



УДК 553.98

АНАЛИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ АКВАТОРИИ ЧЕРНОГО МОРЯ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ

М.Н.Наумова (ЛУКОЙЛ-Инжиниринг)

В статье рассмотрены геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-западной акватории Черного моря. На основе бассейнового моделирования восстановлены история погружения бассейна, модель прогрева, определена степень зрелости всех установленных нефтегазоматеринских толщ и возможные места аккумуляции УВ. Результаты работы послужили основанием для заложения поисковой скважины, а также определения направления и объемов геолого-разведочных работ в районе лицензионных участков компании ЛУКОЙЛ в Черном море.

Ключевые слова: Черное море; континентальный склон; шельф; гравитационная тектоника; турбидитные конуса выноса; биогенный газ; бассейновое моделирование.

Северо-западная часть акватории Черного моря – регион с достаточно сложным геологическим строением, характеризующийся неоднородной изученностью (рис. 1). В пределах шельфовой области пробурен ряд скважин и открыто несколько газовых и нефтяных месторождений УВ (рис. 2), часть из них приурочена к Каркинитскому прогибу, другая часть – к бассейну Хистрия (граница, которого совпадает с границей Черноморской палеовпадины). Все месторождения мелкие и средние по запасам [1]. Континентальный склон изучен значительно хуже, в его пределах открыто месторождение биогенного газа Домино [2].

Рассмотрим прогноз нефтегазоносности северо-западной части Черного моря по комплексу методов: тектоническому, палеотектоническому, седиментологическому, геохимическому, термобарическому и др., включая применение технологий бассейнового моделирования.

Материалы и методы исследования

Материалы исследования включали 7000 км сейсмопрофилей 2D, данные по 7 скважинам на шельфе: Олимпийской-400, Десантной-1, Сельского-40, Ильичевской-2, Одесской-2, Безымянной-2, Евпаторийской-2 (см. рис. 1), а также многочисленные опубликованные и фондовые материалы [3-10].

В пределах черноморского шельфа и континентального склона выполнена корреляция отражающих горизонтов (ОГ) и протрассированы разрывные нарушения [9]. Полученные данные послужили основой для тектонического и палеотектонического анализов. Прог-

нозирование распределения коллекторов и покрышек в области, не охарактеризованной скважинными данными в пределах континентального склона, базировалось на анализе сейсмофаций и сейсмических атрибутов [10].

Выделение нефтегазоматеринских пород в разрезе осадочного чехла северо-западной акватории Черного моря проводилось на основе результатов пиролитического анализа по скважинам и обобщения опубликованных данных [7, 8]. Свойства нефтегазоматеринских пород методом аналогий распределены на всю область исследования.

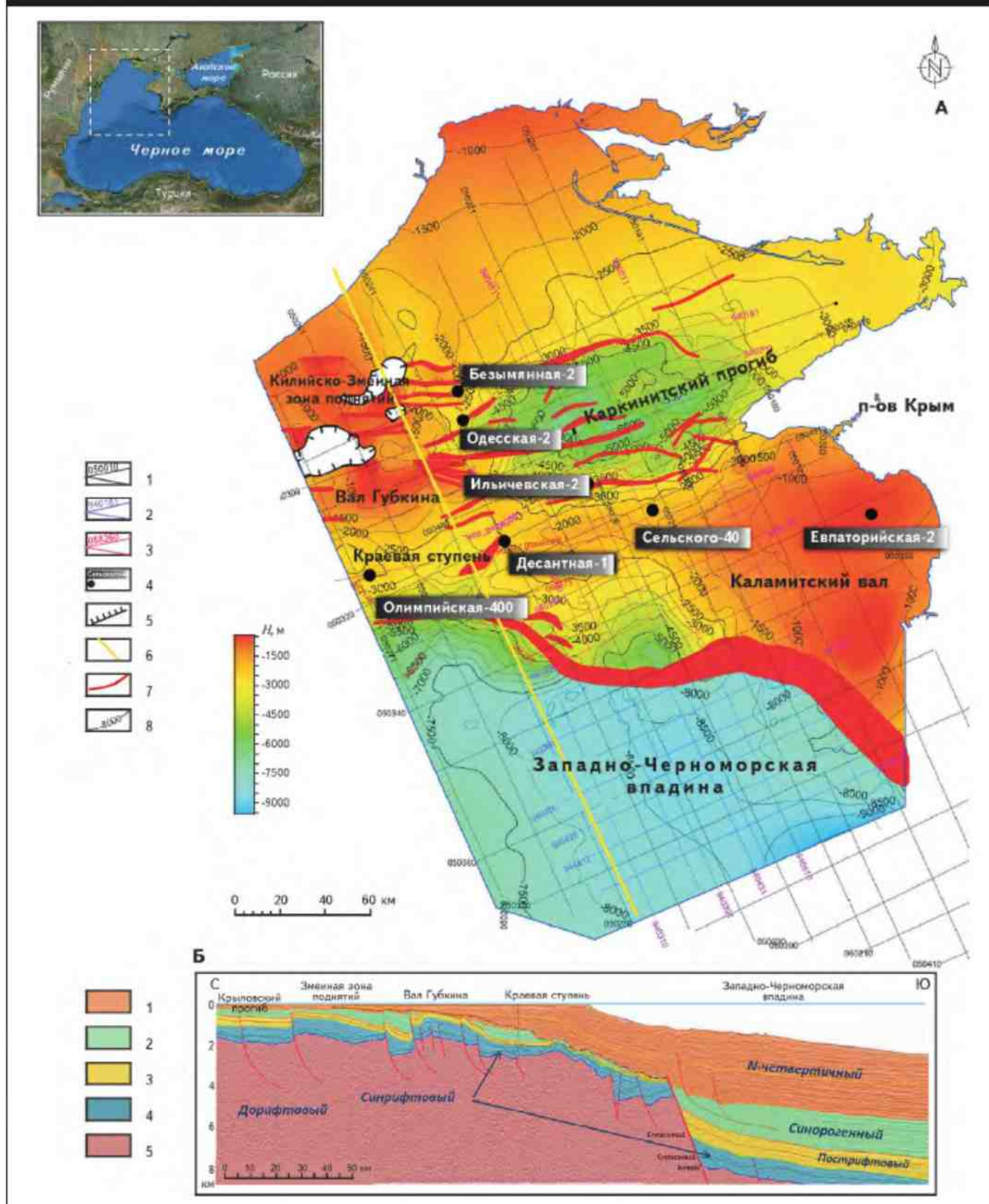
Для проведения бассейнового моделирования в пределах выбранного участка построены структурные поверхности, по которым составлен структурный каркас модели. Литологическое расчленение разреза выполнено с использованием скважинных данных, а также анализа сейсмофаций и сейсмических атрибутов.

Для калибровки бассейновой модели 3D использовались значения отражательной способности витринита, температуры в скважинах, фазовый и количественный составы УВ Олимпийского месторождения.

Обзор геологического строения северо-западной акватории Черного моря

Область исследования расположена в пределах северо-западного шельфа Черного моря и прилегающего континентального склона. Геологическое строение исследуемой акватории описано в работах Д.А.Туголесова (1985), G.Ionescu (2002), I.Moroşanu (2007), G.Georgiev (2012), О.В.Пинуса (2014) и др. Осадочный чехол ис-

Рис. 1. СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ВЫНЕСЕННЫМИ ТЕКТОНИЧЕСКИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ АКВАТОРИИ ЧЕРНОГО МОРЯ (А) И КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РЕГИОНА (Б)



следуемой акватории представлен отложениями от палеозойских до четвертичных (рис. 3), однако отложения палеозойской системы вскрыты только скважинами Морская-1 и Дельфин-6. Полнота и выдержанность стратиграфического разреза в регионе существенно изменяются в разных структурных зонах. В пределах впадин толщина осадочного чехла достигает 10 км, на валах — сокращается до 500 м. Породы представлены преимущественно терригенными отложениями с карбонатами верхнего мела, палеоцена и эоцена.

По результатам тектонического анализа и изучения геолого-геофизических материалов определена серия эрозионных несогласий в меловом, палеогеновом и миоцен-четвертичном комплексах отложений, а также значительное эрозионное событие, приуроченное к миоценовому времени (в конце сарматского века). Главное (миоценовое) несогласие установлено практически на всей части шельфа [11].

В строении северо-западной акватории Черного моря отчетливо выделяются следующие основные тектонические элементы: Каркинитский прогиб, Каламитский вал, вал Губкина, Килийско-Змеиная зона поднятий, Краевая ступень и Западно-Черноморская впадина (см. рис. 1). В северной части Западно-Черноморской впадины в ее состав входит впадина Хистрия — крупнейший региональный депоцентр неоген-четвертичных осадков (граница впадины Хистрия совпадает с границей древней Черноморской палеовпадины, см. рис. 2).

В истории тектонического развития региона были выделены следующие основные этапы (см. рис. 1) [9].

1. **Синрифтовый** (альб — конец позднего мела) дал начало многочисленным структурам растяжения (полуграбены).

2. **Пострифтовый** (палеоцен — эоцен) этап термального прогибания, сопровождавшийся карбонатным осадконакоплением.

3. **Инверсионный или синорогенный** (олигоцен — ранний миоцен) этап связан с региональным сжатием, в результате которого на исследуемой акватории произошла инверсия образовавшихся ранее рифтовых полуграбенов.

4. **Постинверсионный** (миоцен — настоящее время) этап характеризуется накоплением значительных толщ (до 5000 м) терригенных осадков в Западно-Черноморской впадине с депоцентром во впадине Хистрия. Высокие скорости седиментации в неоген-четвертичное

Рис. 2. МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ



Месторождения УВ: 1 — нефтяные, 2 — газоконденсатные, 3 — газовые, 4 — биогенный газ

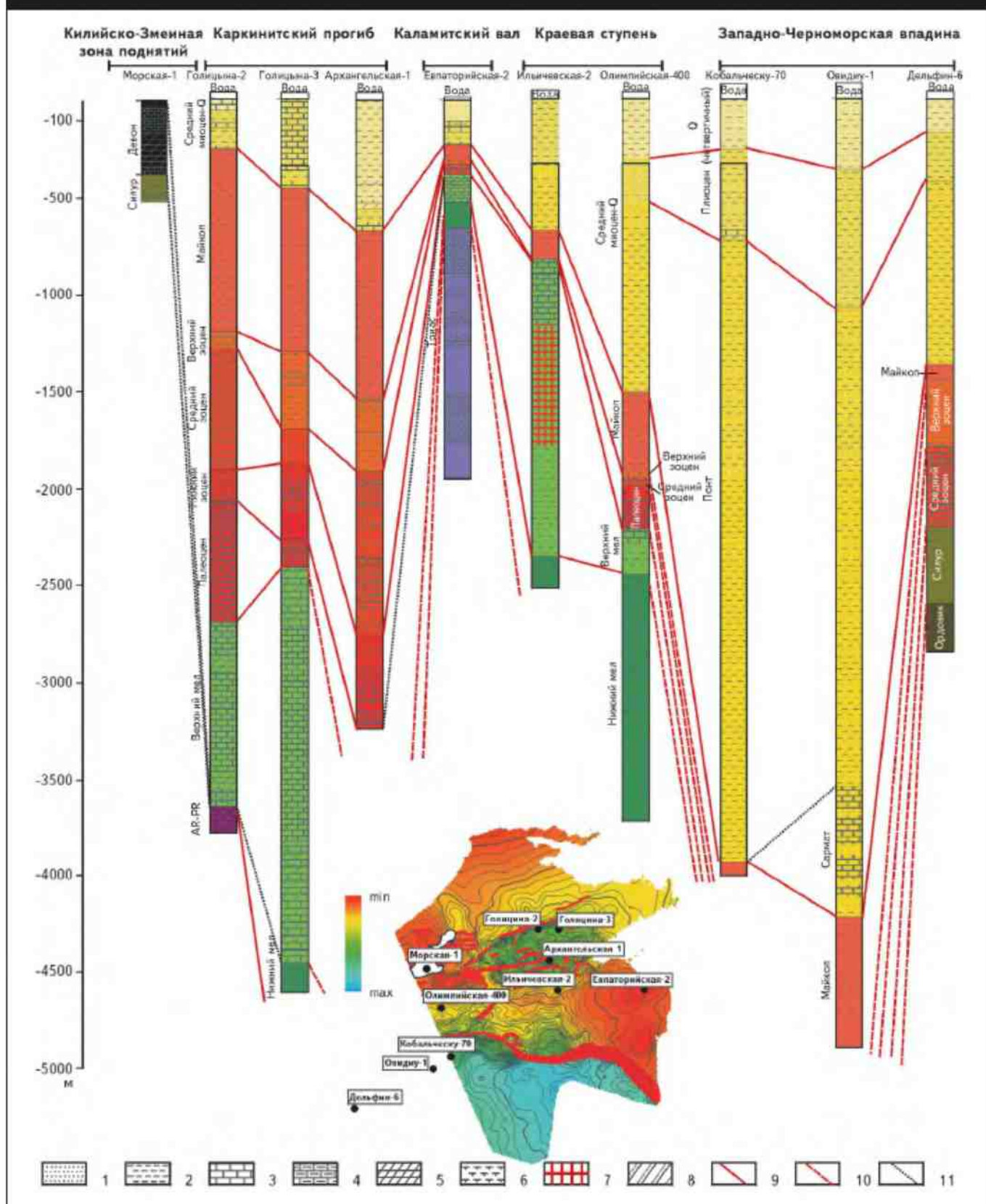
время были обусловлены поступлением значительных масс терригенного материала, привносимого крупными реками, такими как Дунай, Днепр и Днестр.

Аккумуляция больших объемов осадков в неоген-четвертичное время сопровождалась активными процессами гравитационной тектоники с формированием разломов роста и оползневых комплексов. Это обусловило развитие достаточно крупных антиклинальных структур в районе континентального склона, являющихся потенциальными ловушками для УВ.

Общий механизм формирования гравитационного комплекса объясняется смещением значительных масс осадков вниз по склону, которые компенсируются структурами сжатия в виде надвигов и сопутствующих складок далее в бассейне. Смещения происходили по поверхностям срыва (или скольжения), образовавшихся в интервале глинистых отложений майкопской тол-

А: сейсмические профили 2D-съемки: 1 — партия BS05-54, профиля 2005 г., 2 — партия UBS94-22, профиля 1994 г., 3 — партия 82-88, профиля 1982-1988 гг.; 4 — скважины; линии: 5 — выклинивания, 6 — профилей; 7 — тектонические нарушения; 8 — изогипсы, м; Б: 1 — прогибание, гравитационная тектоника (Mi₂-Q); 2 — инверсия, складчатость на шельфе (Ol-Mi₁); 3 — термальное прогибание, заложение Западно-Черноморской впадины (P-Eo); 4 — растяжение, формирование полуграбенов (Alb-K₂); 5 — PZ-K₁

Рис. 3. СХЕМА КОРРЕЛЯЦИИ СКВАЖИН ОДЕССКОГО ШЕЛЬФА И БАСЕЙНА ХИСТРИЯ (схема построена по данным Цюха О.Г. и др., 2003)



щи. К характерным деформациям континентального склона относятся (рис. 4):

- деформации растяжения;
- деформации сжатия.

На сейсмических профилях деформации растяжения наблюдаются как присбросовые складки (roll-over anticlines), сопровождающиеся разломами сбросового типа, и деформации сжатия как надвиговые структуры (toe-thrust anticlines) далее в направлении бассейна.

Присбросовые и надвиговые структуры являются перспективными объектами для поисков месторождений нефти и газа. В объектах данного типа открыты месторождения в Мексиканском заливе [12, 13], на побережье Бразилии (бассейны Campos, Santos и Barreirinhas [14]) [12], побережье Западной Африки (Конго, Габон, Ангола) [12], в дельте Нигера [12, 15]. Представляется, что присбросовые и принадлежные структуры должны представлять значительные перспективы для поисковых работ в Черном море.

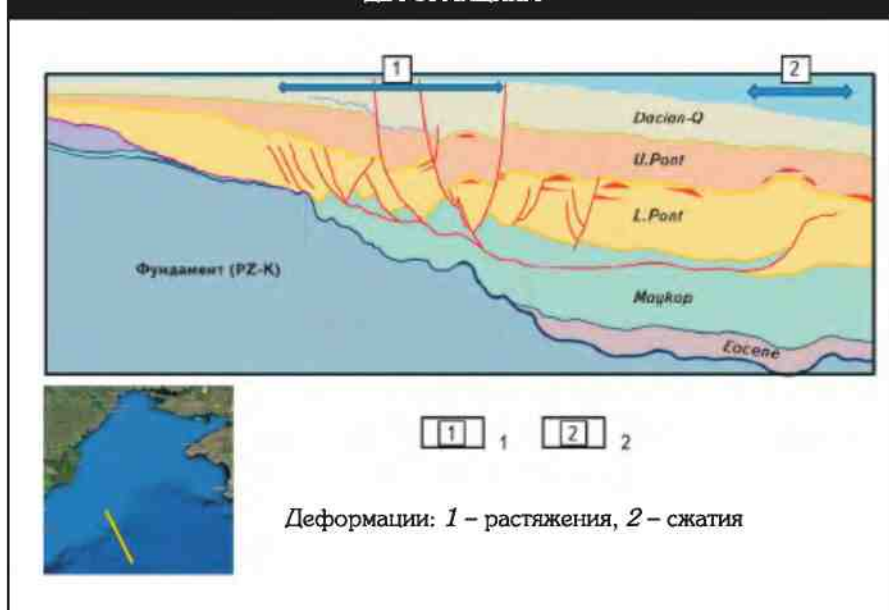
Элементы УВ-системы

Выделение интервалов нефтегазоматеринских пород

Для выделения интервалов нефтегазоматеринских толщ была проанализирована информация по органической геохимии мезо-кайнозойских пород. Большая часть данных характеризовала породы олигоценового возраста в пределах древней Черноморской палеовпадины (скважины на румынском шельфе). Отдельные данные по содержанию органического углерода были получены по скв. Олимпийская-400 и Одесские-2, 3, 4.

Для восстановления источников УВ [8] привлечены данные по отражательной способности витринита, содержанию органического углерода и типам ОВ пород в скважинах на одесском шельфе, геохимическая характеристика пород миоцен-олигоценового возраста из грязевых вулканов в пределах Западно-Черноморской впадины [7]; данные по корреляции нефть – ОВ пород.

Рис. 4. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ В РАЙОНЕ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО СКЛОНА, ПРИУРОЧЕННЫЕ К ХАРАКТЕРНЫМ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИМ ДЕФОРМАЦИЯМ



Обобщение материалов по Каркинитскому прогибу и Краевой ступени (см. рис. 1) позволило выделить основные нефтематеринские толщ: нижнемеловую, верхнеэоценовую и миоценовую (таблица). По степени зрелости породы эоцена и более молодые не достигли зоны генерации УВ. Таким образом, в качестве основной толщ, продуцирующей УВ на одесском шельфе, может рассматриваться нижнемеловая нефтегазоматеринская толщ. При этом стоит отметить, что она относится к газогенерирующим (содержит кероген III типа). Все открытые на одесском шельфе месторождения УВ газовые или газоконденсатные.

Во впадине Хистрия (граница впадины Хистрия совпадает с границей черноморской палеовпадины) (см. рис. 2) в качестве основных нефтегазоматеринских толщ мезо-кайнозойских пород были выделены: нижнемеловая, верхнеэоценовая, майкопская и миоценовая (см. таблицу).

Основными источниками жидких УВ во впадине Хистрия, судя по составу биомаркеров в нефтях и ОВ [8], являются породы олигоцена (майкопа) и верхнего эоцена. Олигоценовой нефтематеринской толщ сформированы месторождения Лебада Западное и Восточное, Синое, Портита, Пескуарус [8]. Причем важно отметить, что нефти, образованные олигоценовыми

1 – пески, песчаники; 2 – алевролиты, глины; 3 – известняки; 4 – глинистый известняк; 5 – мергели; 6 – аргиллиты; 7 – вулкани-ты; 8 – кварциты; 9 – корреляционные линии; 10 – коррелируемый горизонт скважиной не вскрыт; 11 – линии выклинивания горизонтов; остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Основные генерационные характеристики нефтематеринских толщ

	Миоцен	Олигоцен (майкоп)	Верхний эоцен	Нижний мел
Каркинитский прогиб и Краевая ступень	$S_{орг} = 2,63$ Водородный индекс (HI-медиана) = 278 Тип ОВ II-III		$S_{орг} = 8,50$ HI = 466 Тип ОВ II-III	$S_{орг} = 1,06$ HI = 320 Тип ОВ III
Впадина Хистрия	$S_{орг\ мед} = 2,66$ HI-медиана = 278 Тип ОВ II-III	$S_{орг\ мед} = 1,42$ HI-медиана = 251 Тип ОВ II-III (верхняя часть майкопа) $S_{орг\ мед} = 3,50$ HI-медиана = 400 Тип ОВ II-III (нижняя часть майкопа)	$S_{орг} = 1,20$ HI = 400 Тип ОВ II-III	$S_{орг} = 1,06$ HI = 320 Тип ОВ III

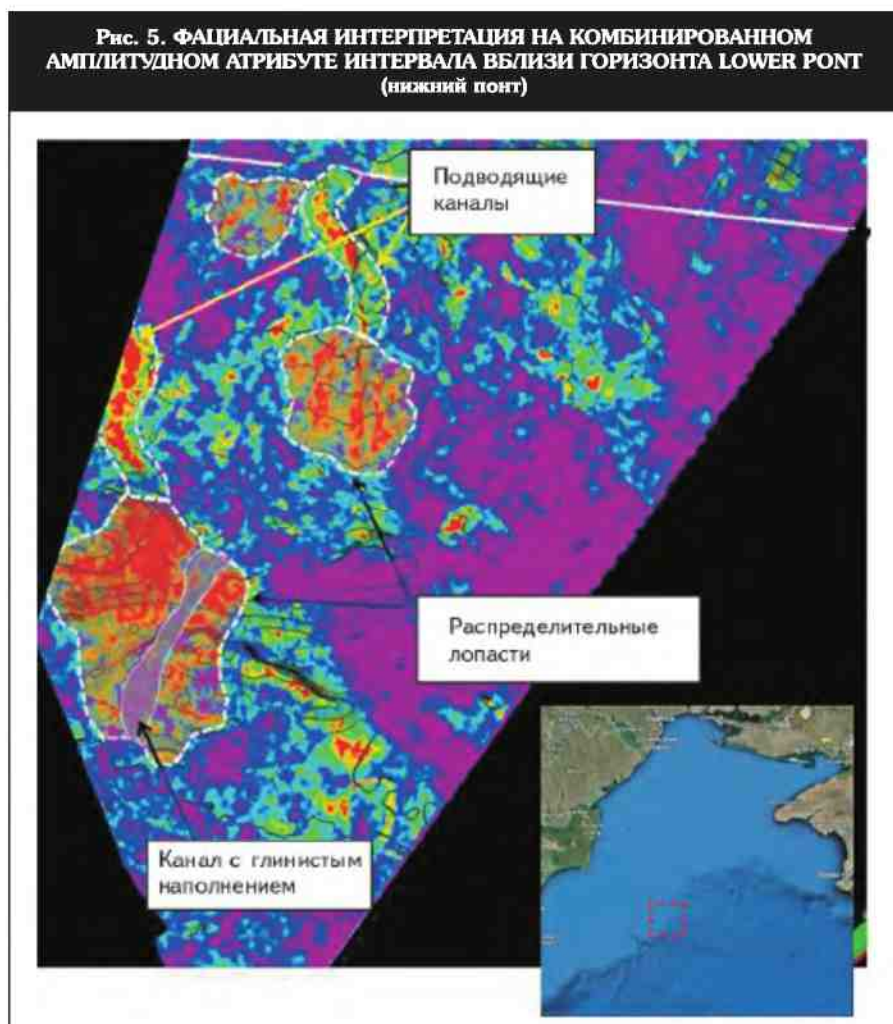
породами, заполняют ловушки в нижнем мелу (Лебада Восточное, Пескуарус), эоцене (Лебада Западное, Синое) и олигоцене (Портита).

Основным источником газообразных УВ, по данным G.Georgiev (2012), является миоценовая нефтегазоматеринская толща, генерирующая биогенный газ. Так, по

его данным, в отложениях верхнего понта и дакия биогенный газ мигрировал из термически непретерпевшей толщии миоцена, образовав тем самым месторождения Кобалческу, Дойна, Ана и Домино.

Породы-коллекторы в пределах Каркинитского прогиба и Краевой ступени представлены преимущественно карбонатными отложениями палеоцена и эоцена, бассейне Хистрия – терригенными отложениями нижнего мела, олигоцена и миоцена, а также карбонатными отложениями мела и эоцена. В сторону глубоководной впадины возраст продуктивных отложений омолаживается.

Отложения турбидитных конусов выноса, которые, вероятно, содержат крупные песчаные пласты, в волновом поле проявляются в виде «слоистых» сейсмофаций с достаточно яркими амплитудами отражений. Наиболее яркие уровни амплитудных аномалий в таких фациях были выделены в пределах *миоценовых* (нижнепонтитских) отложений. В интервалах нижнего понта были сняты атрибуты. Их анализ показал, что по форме и пространственной ориентации большинство аномалий с высокой степенью ве-



роятности характеризует комплексы турбидитных конусов выноса со значительным количеством песчаного материала (рис. 5).

В прогнозируемых турбидитных конусах выноса определены три основные фации:

- 1 – подводящие каналы;
- 2 – комплексы береговых валов;
- 3 – распределительные лопасти турбидитов.

Комплексы подводящих каналов, как показывает мировой опыт изучения подобных объектов [16], могут содержать песчаные пласты со значительными толщинами (20-100 м) и высокими коллекторскими свойствами (пористость 0,2-0,3; проницаемость от 0,050 до тысячных долей мкм²).

В соответствии с фациальными моделями турбидитов, отложения подводящих каналов последовательно переходят в фацию комплекса береговых валов по латерали в направлении от осевой зоны каналов. В этой зоне обычно содержится значительно меньше песчаного материала и часто отмечается переслаивание глин с песчаными прослоями. Такие толщи, однако, могут представлять собой достаточно крупные продуктивные объекты. Здесь следует особо отметить, что в комплексах береговых валов обычно имеет место резкое и существенное снижение коллекторских свойств по латерали в направлении от осевой зоны.

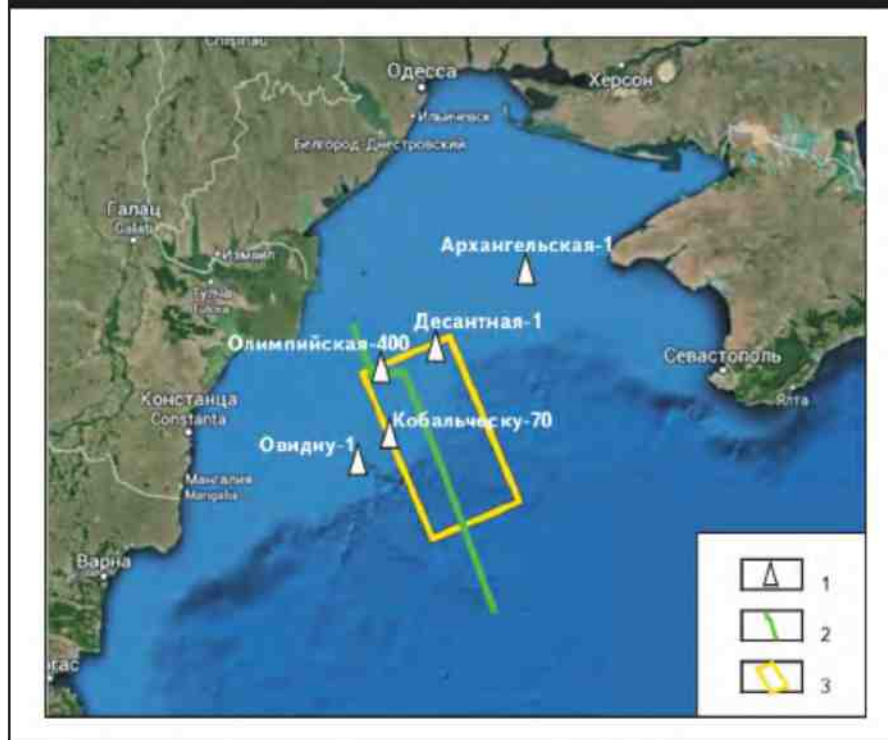
Комплексы распределительных лопастей обычно характеризуются песчаными покровами значительной протяженности с относительно большими толщинами и высокими фильтрационно-емкостными свойствами (подобно таковым в комплексах каналов).

Покрышки. Глинистые осадки отложений миоцена (понта и дакия), вмещающие в себя песчаные пласты турбидитных конусов выноса, могут характеризоваться хорошими экранирующими свойствами. Наличие разломов, в некоторых случаях доходящих до поверхности дна моря, снижает качество покрышки для турбидитов.

Процессы миграции и аккумуляции УВ по результатам бассейнового моделирования

В пределах шельфа и прилегающего континентального склона было выполнено бассейновое моделирование 1D и 2D (рис. 6) для оценки перспектив нефтегазонасности области исследования и выбора наиболее ин-

Рис. 6. СХЕМА МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ 3D-БАСЕЙНОВОЙ МОДЕЛИ



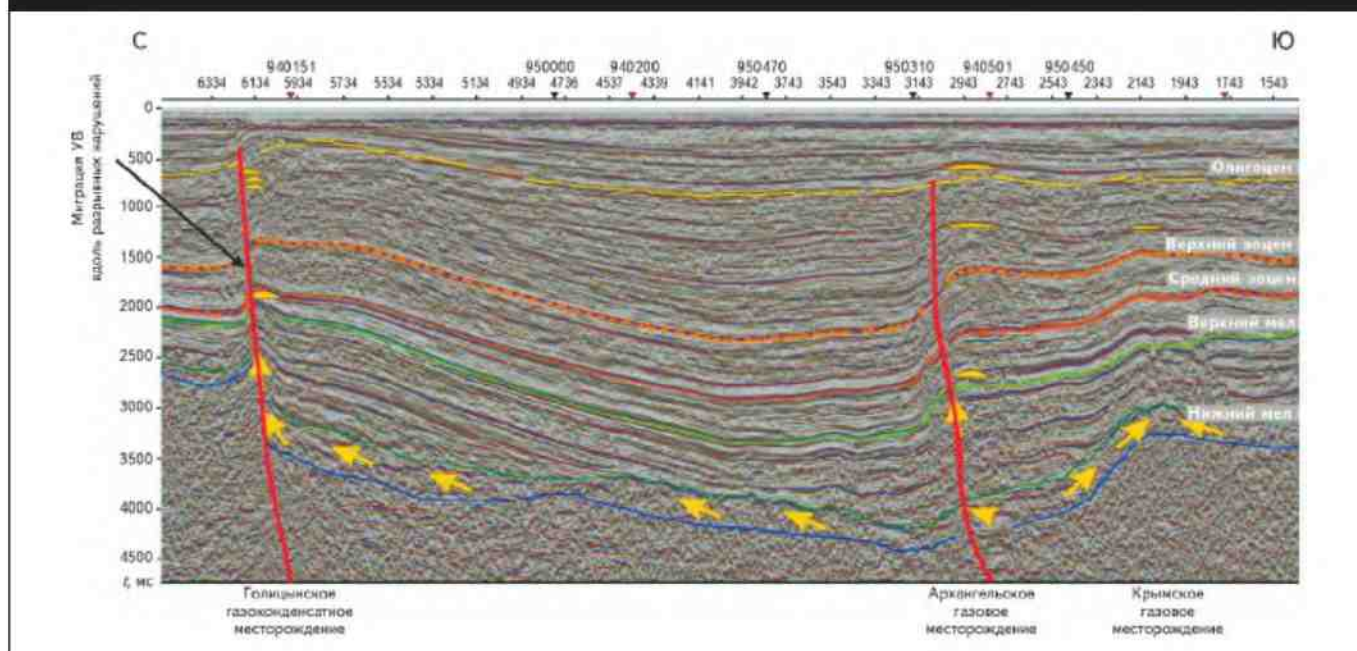
1 – скважины 1D-моделирования; 2 – линия продлений 2D-моделирования; 3 – полигон 3D-моделирования

тересного участка для проведения 3D-бассейнового моделирования. По результатам 1D и 2D-моделирования были оценены тепловая история региона и степень зрелости основных нефтегазоматеринских толщ как в пределах шельфа, так и на континентальном склоне.

По результатам 1D-моделирования скважин Каркинитского прогиба было установлено, что из трех выделенных нефтегазоматеринских толщ только нижнемеловая достигла зоны нефтегазогенерации. Опираясь на данные 1D-моделирования и информацию по открытым месторождениям в пределах Каркинитского прогиба, была составлена принципиальная схема миграции и аккумуляции УВ в пределах Каркинитского прогиба (рис. 7). УВ из нижнемеловой газоматеринской толщи мигрируют вверх по разломам и накапливаются в антиклинальных структурах, контролируемых инверсионными разломами.

2D-моделирование показало, что наиболее прогретая часть расположена в пределах континентального склона. В этой области, в отличие от шельфа, практически не пробурены скважины. Наличие прогретых нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и покрышек дает основание предполагать наличие залежей УВ в пределах континентального склона. Для оценки перспектив нефтегазонасности континентального склона

Рис. 7. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УВ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАРКИНИТСКОГО ПРОГИБА



была выбрана наиболее интересная его часть, в пределах которой и было выполнено 3D-моделирование (см. рис. 6). Площадь моделирования составила около 10000 км² (см. рис. 6), толщина моделируемой части чехла достигает 10 км. В пределах зоны 3D-моделирования пробурены скважины Олимпийская-400 и Десантная-1. Результаты комплексной оценки перспектив нефтегазоносности, наряду с данными моделирования, использовались для прогноза и локализации зон нефтегазонакопления и изучения фазового состава УВ.

Прогрев и преобразованность ОВ нефтегазоматеринских толщ. По результатам бассейнового моделирования восстановлена тепловая история на основе калибровки отражательной способности витринита и выделены очаги нефтегазообразования.

Породы нижнего мела являются наиболее преобразованными и на большей части моделируемой акватории находятся в «газовом окне» (рис. 8).

В пределах континентального склона отложения верхнеэоценовой нефтегазоматеринской толщи находятся в «газовом окне». На шельфе отложения верхнеэоценовой толщи – незрелые. Катагенетическая преобразованность в породах нижней части майкопа в целом такая же, как в нижележащей толще верхнего эоцена. Верхняя часть майкопа – наименее преобразованная материнская толща, которая в пределах континентального склона только вошла в нефтяное окно.

Газоматеринские породы миоцена на большей части моделируемой территории на 100 % преобразованы как толща, генерирующая биогенный газ.

Таким образом, в зоне континентального склона идет активная генерация биогенного газа породами миоцена и термогенного газа и нефти всеми остальными нефтегазоматеринскими толщами.

Миграция УВ. В ходе бассейнового моделирования было оценено количество сгенерированных УВ каждой нефтегазоматеринской толщи (рис. 9, А), а также вклад каждой материнской толщи в общую массу эмигрировавших УВ (рис. 9, Б). Около половины (45 %) всех УВ сгенерировано майкопской толщей, при этом ее вклад в массу эмигрировавших УВ значительно ниже (<30 %). То есть, несмотря на то, что майкопские породы сгенерировали почти половину всех УВ, их значительная часть до сих пор запечатана внутри толщи. Основная же масса УВ, эмигрировавших из газоматеринской толщи, связана с ОВ миоцена – генератора биогенного газа (> 50 %).

В связи с этим можно предположить, что заполнение миоценовых резервуаров будет происходить из миоценовой газоматеринской толщи биогенным метаном. При этом стоит отметить, что направление миграции из источника к резервуару, по результатам бассейнового моделирования, будет вертикальным и латеральным.

По-другому происходит миграция УВ при генерации за счет термокаталитического разложения ОВ пород. Это касается майкопских и эоценовых нефтегазоматеринских толщ. За счет возникновения anomalно высокого порового давления в толще пород направление миграции может смениться на нисходящее, что подтверждается результатами бассейнового моделирования.

Рис. 8. СТАДИИ КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЙ ПРЕОБРАЗОВАННОСТИ ОБ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

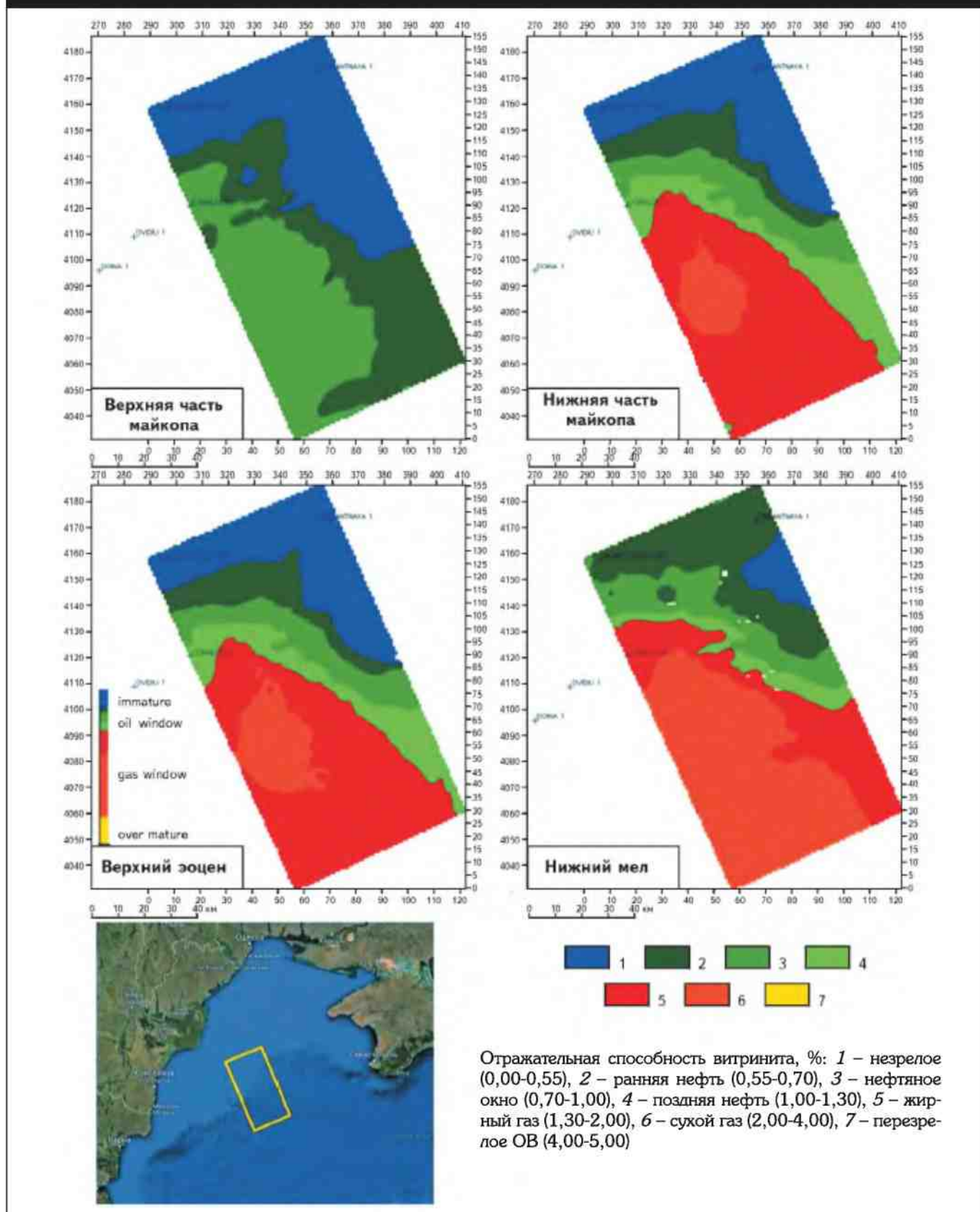
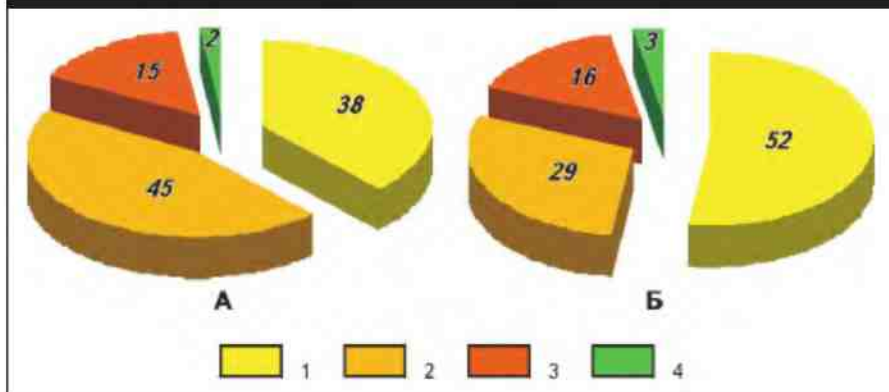


Рис. 9. ДИАГРАММА, ИЛЛЮСТРИРУЮЩАЯ МАССОВУЮ ДОЛЮ СГЕНЕРИРОВАННЫХ УВ КАЖДОЙ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ ТОЛЩИ В ОБЩЕЙ МАССЕ СГЕНЕРИРОВАННЫХ УВ, (А) И ВКЛАД КАЖДОЙ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ ТОЛЩИ В ОБЩУЮ МАССУ ЭМИГРИРОВАВШИХ УВ (Б)



Нефтегазоматеринские толщи, %: 1 – миоцен, 2 – майкоп, 3 – верхний эоцен, 4 – нижний мел

Аккумуляция УВ. В соответствии с миграционными процессами формируются залежи УВ на разных уровнях в трехмерной модели. Коэффициент заполнения части ловушек достигает 90-100 %, что свидетель-

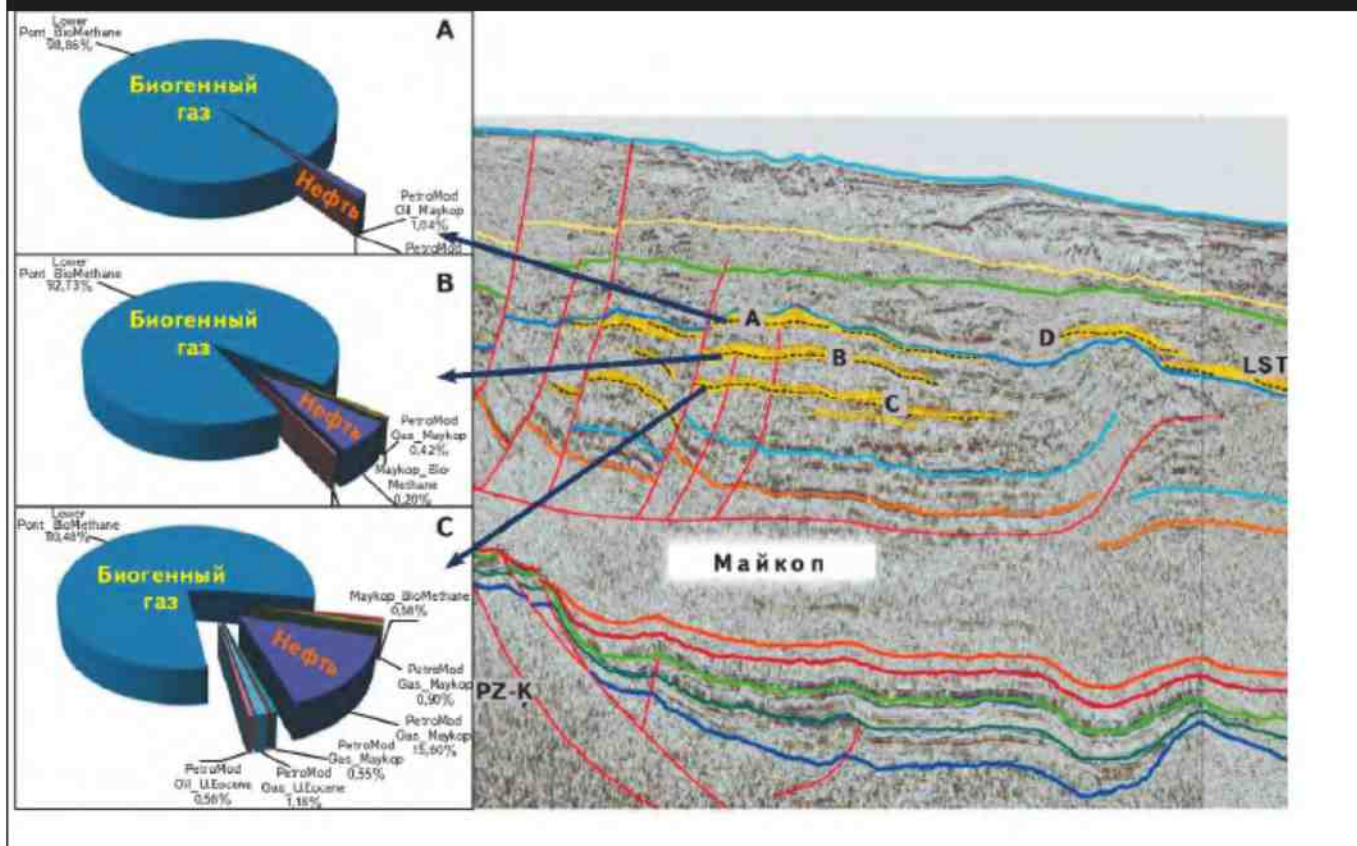
ствует о достаточном количестве поступающего из нефтегазоматеринских толщ флюида.

По результатам моделирования к отложениям миоценового возраста преимущественно приурочены залежи биогенного метана, причем вниз по разрезу доля жидких УВ увеличивается (рис. 10). В эоценовых и палеоценовых резервуарах возрастает доля нефтяных и газовых УВ, сгенерированных майкопскими, эоценовыми и нижнемеловыми нефтегазоматеринскими толщами.

Выводы

Опираясь на геолого-геофизические и геохимические данные, с привлечением программного продукта по бассейновому моделированию, была восстановлена история развития и структурообразования в регионе и выделены наиболее перспективные участки для поиска новых месторождений нефти и газа.

Рис. 10. УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛИ ЖИДКИХ УВ ВНИЗ ПО РАЗРЕЗУ



По результатам моделирования можно сделать следующие выводы:

- впервые для северо-западной акватории Черного моря проведен анализ УВ-систем с использованием средств компьютерного 3D-моделирования;
- шельфовая часть изучаемой акватории характеризуется сравнительно невысокими перспективами открытия крупных месторождений УВ;
- в пределах континентального склона стоит ожидать структурные ловушки с элементами тектонического и литологического экранирования;
- основные коллекторы в пределах континентального склона прогнозируются в породах миоцена и связаны с турбидитными конусами выноса;
- все выделенные в пределах континентального склона нефтегазоматеринские породы генерируют УВ: миоценовая нефтегазоматеринская толща является источником биогенного газа, майкопская, верхнеэоценовая и нижнемеловая – термогенного газа и нефти;
- коллекторы в отложениях миоцена, по данным моделирования, заполнены биогенным газом, сгенерированным миоценовой нефтегазоматеринской толщей, причем вниз по разрезу доля жирных УВ увеличивается.

Результаты работы послужили основанием для заложения поисковой скважины, а также определения направления и объемов геолого-разведочных работ в районе лицензионных участков компании ЛУКОЙЛ в Черном море.

Литература

1. **Атлас** родовищ нафти і газу України. Т. VI. Південний нафтогазоносний регіон. – Львів: УНГА, 1998.
2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.naturalgaseurope.com/exxonmobil-and-omv-discover-huge-gas-field-in-romania-5060>.
3. **Туголесов Д.А.** Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины / Д.А.Туголесов, А.С.Горшков, Л.Б.Мейснер и др. – М.: Недра, 1985.
4. **Ionescu G.** Source and reservoir rocks and trapping mechanism on the romanian Black Sea shelf / G.Ionescu, M.Sisman, R.Cataraiani / Eds.: C.Dinu, V.Mocanu // *Geology and tectonics of the Romanian Black Sea shelf and its hydrocarbon potential*. – 2002. – BGF – V. Special. – N 2.
5. **Morosanu I.** Romanian continental plateau of the Black Sea / I.Morosanu // *Tectonic-Sedimentary Evolution and Hydrocarbon Potential*. – București: Oscar Print, 2007.
6. **Хрящевская О.И.** Стратиграфическая основа геолого-геофизических исследований Одесского шельфа (северо-западной части Черного моря): состояние, проблемы и пути их решения / О.И.Хрящевская, С.Н.Стовба, И.В.Попадюк // *Геофизический журнал*. – Т. 31. – № 3.
7. **Надежкин Д.В.** Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря: дисс.... канд. геол.-минер. наук. – М., 2011.

8. **Georgiev G.** Geology and hydrocarbon systems in the Western Black Sea / G.Georgiev // *Turkish journal of Earth Science*. – 2012. – V. 21.

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

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

11. **Гречищев В.А.** Строение плиоцен-четвертичных отложений северо-западного шельфа Черного моря / В.А.Гречищев // *Бюлл. московского общества испытателей природы. Отдел геология*. – 1989. – Т. 64. – Вып. 5.

12. **Rowan M.G.** Gravity-driven fold belts on passive margins / M.G.Rowan, F.G.Peel, B.G.Vendeville / Ed. K.R.McClay // *Thrust tectonics and hydrocarbon systems: AAPG Memoir 82*. – 2004.

13. **Rowan M.G.** Salt-Related Fault Families and Fault Welds in the Northern Gulf of Mexico // M.G.Rowan, B.Trudgill, M.Jackson // *AAPG Bulletin*. – 1999. – V. 83. – N 9 (September).

14. **Zalan P.V.** Fault-related folding in the deep waters of the equatorial margin of Brazil / P.V.Zalan / Eds.: K.McClay, J.Shaw, J.Suppe // *Thrust fault-related folding: AAPG Memoir 94*. – 2011.

15. **Krueger S.W.** Grant The growth history of toe thrusts of the Niger Delta and the role of pore pressure / S.W.Krueger, T.Neil / Eds.: K.McClay, J.Shaw, J.Suppe // *Thrust fault-related folding: AAPG Memoir 94*. – 2011.

16. **Weimer P.** Introduction to the Petroleum Geology of Deep-water Settings / P.Weimer, R.M.Slatt // *AAPG Studies in Geology 57*. – 2007.

© М.Н.Наумова, 2016

Мария Николаевна Наумова,
специалист 2-й категории,
Maria.Naumova@lukoil.com.

HYDROCARBON SYSTEMS ANALYSIS AND OIL-GAS PROSPECTS FOR THE NORTH-WESTERN BLACK SEA WATER AREA ACCORDING TO COMPLEX METHODS

Naumova M.N. (Lukoil-Engineering)

The paper considers geological structure and oil-gas prospects for the North-Western Black Sea Water Area. Basin modeling reconstructed basin subsidence history and heating model, determined the level of maturity for all the distinguished oil-gas source strata and potential hydrocarbon accumulation locations. Obtained results provided a basis for prospecting borehole location and determination of geological exploration direction within Lukoil license areas in the Black Sea.

Key words: the Black Sea; continental slope; shelf; gravity tectonics; turbidite detrital cones; biogenic gas; basin modeling.