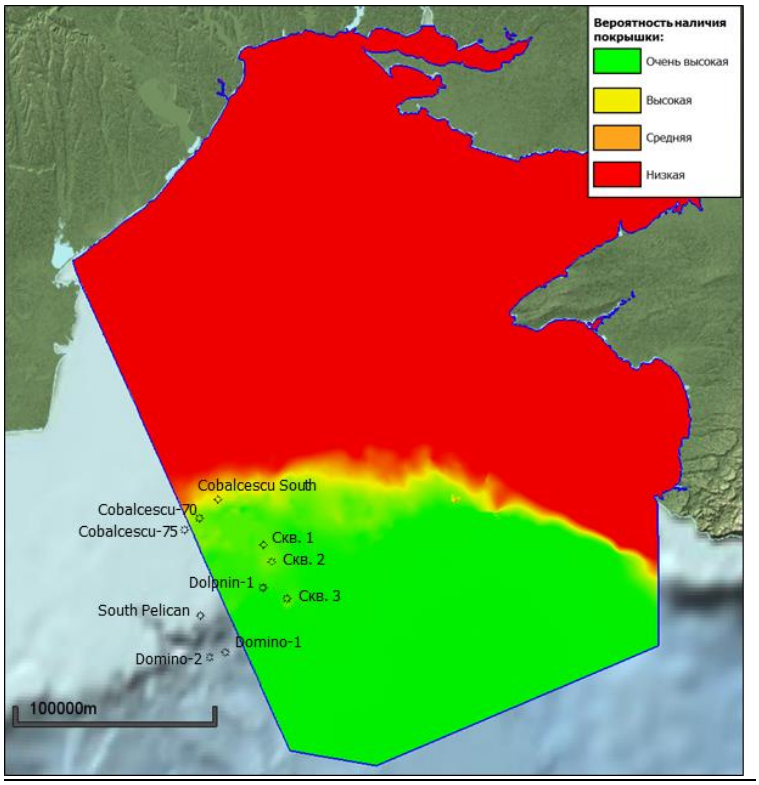


Рисунок 7.2 Вероятность наличия флюидоупоров в верхнемиоценовых отложениях

Наличие ловушек

Наличие антиклинальных структур в миоценовых отложениях склона связаны с процессами гравитационной тектоники, при этом в зоне близкой к бровке шельфа образовались присбросовые складки, при движении в сторону глубоководного бассейна (во фронтальной части гравитационного комплекса) - надвиговые структуры. По результатам анализа сейсмических данных была определена зона развития антиклинальных структур в миоценовых отложениях (рисунок 7.3). Красный цвет на карте связан с низкой вероятностью наличия структурных объектов, зелёный цвет соответствует высокой вероятности.

Наличие НГМ пород и миграции из них

В областях палеосклона и глубоководного бассейна в миоценовых отложениях определены породы, обладающие хорошим и отличным генерационным потенциалом. В этих зонах открыты залежи биогенного газа в породах позднемиоценового возраста, и по результатам бассейнового моделирования установлено, что источником этого газа являются миоценовые НГМ породы. Основываясь на этих данных, была построена карта вероятности наличия НГМ пород, способных продуцировать биогенный газ (рисунок 7.4). Красный цвет

на карте соответствует зоне отсутствия нефтегазоматеринских пород, способных в достаточном количестве генерировать биогенный газ. Зеленый цвет связан с областью наличия НГМ пород, способных генерировать биогенный газ в объеме, достаточном для формирования значимых аккумуляций.

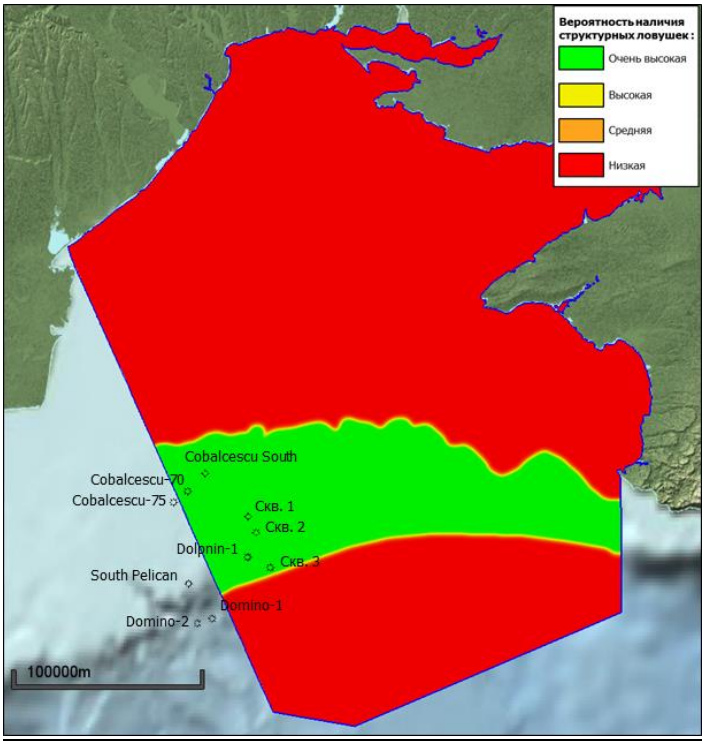


Рисунок 7.3 Вероятность наличия антиклинальных структур

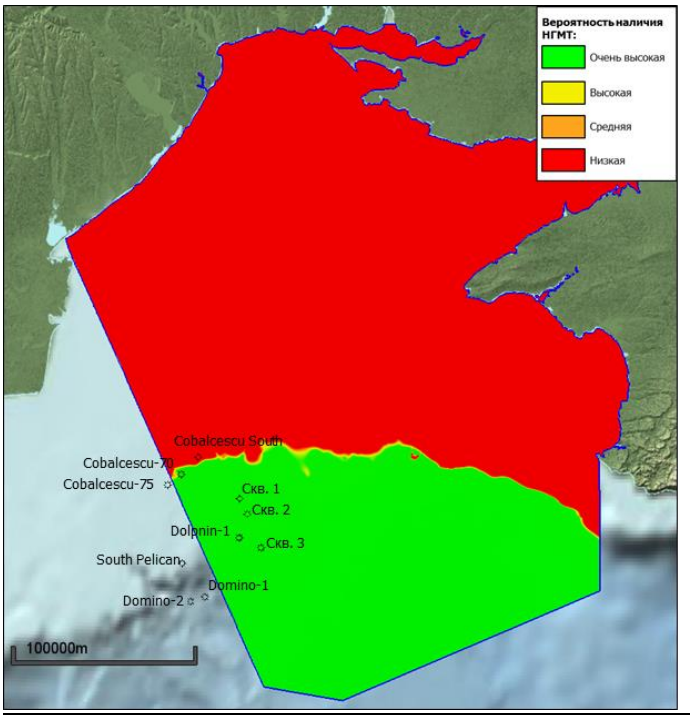


Рисунок 7.4 Вероятность наличия миоценовых нефтегазоматеринских пород и миграции из них

Карта вероятности геологического успеха (или карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений)

Карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений показана на рисунке 7.5. На карте серым цветом залита область шельфа, прилегающего к полуострову Крым, в этой зоне отсутствуют элементы миоценовой УВ системы. Темно-серой заливкой обозначена область крупномасштабного регионального разлома сбросового типа, в восточной части области исследования до сих пор не достигнута компенсация смещения по разлому осадконакоплением. Эти зоны исключены из анализа перспектив.

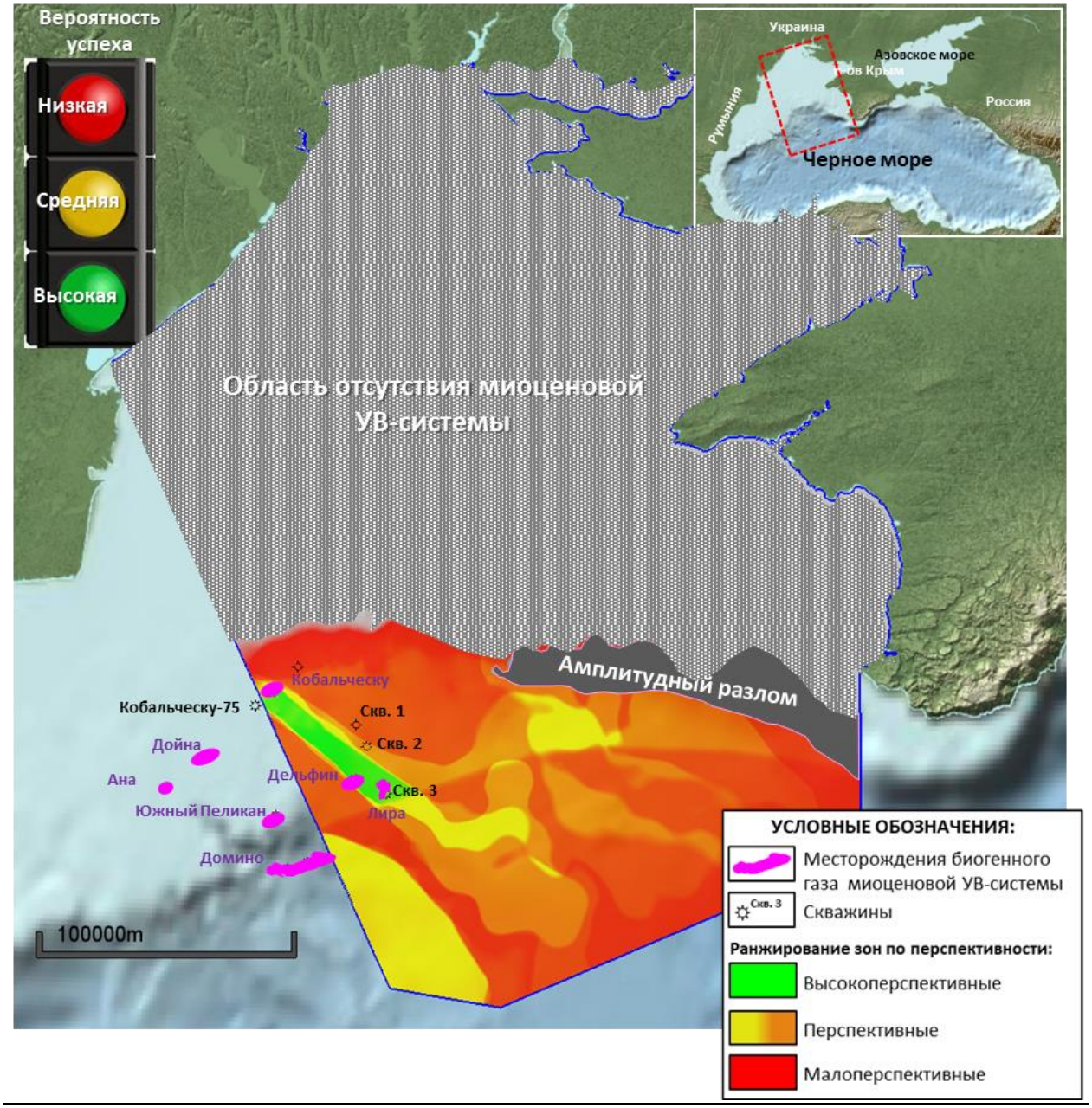


Рисунок 7.5 Карта перспектив газоносности верхнемиоценовых отложений

Наиболее интересной на карте вероятности успеха выглядит юго-западная часть области исследования. В этой зоне результатами бурения подтверждено наличие всех элементов миоценовой УВ системы, и открыты месторождения биогенного газа (Лира, Домино и другие). Перспективной выглядит зона восточнее скважин 1, 2 и 3. В этой области можно ожидать ловушки в комплексе гравитационного оползания, породы-коллекторы могут быть связаны с отложениями конусов выноса палео-Днепра и палео-Днестра. Также перспективы открытия новых залежей УВ в области исследования связаны с глубоководной частью Черноморского бассейна (вблизи подножия склона). В этой части бассейна прогнозируются преимущественно литологические ловушки. Породы-коллекторы могут характеризоваться высокими фильтрационно-емкостными свойствами и значительными эффективными толщинами. На сегодняшний день в этих областях скважин не пробурено.

Для постановки детальных геологоразведочных работ и выбора точек бурения скважин в наиболее перспективных зонах области исследования необходимо наличие современной сейсморазведки 3Д. Интерпретация и анализ материалов трехмерной сейсмической съёмки позволят уточнить области развития песчаных тел и выбрать первоочередные объекты опоискования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование позволило охарактеризовать условия формирования и особенности распространения ловушек УВ в верхнемиоценовых отложениях, спрогнозировать состав углеводородов. А также сделать следующие основные выводы:

1. Накопление осадков в течение миоценовой эпохи происходило в условиях глубоководного морского бассейна. По материалам бурения скважин, а также результатам сиквенс-стратиграфического и динамического анализов сейсмических данных были выделены комплексы подводных конусов выноса, в которых определены основные типы отложений, с которыми связано развитие пород-коллекторов: 1) подводящие каналы; 2) прирусловые валы; 3) распределительные лопасти. Наибольшие перспективы содержания крупных песчаных тел с высокими ФЕС ожидаются в отложениях каналов и проксимальных частях распределительных лопастей (скважины 1, 2 и 3 данный комплекс отложений не вскрыли).

2. Глинистые осадки позднемиоценового возраста, вмещающие песчаные пласты подводных конусов выноса, характеризуются хорошими экранирующими свойствами, подтвержденными аналогами ближайших месторождений (Лира, Домино и другие). В зоне шельфа, прилегающего к п-ову Крым, эффективные флюидоупоры отсутствуют.

3. Основной механизм структурообразования в миоценовых отложениях области исследования связан с процессами гравитационной тектоники, протекавшими преимущественно в зоне палеосклона. С комплексом гравитационного оползания связаны основные структуры миоценового отдела – присбросовые складки в тыловой зоне и крупные надвиги во фронтальной части. Образование присбросовых и надвиговых складок происходило синхронно в позднемиоценовое время.

4. В тыловой и фронтальной частях комплекса гравитационного оползания залежи УВ связаны с ловушками, сочетающими элементы структурного фактора, а также тектонического и литологического экранирования. В зонах, не затронутых гравитационными процессами, перспективы открытия залежей УВ связаны с ловушками литологического типа.

5. По результатам анализа фактических и литературных данных в разрезе северо-западной части Черного моря было выделено четыре нефтегазоматеринских толщи: нижнемеловая, верхнеэоценовая, майкопская и миоценовая. Миоценовые НГМ породы, обладающие хорошим и отличным генерационным потенциалом, выделены в верхне – и нижнепонтических, а также сарматских отложениях.

6. По результатам трехмерного бассейнового моделирования в верхнемиоценовых отложениях ожидается открытие залежей биогенного метана, источником которого являются

термически слабо преобразованные миоценовые НГМ породы. Биогенная природа углеводородных газов верхнемиоценовых залежей обоснована по результатам изотопных исследований углерода и водорода метана (δ13C и δH/D метана меняются от -69.7 до -65.2 ‰ и от -235 до -221 ‰, соответственно).

7. Анализ геохимических исследований УВ газов в скважинах, УВ газов и ОВ в придонных пробах, результаты бассейнового моделирования указывают на изолированность миоценовой УВ системы от нижнемеловой-палеоценовой и олигоценовой УВ систем. Это позволяет прогнозировать наличие залежей только биогенного газа в верхнемиоценовых отложениях области исследования.

8. Наибольшие перспективы открытия новых газовых залежей в породах позднемиоценового возраста связаны с областью разгрузки основной массы терригенного материала вблизи подножия склона, а также с зоной развития ловушек в комплексе гравитационного оползания. Именно в этих районах рекомендуется сосредоточить детальные геологоразведочные работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

ОПУБЛИКОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев В.М. Грязевые вулканы и нефтепроявления в Туапсинском прогибе и на валу Шатского (Черное море) // Доклады академии наук. – 2005. - Т. 401, № 3.

2. Андрусов Н.И. Геологическое строение и история Керченского пролива // Бюлл. МОИП, Отд. Геол. – 1926. - Т. 4, вып. 3-4

3. Архангельский А.Д., Страхов Н.М. Геологическое строение и история развития Черного моря – Москва: Изв. АН СССР, 1938.

4. Атлас месторождений нефти и газа Украины. Южный нефтегазоносный регион. Том 6, Львов, 1998 (на укр. языке).

5. Афанасенков А.П., Никишин А.М, Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона - М.: Изд-во «Научный мир», 2007. - 172 с.

6. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сен-Жермес М.Л., Арефьев О.А., Боден Ф. Биомаркеры органического вещества пород и нефтей майкопской серии Кавказско-Скифского региона // Геохимия. – 2002. - №9. - 2002.

7. Баженова О.К., Н.П. Фадеева, А.М. Никишин, А.П. Афанасенков, С.Н. Болотов, В.А. Лаврищев Геохимическая характеристика и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских и кайнозойских отложений Восточного Причерноморья // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. – 2006. - № 5. - С. 44-52.

8. Басов Е.И. Позднечетвертичный грязевой вулканизм в глубоководной котловине Черного моря: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / - М., 1997.

9. Басов Е.И., Иванов М.К. Позднечетвертичный грязевой вулканизм в Черном море // Литология и полезные ископаемые. – 1996. - №2. - С. 215-222.

10. Газовый вулканизм Черного моря. Под общ. ред. Е.Ф. Шнюкова. - Киев, 2005. - 136 с.

11. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности: монография - М.: Изд-во «Научный мир», 2007. - 457 с.

12. Геодекян А.А., Чернова Т.Г., Берлин Ю.М. Геохимические особенности нефтегенерации в майкопских отложениях Центрального и Восточного Предкавказья // Геохимия. – 1985. - №7.

13. Гинсбург Г.Д., Грамберг И.С., Гулиев И.С. Подводногрязевулканический тип скоплений газовых гидратов // Докл. АН СССР. – 1988. - Т. 300, № 2. - С. 416-418.

14. Гинсбург Г.Д., Кремлев АН., Григорьев М.Н. Фильтрогенные газовые гидраты в Черном море (21-й рейс НИС "Евпатория") // Геология и геофизика. – 1990. - № 3. - С. 10-20.

15. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. - С. Петербург, 1994.

16. Гончаров В.П., Непрочнов Ю.П., Непрочнова А.Ф. Рельеф дна и глубинное строение Черноморской впадины – Москва: Наука, 1972.

17. Гожик П.Ф., Маслун Н.В., Плотникова Л.Ф. Стратиграфия мезокайнозойских отложений северо-западного шельфа Черного моря – Киев: Институт геологических наук Украины, 2006. – 170 с. (на укр. языке).

18. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / - М., 2007.

19. Довжок Т.Э., Вакарчук С.Г., Харченко М.В., Ищенко И.И., Шевченко О.А., Мураста В.А. Новые данные по геологическому строению месторождения Субботина // Тезисы конференции «Современные методы сейсморазведки при поисках месторождений нефти и газа в условиях сложнопостроенных структур «Сейсо-2010»». – 2010.

20. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 2. Москва: Недра, 1990.

21. Иванов М.К., Конюхов А.И., Кульницкий Л.М., Масатов А.А. Грязевые вулканы в глубоководной части Черного моря // Вестник Московского университета Сер. 4. Геология. – 1989. - № 3. - С. 48-54.

22. Иванов М.К. Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов: дис. на соискание уч. степени доктора геолого-минералогических наук: 25.00.12 / - МГУ, 1999.

23. Иванов М.К., Лимонов А.Ф. Грязевой вулканизм Черного и Средиземного морей. Нефтегазоносные и угленосные бассейны России (под ред. Б.А. Соколова). -1996.- С. 205-231.

24. История геологического развития континентальной окраины западной части Черного моря. Под общ. ред. П.Н. Куприна – М.: Из-во МГУ, 1988. - 311 с.

25. Козлова Е.В. Нефтегазоматеринский потенциал отложений глубоководных осадочных бассейнов в зонах развития подводного грязевого вулканизма: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / - М., 2003. – 198 с.

26. Колосков В.Н., Наумова М.Н., Надежкин Д.В., Горчилин В.А., Пинус О.В., Попова Т.В. Перспективы нефтегазоносности верхнемиоценовых отложений северо-западной части Черного моря по результатам анализа сейсмических и скважинных данных // Геофизика. – 2019. - №1. - С. 72-79.

27. Конюхов А.И. Подводный конус выноса р. Дунай: особенности строения и аккумуляции осадков // Литология и полез. Ископаемые. – 1997. №3. – С. 227-239.

28. Конюхов А.И., Иванов М.К., Кульницкий Л.М. О грязевых вулканах и газогидратах в глубоководной впадине Черного моря // Литология и полезные ископаемые. – 1990 - № 3. - С. 12-23.

29. Круглякова Р.П., Круглякова М.В, Шевцова Т.Н. Геолого-геохимическая характеристика естественных проявлений углеводородов в Черном море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2009. - №1. - С. 37-51.

30. Лимонов А.Ф., Иванов М.К. Грязевые вулканы и диапиры: новые геологические открытия в Черном и Средиземном морях // Природа. - 1994. - №2. - С. 63-65.

31. Лимонов А.Ф., Иванов М.К., Мейснер Л.Б., Глумов И.Ф., Крылов О.В., Козлова Е.В. Новые данные о строении осадочного чехла в прогибе Сорокина (Черное море) // Вестник Московского университета, Сер. 4. Геология. – 1997. - № 3.

32. Маловицкий Я.П., Углов Б.Д., Осипов Г.В. Некоторые черты глубинного строения Черноморской впадины по данным гидромагнитной съемки // Морская геология и Геофизика. – 1972. - № 3. - С. 12-21.

33. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. Опорные отражающие горизонты в сейсмической записи осадочного выполнения Черноморской впадины (корреляция и стратиграфическая привязка) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2003. – Т. 11, №6. – С. 83-97.

34. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А., Хахалев Е.М. Западно-Черноморская грязевулканическая провинция // Океанология. – 1996. - № 1. - С.119-127.

35. Муратов М.В. История тектонического развития глубокой впадины Черного моря и ее возможное происхождение // Бюлл. МОИП, отд. геол. – 1955. - Т. 30, вып. 5. - С. 27-50.

36. Милановский Е.Е. Геология СССР. Ч. 3. - Москва: Изд-во МГУ, 1991.

37. Надежкин Д.В. Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / – М., 2011. – 169 с.

38. Наумова М.Н., Анализ углеводородных систем и перспективы нефтегазоносности северо-западной акватории Черного моря по комплексу методов. // Геология нефти и газа. – 2016. - №4. - С. 19-29.

39. Наумова М.Н., Надежкин Д.В., Колосков В.Н., Пинус О.В., Горчилин В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности миоценовых отложений северо-западной части Черного моря // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. - Т.13. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/5/13_2018.pdf.

40. Нечаева О.Л., Круглякова Р.П. Нефтегазоматеринские породы кайнозоя восточной части акватории Черного моря // Геология нефти и газа. – 2008. - №1.

41. Петриченко Ю.А. Нефтематеринский потенциал отложений майкопской серии Индоло-Кубанского прогиба: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / - М., 2001.

42. Пинус О.В., Асеев А.А., Колосков В.Н., Хипели Р.В., Надежкин Д.В. Интерпретация структурно-тектонического строения северо-западной акватории Черного моря с целью оценки перспектив ее нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. - Т.9., №1.

43. Пинус О.В., Колосков В.Н., Хипели Р.В., Надежкин Д.В. Сиквенс-стратиграфия неоген-четвертичного разреза северо-западной акватории Черного моря // Геология нефти и газа. – 2014. - №2. - С.46-53.

44. Полухтович Б.М., Мельничук П.М., Захарчук С.М. Нефтегазоносность Краевого уступа и направления последующих геологоразведочных работ. В кн.: Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Сб. докл. на междунар. Конф. «Крым-2002» - 2003. - С. 217-221 (на украинском языке).

45. Попадюк І.В. Геодинаміка Чорноморського регіону на альпійському етапі: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: / - Львів, 2003. – 205 с.

46. Сен-Жермес М., Баженова О.К., Боден Ф., Запорожец Н.И., Фадеева Н.П. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа // Литология и полезные ископаемые. – 2000. - №1. - С. 56-73.

47. Суслова Э.Ю. Нефтематеринский потенциал юрских и меловых отложений Западного Предкавказья: дис. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12 / - М., 2006.

48. Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. Альбом структурных карт и карт мощностей кайнозойских отложений Черноморской впадины. Масштаб 1: 1 500 000. М.: Изд. ГУГК СССР, 1989.

49. Туголесов Д. А., Горшков А. С., Мейснер Л, Б. и др. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины. М.: Недра, 1985. - 215 с.

50. Фадеева Н.П., Баженова О.К., Петриченко Ю.А. Проявление главной фазы нефтеобразования в породах кайнозоя Крымско-Кавказского региона // Матер. 6 межд конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа» Книга 2 М.: ГЕОС, 2002. - С.256-258.

51. Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Пономарева Е. Органическое вещество майкопских пород прогиба Сорокина // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы пятой международной конференции. - 2001. - С. 463-465.

52. Хаин В.Е. Региональная геотектоника. Альпийский Средиземноморский пояс. Москва: Недра, 1984.

53. Хрящевская О.И., Стовба С.Н., Попадюк И.В. Стратиграфическая основа геолого-геофизических исследований Одесского шельфа (северо-западной части Черного моря): состояние, проблемы и пути их решения // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31, №3. - С. 17-31.

54. Шимкус К.М., Маловицкий Я.П., Шуменко С.И. Коренные породы со дна Чёрного моря // Геолого-геофизические исследования Средиземного и Чёрного морей. ИО АН СССР. - 1979. - С. 26-44.

55. Шимкус К.М., Жигунов А.С. Некоторые черты мезозойской истории Черноморской впадины по данным изучения коренных пород // Геологический журнал. – 1987. – Т. 47, №2. – С.46-54.

56. Шлезингер А.Е. Структура осадочного чехла Черноморского бассейна. В кн. Проблемы тектоники земной коры. – Москва: Наука, 1981. С. 273-262.

57. Шнюков Е.Ф. Соболевский Ю.В., Гнатенко Г.И., Науменко П.И, Кутний В.А. Грязевые вулканы Керченско-Таманской области. Атлас. Наукова думка. - Киев, 1986.

58. Щербаков Ф.А., Горбачик Т.Н., Моргунов Ю.Г., Куприн П.Н., Козлов В.Б. Верхнеальбские отложения западной части континентального склона Горного Крыма // Докл. АН СССР. – 1977. - Т. 236, № 3. С.708-715.

59. Юдин В.В. Геодинамика Черноморско-Каспийского регионе - Киев: УкрГГРИ, 2008. - 117 с.

60. Яншин А.Л., Бассенянц Ш.А., Пиличенко А.Н. Новые данные о времени образования глубоководной Черноморской впадины // Докл. АН СССР. – 1980. - Т. 252, № 1. - С. 223-227.

61. Allen P. A. & Allen J. R. Basin Analysis Principles and Applications - Blackwell Scientific Publications, 2005. - 562 p.

62. Baltes N. Hydrocarbon source rocks in Romania // Annuaire de Institut de Geologie et de Geophysique. – 1983. – V.60, - P.265-270.

63. Bega, Z. and Ionescu G. Neogene structural styles of the NW Black Sea region, offshore Romania // The Leading Edge. Special section: the Black Sea region. - 2009. - P.1082-1089.

64. Bernhardt A., Jobe, Z.R., Lowe, R. Stratigraphic evolution of a submarine channel-lobe complex system in a Narrow fairway within the Magallanes Foreland Basin, Cerro Toro Formation, Southern Chile // Marine and Petroleum Geology. – 2011. - Vol. 28. - P.785-806.

65. Blinova V. N., Ivanov M. K., G. Bohrmann Hydrocarbon gases in deposits from mud volcanoes in the Sorokin Trough, north-eastern Black Sea // Geo-Marine Letters. - 2003. – 23. - P.250–257.

66. Calvert S. E. Oceanographic controls on the accumulation of organic matter in marine sediments // Geological Society, Special Publications/ - 1987/ - 26/ - P.137-151.

67. Castagna J.P. and Swan H.W. Principles of AVO crossplotting // Leading Edge. – 1997. Vol. 16. - P.337–342.

68. Clayton C. Incorporation of biogenic gas generation into petroleum system models: Oral presentation at the Geological Society of London meeting ‘Modelling sedimentary basins and their petroleum systems’ - London, 2010.

69. Cranganu C., Saramet M. Hydrocarbon generation and accumulation in the histria basin of the Western Black Sea // 2011.

70. Cranganu C., Villa M.A., Saramet M., Zakharova N.V. Petrophysical characteristics of source and reservoir rocks in the Histria Basin, Western Black Sea // Journal of Petroleum Geology. – 2009. – P.357-371.

71. Cragg B.A., Harvey S.M., Fry J.C., Herbert R.A., Parkes R. J. Bacterial biomass and activity in the deep sediment layers of the Japan Sea Hole 798B // Proceeding of the Ocean Drilling Program, Scientific Results. – 1992. – Vol. 127/128.

72. Deep-water cold seeps, sedimentary environments and ecosystems of the Black and Tyrrhenian Seas and the Gulf of Cadiz. Kenyon N.H., Ivanov M.K., Akhmetzhanov A.M., Mazzini A. (Eds.). - IOC. Technical series; 72, 2007.

73. Dinu C., Tambrea D., Mutneau I. The geologic evolution of the Romanian Black Sea area during Oligocene-Plicoene time // Abs. 2nd Int. Symp. Geology of the Black Sea Region. - 2009. – P. 56-57.

74. Dinu C., Wong H.K., Tambrea D., Matenco L. Stratigraphic and structural characteristics of the Romanian Black Sea shelf // Tectonophyics. – 2005. - №410. - P. 417-435.

75. Dolson J. Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons, 2016

76. Duley P., Fogg A. Old dogs and new tricks; unlocking the hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea: Ana and Дойна gas fields and the role of inversion in derisking // The Leading Edge. Special section: the Black Sea region. - 2009. - P.1090-1096.

77. Espitalie J. and Bordenave M.L. Rock-Eval pyrolysis. In: M.L. Bordenave (Editor) // Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip, Paris. – 1993. - P. 237–261.

78. Finetti I., Bricchi G., Del Ben A., Pipan M., Xuan Z. Geophysical study of the Black Sea area // Bolletino di Geofisica Teorica ed Applicata 30. – 1988. - Vol. 117-118. - P.197-324.

79. Geochemical Characteristics of Holocene Laminated Sapropel (Unit II) and Underlying Lacustrine Unit III in the Black Sea, open-file report, 2010

80. Geological and geophysical investigations in the Mediterranean and Black seas: initial results of the training-through-research cruise of R/V Gelendzhik in the Eastern Mediterranean and

the Black Sea (June/July 1991). Ivanov M.K., Limonov A.F., Woodside J.M. (Eds.). - UNESCO Reports in Marine Science, 1992.

81. Georgiev G. Geology and hydrocarbon systems in the Western Black Sea // Turkish journal of Earth Science. – 2012. - Vol. 21. - P. 723-754.

82. Georgiev, G. Hydrocarbon plays and their prospects in Bulgaria // In: EAGE 60th Conference and Technical Exhibition – Leipzig, Petroleum Division, Extended Abstracts. – 1998. – 2. – P.514.

83. Georgiev, G. Oil-oil and oil-source correlation for the major crude oils in Bulgaria // Annuaire de L'université de Sofi a 'St. Kliment Ohridski', Faculté de Géologie et Géographie, Livre 1 –Géologie. - 2000. – 92. - P.39–60.

84. Georgiev, G. Geological structure of Western Black Sea region // In: EAGE 66th Conference & Exhibition. – 2004.

85. Georgiev, G.. Challenge for hydrocarbon exploration in Western Black Sea – case study for origin of Tyulenovo oil field // In: EAGE 69th Conference & Exhibition. - 2007. – P -255.

86. Gopika Suresh, Christian Melsheimer, Jan-Hendrik Körber, and Gerhard Bohrmann Automatic Estimation of Oil Seep Locations in Synthetic Aperture Radar Images // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2015. - Vol. 53. - P.4218-4230.

87. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. - Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. - 485 p.

88. Ionescu, G., Dinu, C., Mocanu, V. Facies architecture and sequence stratigraphy of the Black Sea offshore Romania // Geology and Tectonics of the Romanian Black Sea Shelf and its Hydrocarbon Potential. - 2002. – 2. - P.43–51.

89. Ionescu, G., Sisman, M. & Cataraiani, R. Source and reservoir rocks and trapping mechanisms on the Romanian Black Sea shelf // Geology and Tectonics of the Romanian Black Sea shelf and its Hydrocarbon Potential. - 2002. – 2. - P.67–83.

90. Ivanov M.K., Limonov A.F., van Weering Tj. Comparative characteristics of the Black Sea and Mediterranean Ridge mud volcanoes // Marine Geology. – 1996. - № 132. - P. 253-271.

91. Konerding C., Dinu C, How Kin Wong Seismic sequence stratigraphy, structure and subsidence history of the Romanian Black Sea shelf // Geological Society, London, Special Publications. – 2010. - Vol. 340. - P. 159-180.

92. Løseth H., Wensaas L., Gading M., Duffaut1 K., Springer M. Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data? // Geological Society of America. – 2011. - Vol. 39. - P. 1167-1170.

93. Mazzini A., Ivanov M.K., Parnell J., Stadnitskaia A., Cronin B.T., Poludetkina E., Mazurenko L., T.C.E. van Weering Methane-related authigenic carbonates from the Black Sea:

geochemical characterisation and relation to seeping fluids // Marine Geology. – 2004. - P.153–181.

94. Mayer J., Sachsenhofer R.F., Ungureanu C., Bechtel A., Gratzer R., Sweda M., Tari G. Petroleum charge and migration in the Black sea: insights from oil and source rock geochemistry // Journal of Petroleum Geology. 2018. - P.337-350.

95. Meulenkamp J.E., Sissingh W., Calvo J.P., Daams R., Londeix L., Cahuzac B., Kovac M., Marunteanu M., Nagymarosy A., Gontsharova I.A., Khonkarian S.O., Scherba I.G., Roger J., Platel J-P., Hirsch F., Sadek A., Abdel-Gawad G.I., Yaich C., Bouaziz S., Hooyberghs H.J. Tertiary. In: Crasquin, S. (Ed.), Atlas Peri-Tethys Palaeogeographical Maps. —Explanatory Notes. CCGM/CGMW, Paris, 2000. - P.153–208.

96. Middelburg J. J., Calvert S. E., Karlin R. Organic-rich transitional facies in silled basins: Response to sea-level change // Geology. – 1991. - Vol. 19. - P.679-682.

97. Mitchum, R. M. and. Wach G. Niger Delta Pleistocene leveed channel fans—Models for offshore reservoirs, in J. M. Armentrout and N. Rosen, eds., Sequence stratigraphic models for Exploration and production // GCS–SEPM Foundation 22nd Annual Bob F. Perkins Research Conference. - 2002. - P.713-728.

98. Morley C.K., King R., Hillis R., Tingay M., Backe G. Deepwater fold and thrust belt classification, tectonics, structure and hydrocarbon prospectivity // Earth-Science Reviews 104. – 2011. – P.41–91.

99. Moroşanu I. Romanian continental plateau of the Black Sea. Tectonic-Sedimentary Evolution and Hydrocarbon Potential. – Bucureşti: Oscar Print, 2007. - 176 p.

100. Moroşanu I. The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau // Romanian Journal of Earth Sciences. – 2012. - Vol. 86, issue 2. - P.91-109.

101. Mud volcanism in the Mediterranean and Black Seas and shallow structure of the Eratosthenes Seamount: initial results of the geological and geophysical investigations during the third UNESCO/ESF "Training-through-Research" Cruise of RV Gelendzhik (June-July 1993). Limonov A.F.; Woodside J.M.; Ivanov M.K. (Eds.). - UNESCO reports in marine science; 64, 1994.

102. Munteanu I. Evolution of the Western Black Sea: kinematic and sedimentological inferences from geological observations and analogue modelling: theses of PhD in geology / – Bucharest, 2012. – 187 p.

103. Nikishin A.M., Aral I. Okay, Okan Tüysüz, Ali Demirer, Nikolay Amelin, Eugene Petrov The Black Sea basins structure and history: New model based on new deep penetration regional seismic data. Part 1: Basins structure and fill // Marine and Petroleum Geology. – 2015. - P.638-655.

104.Nikishin, A.M., Korotaev, M.V., Ershov, A.V., Brunet, M.-F. The Black Sea basin: tectonic history and Neogene-Quaternary rapid subsidence modeling // Sediment. Geol. - 2003. - 156 (1-4). - P.149-168.

105.Nikishin, A.M., Ziegler, P.A., Bolotov, S.N., Fokin, P.A., Late Palaeozoic to Cenozoic evolution of the Black Sea-Southern Eastern Europe region: a view sin platform // Turkish J. Earth Sci. 20. – 2012. – P.571-634.

106.Oteleanu A., Olaru R., Rainer T., Tari G. Basin Modelling of a regional transect in the Western Black Sea // theses of 76th EAGE Conference & Exhibition. – 2014.

107.Pepper A.S. and Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation Part I: oil and gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. -1995. - Vol. 12, No. 3. - P. 291-319.

108.Pirmez C., Friedmann S. J., Beaubouef R. T., Mohrig D. Equilibrium Profile and Baselevel in Submarine Channels: Examples from Late Pleistocene Systems and Implications for the Architecture of Deepwater Reservoirs // Deep-Water Reservoirs of the World: 20th Annual. – 2000. - P. 782-805.

109. Popov S.V., Rogl F., Rozanov A.Y., Steininger F.F., Shcherba I.G., Kovac M. Lithological-Paleogeographic maps of Paratethys 10 maps Late Eocene to Pliocene. – Frankfurt am Main, 2004. – 73 p.

110.Posamentier, H.W. and Kolla, V. Seismic Geomorphology and Stratigraphy of Depositional Elements in Deep-Water Settings // Journal of Sedimentary Research, 73. – 2003. - P. 67-388.

111.Radu Olaru-Florea, Cristina Ungureanu, Thomas Martin Rainer, Valentin Turi, Adriana Raileanu, Veronica Borosi, Csaba Krezsek and Gabor Tari Understanding of the Petroleum System(s) of the Western Black Sea: Insights from 3-D Basin Modeling // theses of AAPG International Conference & Exhibition. – 2014.

112.Reeburgh W.S., Tyler S.C., Carroll JoLynn Stable carbon and hydrogen isotope measurements on Black Sea water-column methane // Deep-Sea Research II. – 2006. - №53. - P. 1893–1900.

113.Robinson A.G. Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region. - Memoir 68. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 1997. - 385 p.

114.Robinson A.G., Rudat J.H., Banks C.J., Wiles R.L.F. Petroleum geology of the Black Sea // Marine and Petroleum geology. – 1996. - Vol. 13, № 2.

115.Saint-Garmes M.L. Etude sedimentologique et geochimique de la matere organique du basin maykopen (Oligocene – Miocene inferiur) de la Crimee a l'Azerbaidjan // UPVC, Paris, 1998.

116.Saint-Germes M.L., Bazhenova O.K., Baudin F., Zaporozhets N.I., Fadeeva N.P. Organic matter in Oligocene Maikop sequence of the North Caucasus // Lithology and mineral resources. - Vol.35, №1. - 2000.

117.Sahling H., Bohrmann G., Artemov Y.G., Bahr A., Bruning M., Klapp S.A., Klaucke I., Kozlova E., Nikolovska A., Pape T., Reitz A., Wallmann K. Vodyanitskii mud volcano, Sorokin trough, Black Sea: Geological characterization and quantification of gas bubble streams // Marine and Petroleum Geology. – 2009. - №26. - P.1799–1811.

118.Saramet M., Raducanu R., Catuneanu O., Gabriel C. Genetic potential of the Histria petroliferous basin // Water and Geoscience. – 2010. - P.68-72.

119.Saramet M., Cranganu C., Gavrilescu G. Quantitative estimation of expelled fluids from Oligocene rocks, Histria Basin, Western Black Sea // Marine and Petroleum Geology. – 2008. - P.544-552.

120.Saramet M., Gavrilescu G., Cranganu C. The role of Oligocene formations in hydrocarbon generation and accumulation in the Histria petroleum system of the Romanian shelf of the Black Sea // 2005.

121.Stadnitskaia A., Blinova V., Ivanov M.K., Baas M., Hopmans E., T.C.E. van Weering, Sinninghe Damste J.S. Lipid biomarkers in sediments of mud volcanoes from the Sorokin Trough, NE Black Sea: Probable source strata for the erupted material // Organic Geochemistry. – 2007. - 38. - P. 67–83.

122.Stadnitskaia A., Ivanov M.K., Poludetkina E.N., T.C.E. van Weering Sources of hydrocarbon gases in mud volcanoes from the Sorokin Trough, NE Black Sea, based on molecular and carbon isotopic compositions // Marine and Petroleum Geology. – 2008. - P. 1040-1057

123.Schoell M. Genetic characterization of natural gases // AAPG Bulletin. – 1983. - Vol. 67. - P.2225-2238.

124.Stovba, S., Khriachtchevskaia, O., Popadyuk, I. Hydrocarbon-bearing areas in the eastern part of the Ukrainian Black Sea // Lead. Edge. – 2009. - 28 (9). - P.1042-1045.

125.Sweeney J.J.and Burnham A.K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on Chemical kinetics // AAPG Bulletin. - 1990. - Vol 74. -P.1559-1570.

126.Tari M., Fallah M., Kosi W., Floodpage J., Baur J., Bati Z., Sipahioglu N.O. Is the impact of the Messinian Salinity Crisis in the Black Sea comparable to that of the Mediterranean // Marine and Petroleum Geology. - 2015. - P.135-148.

127.Tüysüz O., Yilmaz I.O., Svabenicka L., Kirici S. The Unaz formation: a key N Turkey // Turk. J. Earth Sci. (Turk. J. EarthSci.) 21. - 2012. – P.1009-1028.

128.Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion KM, Rahmanian V.D. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Out- crops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies // Am. Assoc. Petrol. Geo. Methods in Exploration Series. – 1990. - Vol. 7.

129.Weimer P. and Slatt R.M. Introduction to the Petroleum Geology of Deepwater Settings // AAPG Studies in Geology. – 2006. - Vol. 57.

130.Whiticar M.J., Faber E., Schoell M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO2 reduction vs. acetate fermentation-Isotope evidence // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1986. - Vol. 50. - P.693-709.

131.Wygrala B.P. Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy. theses of PhD in geology / –University of Cologne, 1989. - 217 p.

132.Zeikus J.G., Winfrey M.R. Temperature limitation of methanogenesis in aquatic sediments: Applied and Environmental Microbiology. - 1976. - Vol. 31/1. - P.99-107.

ФОНДОВАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Побэдаш М.С., Цьоха О.Г., Сидоренко Г.Д. Регіональні тематичні сейсморозвідувальні досліджения в межах Скіфськоі ділянки південноі частини західного шельфу Чорного моря. Киев, 2010. – 245 с.