

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2015

УДК 553.98:552.58:551.762/.763(470.62)

Астахов С.М.ООО «Нефтепоисковая компания «КОНТИКИ» (ООО «НПК «КОНТИКИ»), Новороссийск, Россия, s@kontiki-exploration.com**Мосякин Ю.А.**, **Мосякин А.Ю.**

ОАО «Краснодарнефтегеофизика», Краснодар, Россия

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОКСФОРД-НЕОКОМСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОГО БОРТА ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА. ЧАСТЬ 2. ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НОВЫХ ВЫДЕЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Перспективы нефтегазоносности верхнеюрских отложений в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба оцениваются методами историко-генетического компьютерного моделирования. Приводится анализ особенностей литологии, структурного строения и геохимии отложений, слагающих разрез исследуемой площади. Для повышения достоверности моделирования проведено лабораторно-аналитическое восстановление кинетического спектра реакций преобразования органического вещества кумской свиты. Структурная палеореконструкция взятого за основу сейсмогеологического разреза является основой дальнейшего моделирования углеводородных систем. Выявленные по результатам реконструкции зоны палеонапряжений использованы для объяснения возможной интенсификации процессов нефтегазообразования на ранних стадиях катагенеза миоценовых нефтегазоматеринских отложений. По результатам моделирования Медовская структура заполняется углеводородами с источником в сингенетичных оксфорд-киммериджских отложениях. Компьютерная модель построена с учетом отсутствия крупных разрывных нарушений в свде Медовской структуры, что позволяет создать условия сохранности залежи.

Ключевые слова: *кумская свита, бассейновое моделирование, углеводородная система, рифовый массив, Ахтырская шовная зона, Хадыженская кордильера, Западно-Кубанский прогиб.*

В первой части исследовательской работы по обоснованию перспектив глубокопогруженных горизонтов, расположенных в зоне сочленения Северо-Западного Кавказа (СЗК) и Западно-Кубанского прогиба (ЗКП), были предложены новые объекты для постановки детализационных геологоразведочных работ (см. рис. 6 [Мосякин, Астахов, Мосякин, 2015]). Подтверждена одна и выявлены 3 новые структуры. Для дополнительной оценки перспектив выделения объекта геологоразведочных работ проведено бассейновое моделирование в пределах исследуемого профиля 029402.

Моделирование базируется на структурной основе, полученной по результатам геомеханической реконструкции. Для литолого-геохимической идентификации разреза

привлечены скважинные и сейсморазведочные данные, специальные геохимические исследования образцов в обнажениях.

Структурная реконструкция

В тектоническом отношении профиль 029402 (рис. 1), выбранный для структурной реконструкции и компьютерного бассейнового моделирования, расположен в пределах (с юга на север): Псебепско-Гойтхского антиклинория, Собербаш-Гунайского синклинория и ЗКП. Псебепско-Гойтхский антиклинорий занимает осевое положение на западе складчатой области Большого Кавказа. Северная граница антиклинория проводится по северному крылу Гладковской антиклинали. Расположенная к северу от Псебепско-Гойтхского антиклинория Собербашско-Гунайская зона, в современной структуре складчатой области мегантиклинория Большого Кавказа, отвечает крупному Собербашско-Гунайскому синклинорию. Ширина его на территории исследования составляет около 5 км. Ему присущ промежуточный тип складчатости. Складки представлены брахиформными, коробчатыми, реже гребневидными структурами, иногда крупными поднятиями линейного типа. Гипсометрически положение уровня складчатости по кровле нижнего мела (по данным сейсморазведки) на 300-700 м ниже по сравнению с зоной Псебепско-Гойтхского антиклинория. Палеоцен-четвертичная осадочная линза ЗКП представляет собой автохтонный блок, который погружен по взбросо-надвиговой Ахтырской шовной зоне под Собербаш-Гунайский синклинорий. Причем для рассматриваемой зоны характерна обратная вергентность складчатости наблюдаемой в Хадыженско-Туапсинской зоне (рис. 2). Так с южного борта СЗК наблюдаются элементы бокового наращивания палеогеновых и меловых отложений на Анапском выступе (геологический профиль по линии А₁-А₂ на рис. 2), при том, что на северном борту в Крымско-Варениковской зоне интенсивно развиваются процессы взбросо- и надвигообразования северной вергентности в зоне сочленения с ЗКП эоценового заложения. Тогда как на южном борту СЗК по траверсу Дивноморск-Лазаревское наблюдаются чрезвычайно интенсивные процессы дизъюнктивной и пликративной тектоники южной вергентности в зоне сочленения с Туапсинским прогибом эоценового заложения (геологический профиль по линии Б₁-Б₂ на рис. 2). С другой стороны Кавказа на северном борту в Хадыженской и Чениговской зоне наблюдается боковое наращивание палеогеновых и меловых комплексов. Такая смена вергентности связана с большей глубиной Адагумо-Афипского прогиба (структуры ЗКП) против замыкания Туапсинского прогиба в районе Анапского выступа, и наоборот наибольшей глубиной Туапсинского прогиба против значительно меньших глубин погружения фундамента замыкания ЗКП по направлению к

Адыгейскому выступу.

Это указывает на различную геодинамическую природу процессов складчатости в районе ундулирования и разворота к Крыму СЗК и в районе смыкания с жестким основанием Передового Хребта и погружения центральной части Туапсинского прогиба.

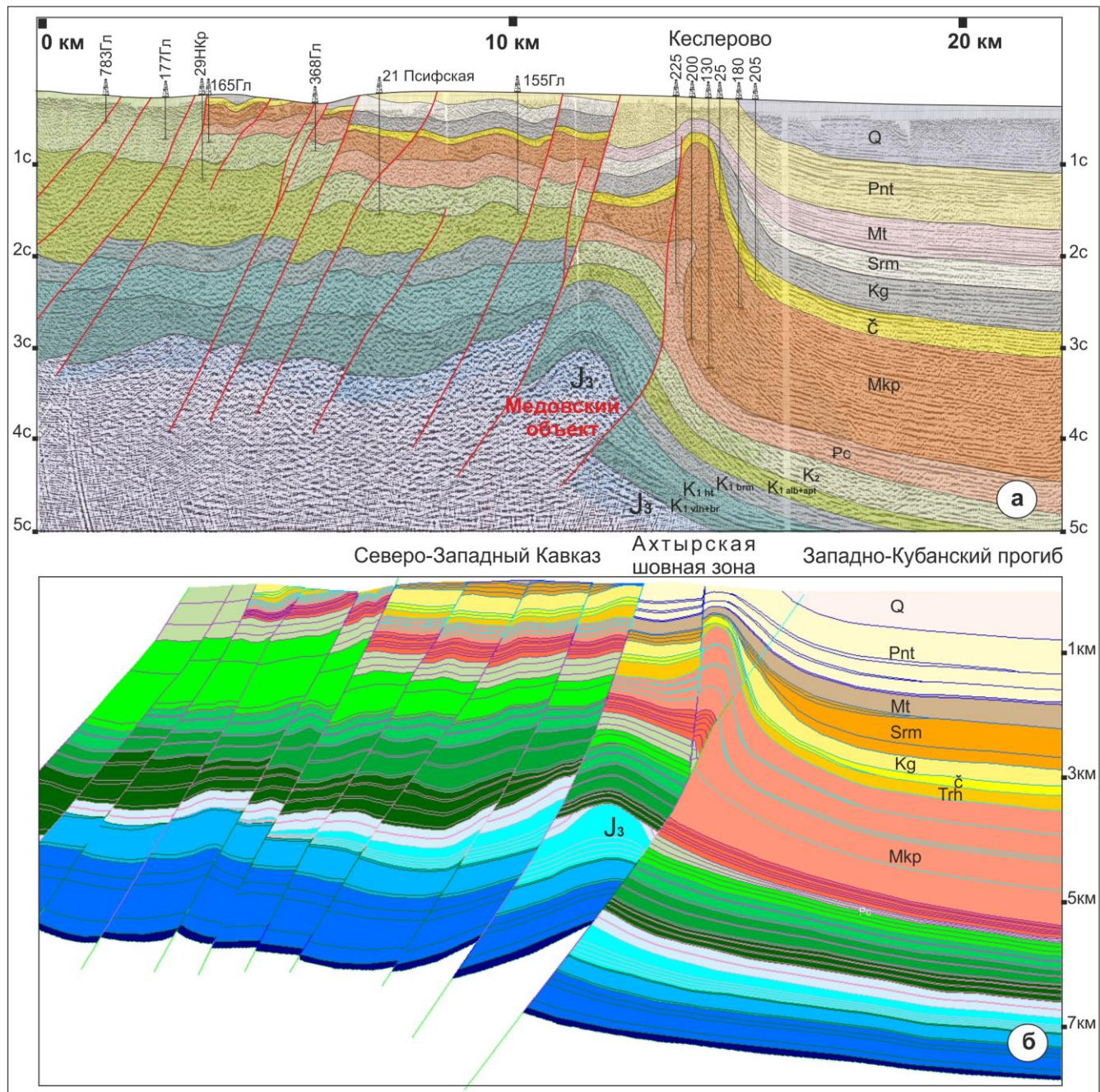


Рис. 1. Сейсмогеологическая модель по профилю 029402 (составил С.М. Астахов)

*а - сейсмический профиль 029402 в интерпретации Ю.А. Мосякина [Мосякин, Астахов, Мосякин, 2015];
б - геологическая модель, принятая для структурной реконструкции и бассейнового моделирования.*

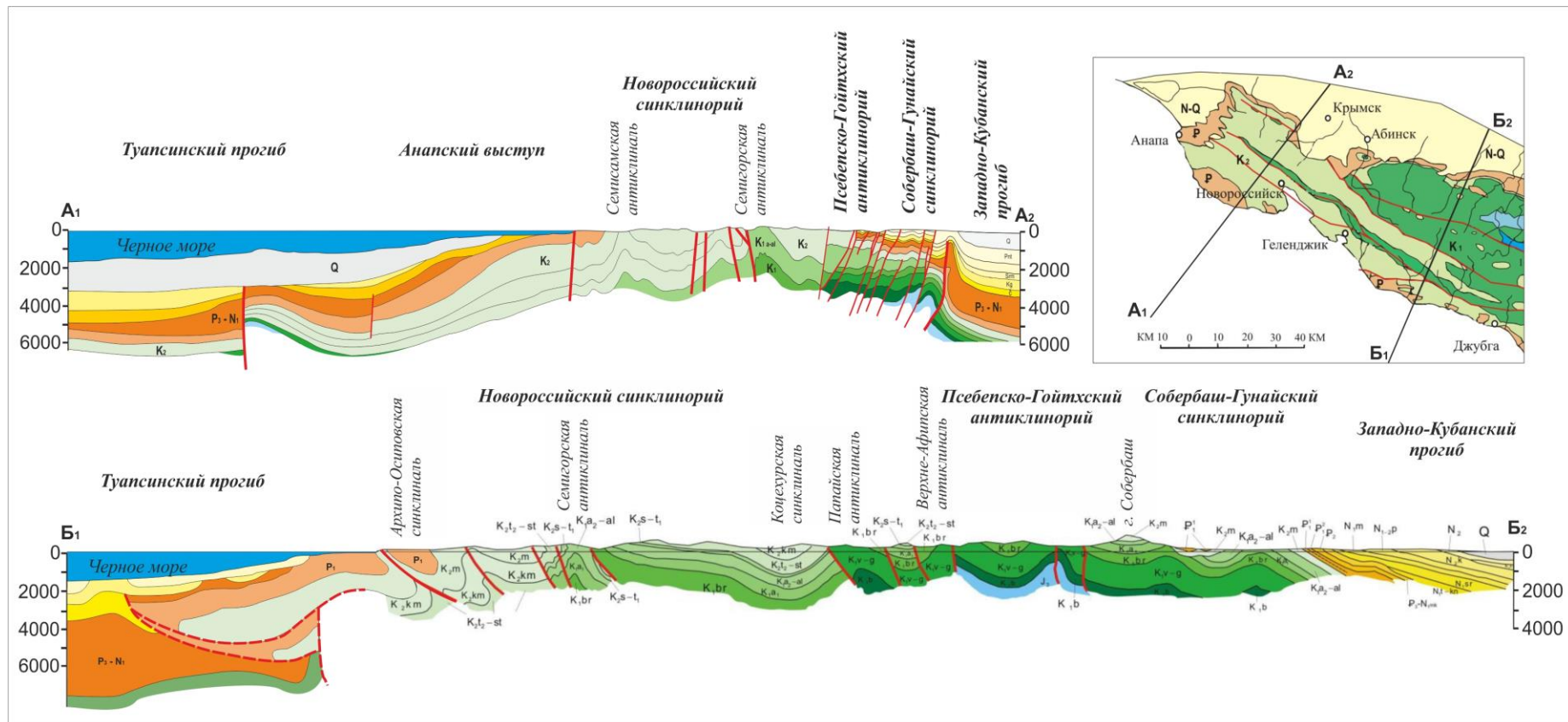


Рис. 2. Геологические разрезы через Северо-Западный Кавказ (составил С.М. Астахов с использованием данных [Маринин, Расцветаев, 2008; Мосякин, Астахов, Мосякин, 2015; Государственная геологическая карта..., 2002])

Обращает на себя внимание «шахматный порядок» с обоих бортов Кавказа наиболее погруженных осадочных линз: Адагумо-Афипский прогиб с севера; Туапсинский прогиб с юга; Восточно-Кубанская впадина с севера; Рионский прогиб с юга. Эту тенденцию можно продолжить как на восток, где также «шахматно» чередуются погруженные зоны Терско-Каспийского с севера и Куринского прогибов с юга, так и на запад, где в меньшей степени, но в целом сохраняется «шахматный порядок» чередования погруженных зон Каркинитско-Северо-Крымского прогиба и Кеченско-Таманского прогиба на севере с прогибом Сорокина на юге. Такой «шахматный порядок» обусловлен характером коллизии Скифской и Закавказской плит с формированием сдвиговых зон по хорошо трассируемым поперечным разломам, секущим весь Кавказский ороген, что в свою очередь обусловило чередование локально проявленных режимов транспрессии с одного борта формирующегося орогена и транстензии с другого борта. С практической точки зрения для поисков погребенной Хадыженской Кордильеры в Крымско-Варениковской зоне это означает существенные трудности для сейсморазведки и значительные глубины для бурения (более 3 км).

При интерпретации профиля 029402 (см. рис. 1б) для создания непротиворечивой геологической модели в целях дальнейшего бассейнового моделирования была проведена следующая доработка. Основные элементы интерпретации профиля 029402, проведенной Ю.А. Мосякиным (см. рис. 1а), были сохранены. Незначительные изменения были внесены в Медовской и Гладковской антиклиналях при балансировке разреза в программе Dynel 2D. Однако стоит отметить, что предлагаемая в программном продукте модель параллельных складок не соответствует геологии СЗК. Известные по работам [Ramsay, Huber, 1983, 1987] приемы «не работают» для зон развития складчатости, они больше подходят к предгорным прогибам [Яковлев, 2008].

При деформировании юрских, меловых и палеогеновых пород чрезвычайно важную роль играли процессы пластического и квази-пластического тектонического течения горных масс [Маринин, Расцветаев, 2008]. Зоны сжатия или нагнетания содержат системы чешуйчатых надвигов или взбросов, по которым происходит «раздувание» мощностей отдельных слоев или ядер складок, как показано на рис. 3а в районе Агойского перевала (окрестности г. Туапсе).

Поэтому при корректировке геологических границ, учитывались модели подобных складок (рис. 3б), встреченных в отложениях палеоцена южного борта СЗК (Агойский перевал). Ввиду компетентности слоев в районе Псебепско-Гойтхского антиклинория и Собербаш-Гунайского синклинория в разрезе превалирует дизъюнктивная тектоника. Складки в основной

массе формировались одновременно и после смещения слоев по разлому. Однако есть и случаи опережающего развития складок до разломообразования. Этому способствовали процессы нагнетания пластичных глин нижнего мела при значительном боковом тектоническом стрессе в формирующиеся зоны с разрывами сплошности вышележащих пород.

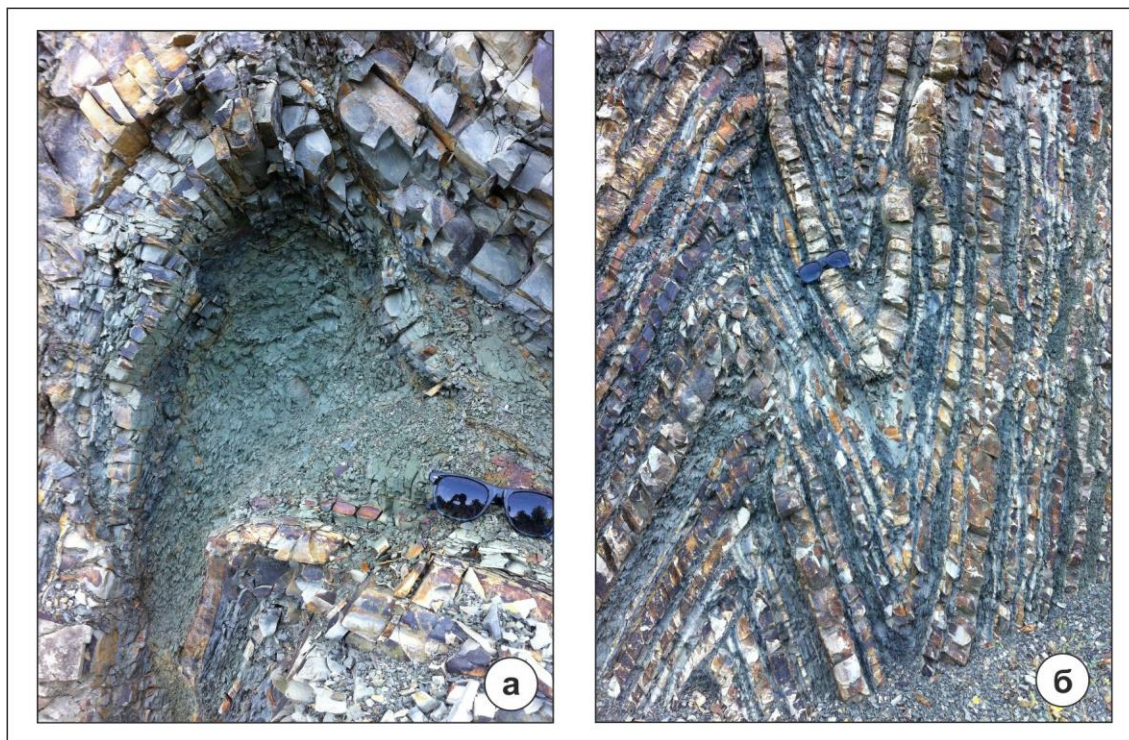


Рис. 3. Развитие складок подобия в обнажении Агойского перевала (г. Туапсе)

Большие изменения коснулись интерпретации кеслеровской складки. После попытки структурной реконструкции (с балансировкой по «параллельности и по подобию») разреза в изначальной интерпретации была проведена переинтерпретация. Проследив отрывки пакетов отражений, а также единичных осей синфазности в центральной зоне кеслеровской антиклинали был сделан вывод о продолжении в эту зону глубинного надвига, рвущего медовский верхнеюрский купол. Таким образом, представленный на рис. 1б вариант инкорпорирует влияние диапиризма в майкопской высокопластичной толще и горизонтального смещения нижележащих комплексов.

При этом на основании стратиграфических разбивок скважин, картины сейсмической записи можно проследить с юга ограничивающий кеслеровский купол. Таким образом, происходило выжимание глинистых отложений майкопа при одновременном поддвиге кумских и нижележащих отложений по поверхностям разрывов сложно построенной Ахтырской

надвиговой зоны. Время формирования такой структуры - с эоцена до верхнего миоцена, с дополнительной активизацией в плиоцене.

Структурная перестройка началась в эоцене при накоплении кумских отложений, о чем свидетельствует их синтектоническая деформированность. Далее, в олигоцене, по Ахтырской надвиговой зоне происходит погружение домайкопских отложений. После накопления тарханчокракских отложений, в среднем миоцене в представляемой интерпретации происходит выжимание майкопских неуплотненных глин в реверсивном направлении по надвигам. Об этом свидетельствует смещение по этим же надвигам чокракских отложений, а также подошвенное налегание и выклинивание караганских отложений на северном крыле Кеслеровской антиклинали. Пластичность майкопских глин способствовала процессу складкообразования и сдвига под Кавказ эоценовых и нижележащих отложений по Ахтырскому разлому, который продолжился после накопления понтических отложений, когда большинство исследователей Кавказа предполагает основную фазу складчатости. При этом, по верхнеюрским отложениям между Гладковским и Медовским поднятиями заметен прогиб в современном структурном плане. Характер складчатости по верхним горизонтам позволяет судить о возможном чередовании режимов трансенсии и транспрессии между изоклинальными складками. Работами [Marinin, 2013; Saintot, Angelier, 2002] для южного борта СЗК выявлены периоды растяжения и транспрессии в позднем мелу, позднем палеоцене и позднем эоцене.

Следует отметить, что исследования по восстановлению структурной истории по предложенному для моделирования профилю выполнена в «регионально-зональном» стиле структурной реконструкции. Для целей дальнейшего бассейнового моделирования в данном случае необходимо и достаточно получить палеоструктурные разрезы (рис. 4) на конец накопления крупных стратиграфических комплексов (табл. 1). Это связано с временами проявления фаз вторичной миграции в неогене, наибольшим образом повлиявших на формирование современных аккумуляций углеводородов (УВ).

«Регионально-зональный» стиль подразумевает упрощение некоторых элементов тектонического строения, подверженных сильным деформациям. Это особенно коснулось ядра Кеслеровской антиклинали, а также Ахтырской зоны. Например, образование Медовской структуры по верхнеюрским и среднеюрским отложениям в предложенной реконструкции всецело объясняется развитием надвиговой складки. Ахтырская зона представлена большим набором разломов схожей вергентности.

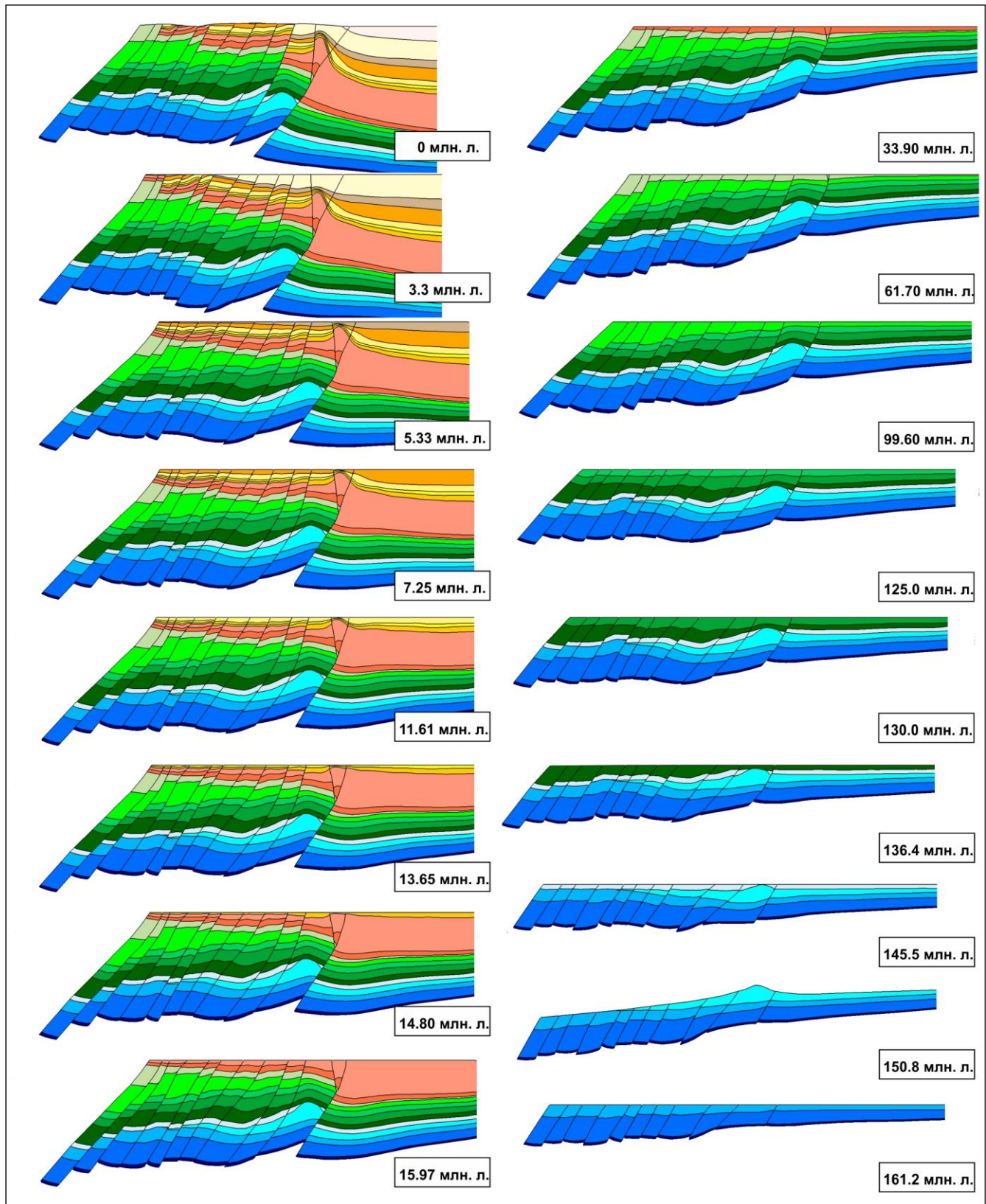


Рис. 4. Палеоструктурные разрезы, характеризующие развитие зоны сочленения Собершашско-Гунайского синклинория и Западно-Кубанского прогиба со средней юры до настоящего времени

Таблица 1

Хроностратиграфическая привязка палеоструктурных разрезов по профилю 029402

Конец накопления комплекса	Время, млн. лет	Конец накопления комплекса	Время, млн. лет
Четвертичный	0,00	Верхний мел	61,70
Понт	3,30	Апт+альб	99,60
Меотис	5,33	Баррем	125,00
Сармат	7,25	Готерив	130,00
Караган	11,61	Валанжин+берриас	136,40
Чокрак	13,65	Титон	145,50
Тархан	14,80	Оксфорд+киммеридж	150,80
Майкоп	15,97	Келловей+бат+байос	161,20
Палеоцен	33,90	Аален	171,60

Не рассматриваются возможные варианты строения для более точной балансировки разреза, так как целью является получение удовлетворительно-непротиворечивого структурного каркаса для моделирования генерации и миграции УВ.

Проведенная временная привязка кинематических особенностей развития Ахтырской надвиговой зоны имеет практический интерес не только с точки зрения адекватной структурной реконструкции, но и в части преобразованности нефтегазоматеринских свит. В разломных зонах на органическое вещество (ОВ) дополнительно воздействует тектонический стресс и упругие-пластические деформации. Изложенная в работе С.М. Астахова методика позволяет оценить такое воздействие посредством кинетики химических реакций преобразования ОВ [Астахов, 2014]. Снижение энергии активации в зависимости от величины испытываемого отложениями тектонического стресса возможно привязать на разрезе, используя результаты проведенной геомеханической реконструкции.

В качестве возможной верификации существования структуры следует отметить, что в 2005 г. ОАО «Краснодарнефтегеофизика» провела сейсморазведочные работы для выяснения характера сочленения СЗК и ЗКП [Семендуев и др., 2005]. Профиль 130520 проходил предельно близко к ранее отработанному профилю 029402. Получена новая информация в зоне Ахтырского надвига. Подтверждаются предпосылки для существования Медовского купола. По данным гравиразведки (рис. 5в) структуре, с небольшим сдвигом на юг, соответствует высокоплотностная аномалия, что, может быть связано не только и не столько с рифовым телом, но и с подъемом более древних ниже-среднеюрских уплотненных пород. Также купол характеризуется различными электрометрическими аномалиями, которые зафиксированы над месторождениями в районе (Кеслеровское, Украинское, Абино-Украинское и др.).

Профиль интерпретировался многими исследователями. К сожалению, характер сейсмической записи в районе предполагаемого Медовского купола не позволил Б.В. Сенину (рис. 5а) и В.И. Попкову оконтурить купол. В модели, предложенной Б.В. Сениным, в целом логичной и адекватной, обращает на себя внимание увеличенная мощность верхнемеловых и апт-альбских отложений в районе Медовского купола. Также над ним проинтерпретированы сбросы, с которыми трудно согласиться с точки зрения кинематики и времени развития современной структуры данной зоны. Интерпретированные сбросы могут являться крыльями купола. Нижняя часть майкопа (в модели Б.В. Сенина) в корне Кеслеровской структуры должна (с учетом проведенной балансировки разреза) соответствовать пластам, облекающим купол, сформированным в нижнем и верхнем мелу. Причем мощность их значительно сокращается по сравнению с таковой в СЗК.

Литологическое расчленение

Для целей литологического расчленения проведено обобщение данных геологической съемки листов L-37-XXXII, L-37-XXXIII и L-37-XXVI, а также данных бурения скважин Кеслеровского месторождения, Гладковской, Красногорской и Куколовской площадей. Для расчленения верхнеюрского разреза в районе предполагаемого развития рифогенных отложений использовались фациальная схема и фациальный профиль, предложенные в первой части исследования [Мосякин, Астахов, Мосякин, 2015]. Для расчленения нижнемеловых отложений также привлекались данные по горизонтам с нефтепроявлениями Псифской, Ново-Крымской площадей, а также площадей южного борта СЗК [Пинчук, Попков, 2012]. Характер палеоцен-четвертичных отложений приобретает более мористый и терригенный облик в северном направлении от Гладковского поднятия. Горизонты чокрака, сармата на юге имеют малую мощность и карбонатный состав, увеличиваясь на север в мощности (до 500 м), и представляют собой глинистые разности. Обратная закономерность наблюдается для отложений древнее верхнего мела. Например, базальный горизонт розначевской свиты (аналог долменной свиты южного борта СЗК) от не мощного (до 30 м) пласта песчаника развивается в 70 метровую толщу песчаников и конгломератов в районе Ахтырского разлома.

Отложения майкопской серии представлены пластичными глинами с прослоями и линзами песков и песчаников в нижней и средней частях разреза. Пески и песчаники прослеживаются полосой 3-5 км вдоль южного борта ЗКП и вскрыты в скв. Кеслеровской 120 (910-938 м) в пределах разреза.

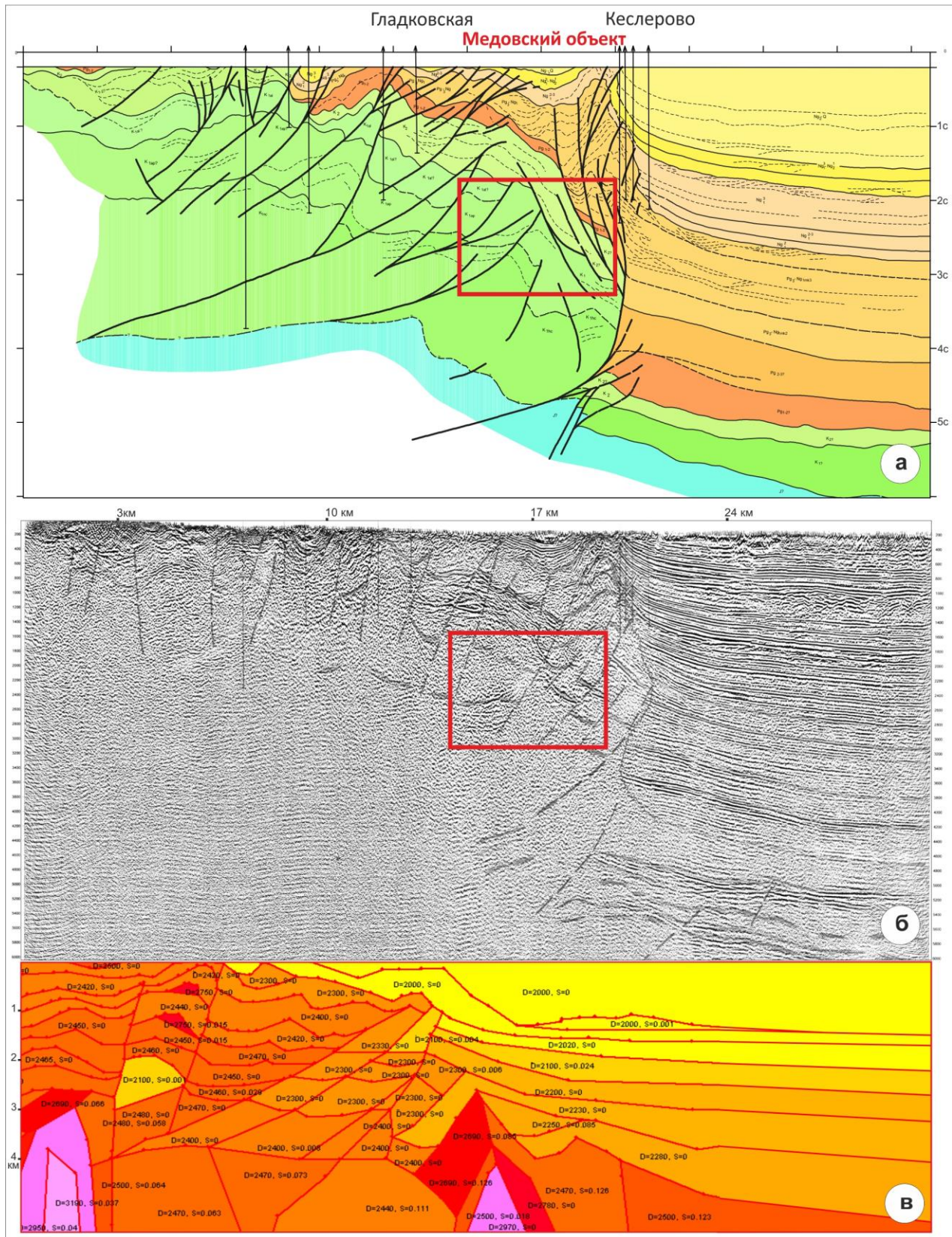


Рис. 5. Выделение медовского объекта на профиле 130520

а - геологическая модель по профилю 130520 (составил Б.В. Сенин); б - сейсмический профиль 130520; в - плотностная геолого-геофизическая модель по профилю 130520 (составил В.А. Лыгин).

Сейсмическая картина профилей 029402 и 130520 позволяет выделить два горизонта песчаников в майкопской серии в пределах профиля моделирования (M₂-III и M₂-IV). Адагумо-Кеслеровская структурно-литологическая ловушка выделена ранее специалистами ОАО «Краснодарнефтегеофизика» [Ефимов, 2014]

Геохимия потенциальных и выявленных нефтегазоматеринских отложений Западно-Кубанского прогиба

Обстоятельная работа по исследованию нефтегазоматеринского потенциала мел-юрских отложений СЗК проведена Э.Ю. Сусловой [Суслова, 2006], в которой охарактеризована нефтегазоматеринская толща (НГМТ) разреза, представленного в районе моделируемого профиля.

Юрские отложения. Для среднеюрских отложений, вскрытых скв. Красногорская 8, в работе Э.Ю. Сусловой, к сожалению, приведены не все результаты исследования. Существуют ограничения (удаленность как современная, так и палеогеографическая) для использования в качестве аналога – среднеюрских аргиллитов, встреченных в ВКП и на площадях Адыгейского выступа (среднее содержание Сорг = 2,6%, которые являются высокими при степени преобразованности МК_{4.5}, [Суслова, 2006]). Общие медианные значения содержания ОВ для нижне-среднеюрских пород ЗКП и СЗК не превышают Сорг = 0,5-0,8% и НІ = 50-90 мг УВ/г Сорг. Кероген к стадии МК_{3.5} уже «выработан» на 60-80%. Несмотря на такую тенденцию, выделяются немногочисленные пласты с повышенным содержанием Сорг до 1,5-1,7%. Для нижне-среднеюрского интервала выделены толщи материнских свит мощностью 100 и 200 м со значениями, приведенными в табл. 2. Для келловой-оксфордской толщи ближайшим аналогом для изучения является керн хадыженских скважин. Следует отметить высокие показатели содержания УВ даже для конца мезокатагенеза. Рассчитаны начальные значения непреобразованного керогена этих отложений, необходимые для моделирования (см. табл. 2). В оксфорде вполне обоснованно предполагать развитие в широких масштабах материнских свит тыловой лагунной фации барьерных рифов к северу с ОВ I-II типа. Для верхнеюрских отложений содержание ОВ - повышенное для титонских глинистых битуминозных известняков Мацестинского района и аргиллитов юга ВКВ.

Меловые отложения. Неокомские глинистые толщи не обогащены ОВ, им соответствуют примерно равнозначные юрским величины Сорг и НІ, однако степень преобразованности для неокома ниже. В афипской свите (баррем) выделяются горизонты с содержанием Сорг - 1,6% и увеличенными НІ в Хадыженском районе. Для куколовской зоны содержание Сорг для афипской

свиты ниже – 0,8% при МК₂₋₃.

Апт-альбские глины обладают хотя и ограниченным, но повышенным по сравнению с неокомскими нефтегенерационным потенциалом, судя по результатам исследования обнажений и керна скважин кукуловского района. Верхнемеловые отложения в качестве материнских не рассматривались, в пределах района исследований изучены характеристики горизонта темных глин на границе сеномана-турона. Эти глины имеют повышенные значения Сорг - 10% и НІ - 700 мг УВ/г Сорг, но имеют крайне малые мощности – до 10 см.

Кайнозойские отложения. Материнские свиты хорошо изучены и вскрыты множеством скважин в пределах района исследований. Кумская свита – превосходный источник УВ для всего Предкавказья. В пределах изучаемого района представлена черной глиной с запахом нефти мощностью - от 30 до 60 м. Майкопские глины развиты в ЗКП, имеют значительные мощности, поэтому для моделирования использовались сравнительно небольшие значения Сорг и НІ, чтобы объемно распределить горизонты с повышенными значениями по мощной 500-метровой толще. Спорным остается вопрос о включении в список материнских свит глины чокрака и нижнего сармата. При участии динамокатагенеза в районе Кеслеровской структуры, которая испытывала значительные стрессы, эти НГМТ играли роль в насыщении УВ продуктивных горизонтов понта, меотиса, сармата и чокрака Кеслеровского месторождения.

Многолетний опыт при анализе чувствительности бассейновых моделей показывает, что ключевым элементом модели является выбор адекватной кинетической модели для прогнозируемых/достоверных НГМТ. Первая экспериментальная модель с определением кинетических параметров процесса преобразования керогена была предложена В.К. Шиманским [Справочник по геохимии..., 1998].

Упрощенная однокомпонентная модель позволила определить диапазон энергий активации процесса деструкции ОВ образца кумской свиты при условиях ступенчатого пиролиза от 200 до 400 °С с шагом 50 °С. При этом определялся общий интегральный выход УВ (как жидких, так и газообразных компонентов).

Модель В.К. Шиманского стала важной ступенью на пути установления частных особенностей процесса нефтегазообразования материнских пород кумской свиты.

Таблица 2

Показатели выделенных нефтегазоматеринских толщ в Крымско-Варениковском районе

Условная НГМТ	Аналог	литология	Сорг начальный (модель)	НІ начальный (модель)	Мощность (модель)	Кинетический спектр преобразования ОВ	Тип ОВ	Сорг на данный момент	НІ на данный момент	Степень катагенетической преобразованности
сармат	Гостагаевский район, Тамань	черная глина	2	300	30	Behar et al., 1997 (II тип)	II	1,5	250	ПК3-МК1
чокрак	р. Псебепс	серая глина	1,5	200	100	Behar et al., 1997 (II тип)	II-III	1,8	250	ПК3-МК1
Ср. майкоп	Кеслеровская площадь	глина	1,2	200	50-400	Behar et al., 1997 (II тип)	II	1,2	200	МК1
Н. майкоп	Кеслеровская площадь	глина	1,4	300	50-500	Behar et al., 1997 (II тип)	II	1,4	300	МК1
Кумская свита	Гладковская площадь	глина	5	450	30	Астахов, 2015 (кумская свита, II тип)	II	4	400	МК1
альб	Куколовский район, ЮБ СЗК	аргиллит	2,5	200	300-20	Behar et al., 1997 (II тип)	I-II	2,0	30-200	МК2
апт	Куколовский район, ЮБ СЗК	аргиллит	1,5	200	60-0	Behar et al., 1997 (II тип)	II	1,5	30-200	МК2
баррем	Хадыженский, Куколовский районы	аргиллит	1,3	170	150	Behar et al., 1997 (III тип)	II-III	0,8-1,6	100	МК2-3 (3600м)
титон	СЗК, ЗКП	аргиллит	1,4	300	100	Behar et al., 1997 (III тип)	II-III	1-3	50-350	МК3
Оксфорд-келовой	Хадыженский район	аргиллит	2,5	500	40	Behar et al., 1997 (II тип)	II	0,9	110	МК4-МК5 (на 5км)
аален	СЗК, ЗКП	аргиллит	2	250	200	Behar et al., 1997 (II тип)	II	0,7	70	МК3-МК5
тоар	СЗК, ЗКП	аргиллит	2	250	100	Behar et al., 1997 (II тип)	II	0,7	70	МК3-МК5

В настоящее время в целях детального моделирования условий нефтегазообразования необходимо восстановление многокомпонентных кинетических спектров при комплексировании результатов экспериментальных исследований ступенчатого пиролиза с частым шагом (до 10 °С) и пиролитической хроматографии керогена материнских свит с пиролитическими исследованиями в варианте Rock-Eval по методике, описанной в С.М. Астаховым [Астахов, 2015]. С этой целью были отобраны образцы, представленные битуминозными мергелями шоколадно-серого цвета. Дробленая фракция (0,25-0,5 мм) породы подвергалась лабораторному нагреву с разделением продуктов пиролиза хроматографическим методом. Пиролиз проводился последовательно от 300 до 700 °С в изотермических интервалах с шагом 25 °С. Данные пиролитической хроматографии комплексировались с данными пиролиза Rock-Eval. В результате ряда аналитических процедур с использованием программного обеспечения Spectre (НПК «КОНТИКИ») был получен кинетический спектр преобразования ОВ в четыре УВ-компонента (рис. б): метан; жирные газы (C2-C5); легкая нефть (C6-C14); тяжелая нефть (C15+).

Для сравнения с предложенной ранее однокомпонентной моделью В.К. Шиманского кривые генерации 4-компонентного спектра, были пересчитаны в интегральную однокомпонентную. Энергии активации и проценты выхода УВ были сопоставлены на графике индекса трансформации (рис. 7). Модель В.К. Шиманского представляет собой лишь три энергии активации всего процесса (40,6 ккал/моль - выход 4% УВ от полного количества; 44,9 ккал/моль - выход 29%; и 49,2 ккал/моль - выход остальных 67%). Это связано с большим шагом ступени нагрева (50 °С) и выражено в конфигурации кривой на графике (см. рис. 7). Примечательно, что результаты, полученные в разное время на различном оборудовании и методическом подходе, дали сопоставимые кривые индекса трансформации (см. рис. 7), особенно в начальной части преобразования. В 4-компонентной модели процесс пиролиза продолжался до 700 °С, что обусловило различия в спектрах энергий активации преобразования керогена на поздних стадиях.

Восстановление кинетических спектров позволяет достоверно прогнозировать состав и количество выделяемых УВ в зависимости от истории преобразования ОВ. Применение таких спектров в бассейновых моделях позволяет говорить о более достоверных результатах моделирования при возможности отбора образцов НГМТ и лабораторно-аналитического восстановления кинетических спектров [Астахов, 2015]. В случае, когда это невозможно специалистам по бассейновому моделированию приходится привлекать органофацциальные

аналоги материнских свит из бассейнов, находящихся в тысячах километров от исследуемого, или использовать кинетические спектры других исследователей [Pepper, Corvi, 1995; Behar et al., 1997].

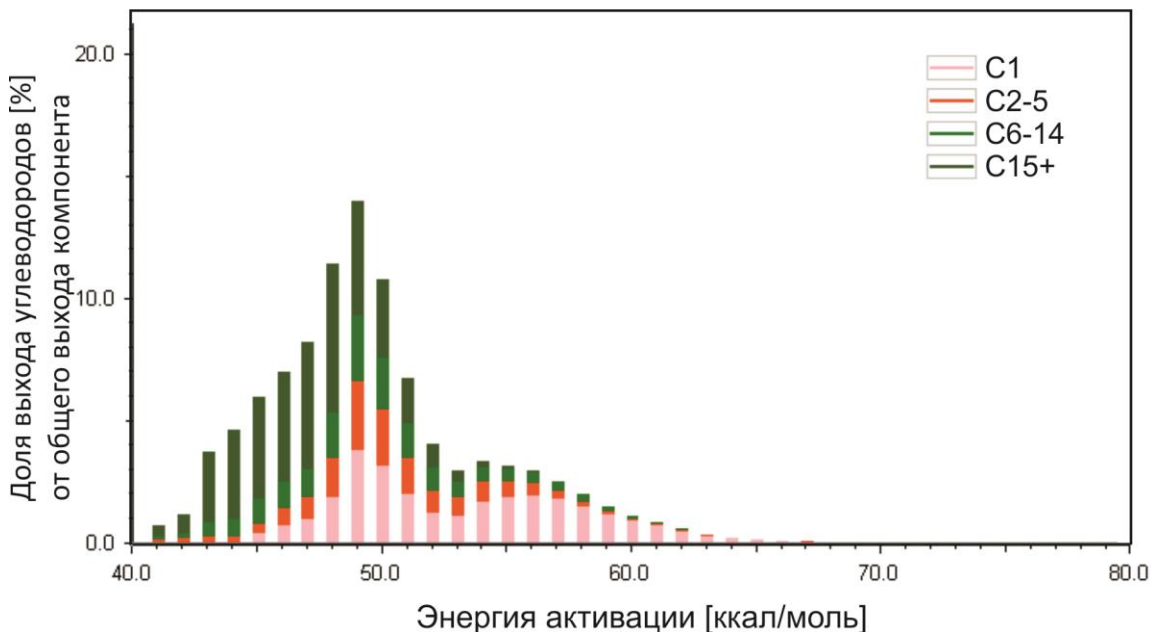


Рис. 6. Четырехкомпонентный кинетический спектр реакций преобразования органического вещества кумской свиты [Астахов, 2015]

Розовым – метан; красным – жирный газ (C2-C5); зеленым – легкая нефть (C6-C14); темно-зеленым – тяжелая нефть (C15+).

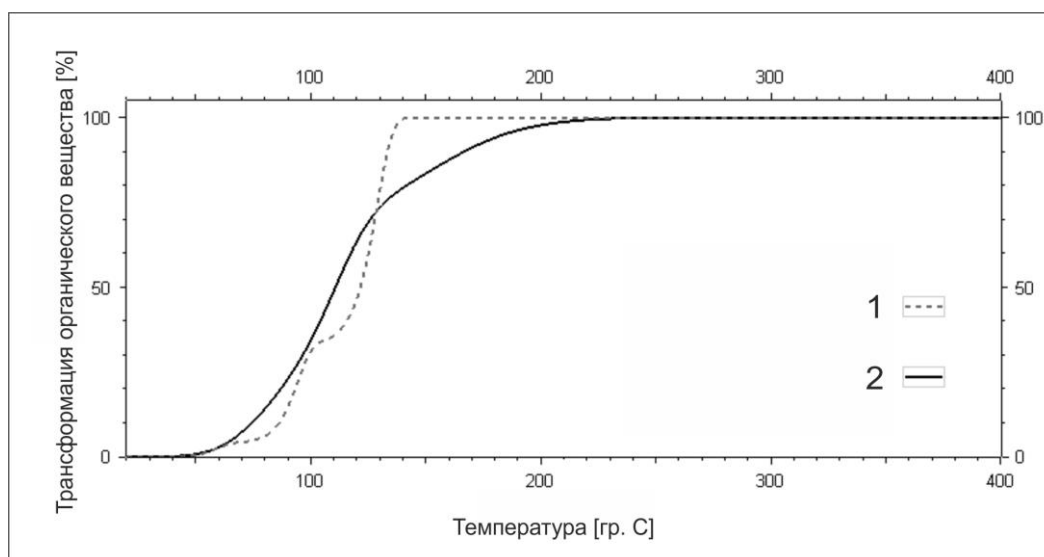


Рис. 7. Сравнение индексов трансформации однокомпонентной модели В.К. Шиманского [Справочник по геохимии..., 1998] и четырехкомпонентного кинетического спектра реакций преобразования органического вещества кумской свиты [Астахов, 2015]

1 - индекс трансформации модели В.К. Шиманского; 2 - индекс трансформации модели С.М. Астахова.

Существует множество признаков участия при формировании скоплений УВ рассеянного ОВ (РОВ) на грани эффективных для процесса генерации УВ концентраций. Такое РОВ входит в состав бедных нефтематеринских свит или вовсе не являющихся материнскими в известных классификациях. Речь идет о содержаниях Сорг в районе 1% в мощных глинистых толщах в составе терригенных комплексов. Эта составляющая часто недооценивается при моделировании и прогнозе нефтегазоносности. Глинистые толщи переслаиваются с коллекторскими горизонтами, часто образованными алевролитами, известняками с трещинной пористостью. Концентрация УВ в них происходит в результате первичной миграции из РОВ глинистых толщ посредством развития протяженных субвертикальных миграционных путей – перманентно существующих трещин, раскрывающихся при достижении порога трещинообразования в глинистых толщах (из-за повышения порового давления вследствие генерации УВ). Интенсификация процесса генерации УВ происходит также под воздействием динамокатагенеза при тангенциальном стрессе [Астахов, 2014]. Первичная миграция с оттоком УВ из зон генерации, релаксация аномально высоких пластовых давлений работает как «геохимический сваб», смещая равновесие в сторону продуктов реакции (уменьшая их концентрацию) и вновь ускоряет реакции генерации УВ. В данном случае, количество РОВ ограничено и это обстоятельство приводит к ограниченному распространению скоплений УВ, что и было подтверждено бурением в СЗК неокомских отложений [Пинчук, Попков, 2012]. Широкое развитие разломной тектоники оказывает негативное влияние на сохранность залежей. В итоге наблюдается рассеянная насыщенность УВ в нижнемеловых структурах.

Результаты моделирования и выводы по прогнозу нефтегазоносности

1. **Северо-Западный Кавказ (нижний мел).** Накопление УВ в СЗК контролируется наличием положительных структур, а успех геологоразведочных работ - их выявлением и картированием. Накопление газообразных УВ имеет геохимические предпосылки. При условии экранирования разломов после начала горообразования в палеоцене залежи увеличиваются в размерах в 2-3 раза. Появляются новые залежи. Свойства разломов влияют на сохранность залежей. В Собербаш-Гунайской синклинали распространение моделируемых аккумуляций (рис. 8) носит рассеянный характер из-за отсутствия крупных ловушек. Прогноз развития тектонических ловушек затруднен из-за неоднозначности в интерпретации их проводящей/экранирующей роли. Небольшие по объемам залежи приурочены в основном к коллекторам неокома: горизонтам дерби, тушепскому, солодкинскому, убинскому, песчаным горизонтам афипской и шишанской свиты. Основную роль источника УВ для этих залежей

играют НГМТ аалена и тоара, подчиненную - баррема и титона. По результатам моделирования продукты деструкции апт-альбских средних по качеству НГМТ не находят ловушек.

2. **Западно-Кубанский прогиб (миоцен-олигоцен).** Второй вывод касается залежей в отложениях понта, меотиса, чокрака, а также частично майкопа. Нефть малопарафинистая с высоким содержанием смол [Орел, Шейгин, Левкин, 1958], что косвенно указывает на ранний возраст формирования. По мнению авторов, обогащенные органикой шельфовые глины чокрака и нижнего сармата участвовали в нефтегазообразовании в пределах изучаемого района. Их катагенетическое преобразование не могло происходить под воздействием только термического фактора. В районе кеслеровского диапира в конце эоцена, раннем майкопе и в плиоцене произошли тектонические события, приведшие к периодическому формированию интенсивного тектонического стресса.

Тангенциальные и касательные напряжения, а также микросейсмическое воздействие вызывают механохимические реакции преобразования ОВ, которые проявлялись локально в зонах с наибольшей концентрацией палеостресса [Астахов, 2014]. Зная эти зоны по результатам геомеханической реконструкции (на рис. 9 показаны голубым, желтым и красным цветом), оценен эффект воздействия тектонического стресса на генерацию УВ из палеоцен-миоценовых материнских пород.

До 50% и более УВ этих залежей приходится на механоактивированное ОВ, в котором снижены псевдоэнергии активации всего спектра реакций на 6 ккал/моль по сравнению с неактивированным керогеном. В этом случае (при снижении энергий активации в сарматских и майкопских НГМТ) возможно формирование нефтяных залежей в миоценовых коллекторах (рис. 10а слева).

На рис. 10а справа красным выделены органофации со сниженными энергиями активации сарматских, чокракских, майкопских и кумских НГМТ в радиусе 2 км от Ахтырского разлома, что и позволило им стать источником новой залежи нефти в нижнем горизонте понта, в отличие от модели без снижения энергий активации (рис. 10б). Примечательно, что при использовании четырехкомпонентной модели, внедренной Французским институтом нефти [Behar et al., 1997] УВ состоят преимущественно (70%) из тяжелых нефтяных компонентов (C15+), что коррелируется с наблюдаемыми свойствами нефтей. Этот пример впервые показывает использование предложенной методики по снижению энергий активации в тектонически-активных зонах [Астахов, 2014] для построения достоверных моделей формирования месторождений нефти и газа.

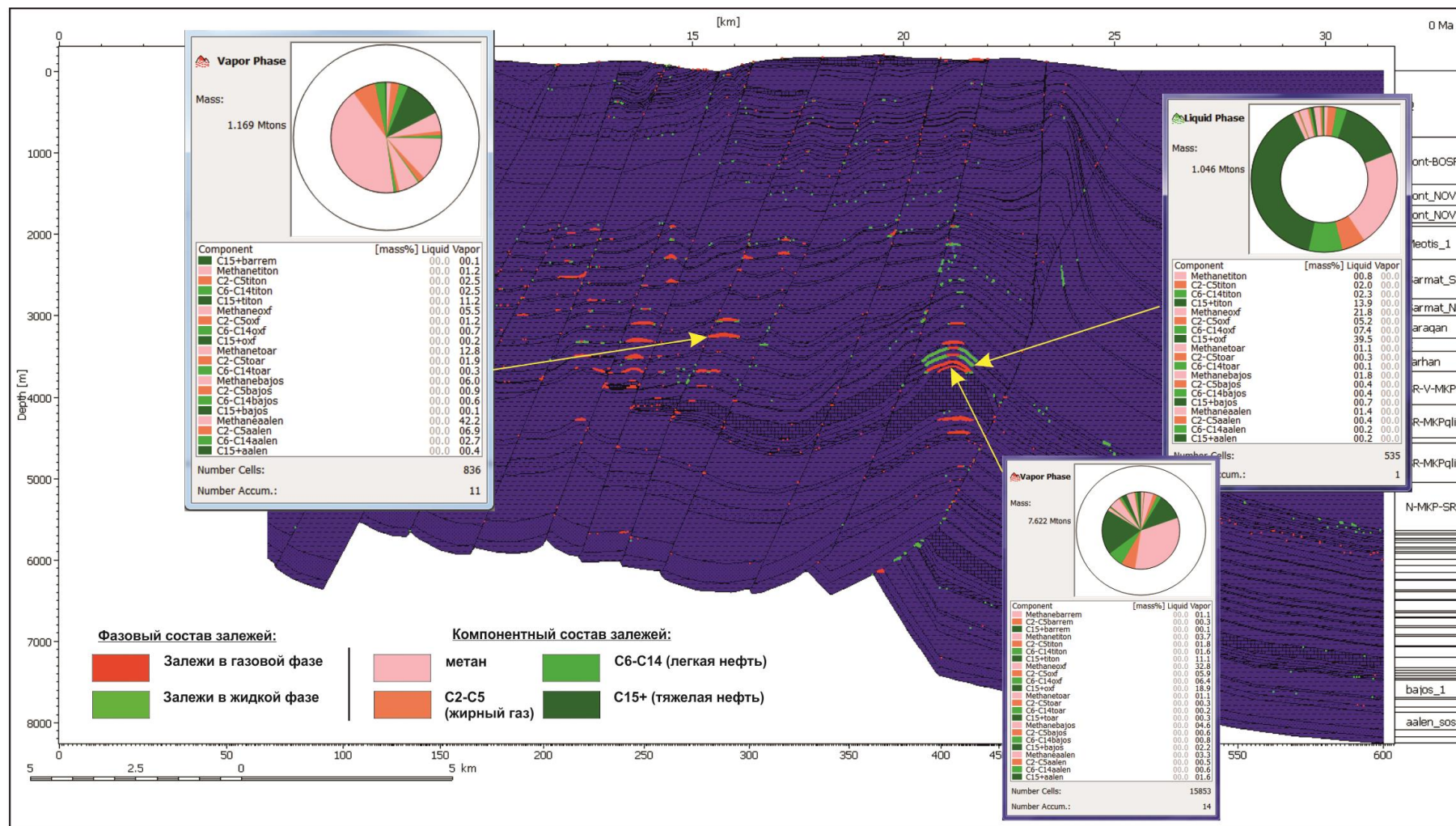


Рис. 8. Результаты численного моделирования формирования залежей углеводородов с использованием четырехкомпонентных кинетических спектров

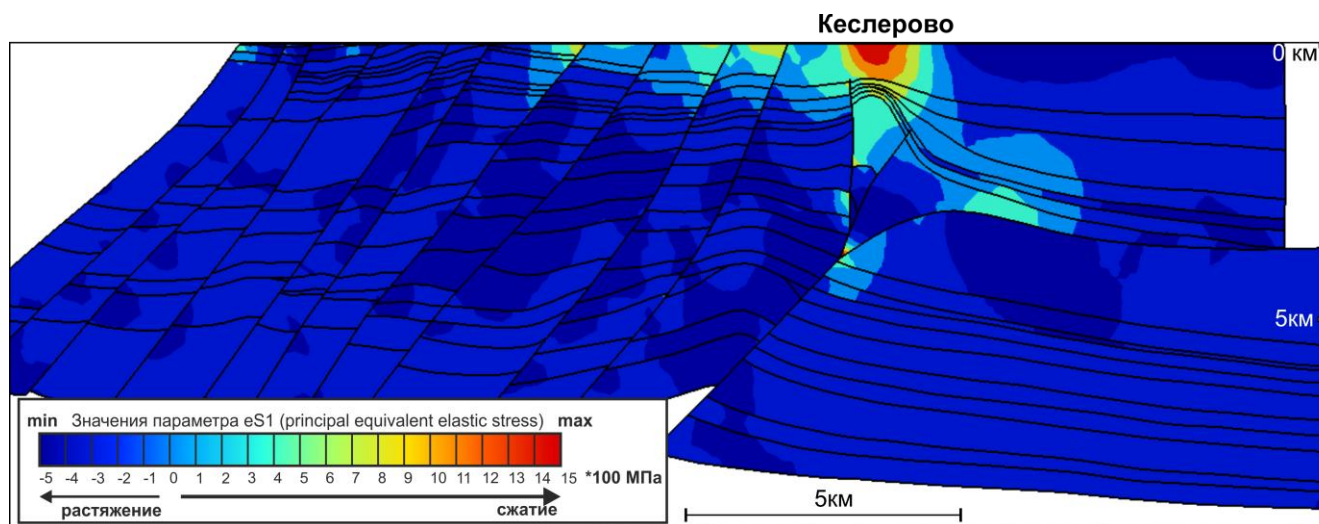


Рис. 9. Аномалия палеостресса на конец понта, выхванная напряжением сжатия и последующим срывом по внутримайкопским разрывам [Астахов, 2015]

Результат геомеханической реконструкции по исходному геологическому разрезу, представленному на рис. 1 снизу, структурная реконструкция представлена на рис. 4.

При моделировании существовавших на момент начала разработки [Орел, Шейгин, Левкин, 1958] газовых залежей в отложениях понта необходимо увеличить выход газообразных УВ в стандартном спектре керогена II типа в модели [Behar et al., 1997], как показано на рис. 11. Таким образом показано решение обратной задачи по калибровке кинетического спектра характерного для сарматских НГМТ, если полагать, что доля их в газовых залежах понта велика (до 50%).

Залежи в третьем и четвертом горизонте среднего майкопа возможны только при тектоническом экранировании разломом, так как, по всей видимости, они же встречены и в своде и не выклиниваются литологически перед Кеслеровской структурой.

3. Медовская структура (верхняя юра - нижний мел). Основным выводом является принципиальная возможность формирования залежи в предполагаемом рифовом теле в районе Медовской структуры, затронутой дизъюнктивной тектоникой Ахтырской надвиговой зоны (см. рис. 8). Состав УВ следует ожидать преимущественно газоконденсатный. Наибольшая часть УВ модельной залежи (70-80%) имеет источник в условно сингенетичных (в пределах оксфорд-келловейского комплекса) материнских свитах, что связано с их развитием в лагунных условиях к северу. По результатам моделирования существенную роль играет поднадвиговой очаг генерации, расположенный в автохтонном блоке, находящийся под предполагаемым объектом на глубине 6-7 км (см. рис. 8).

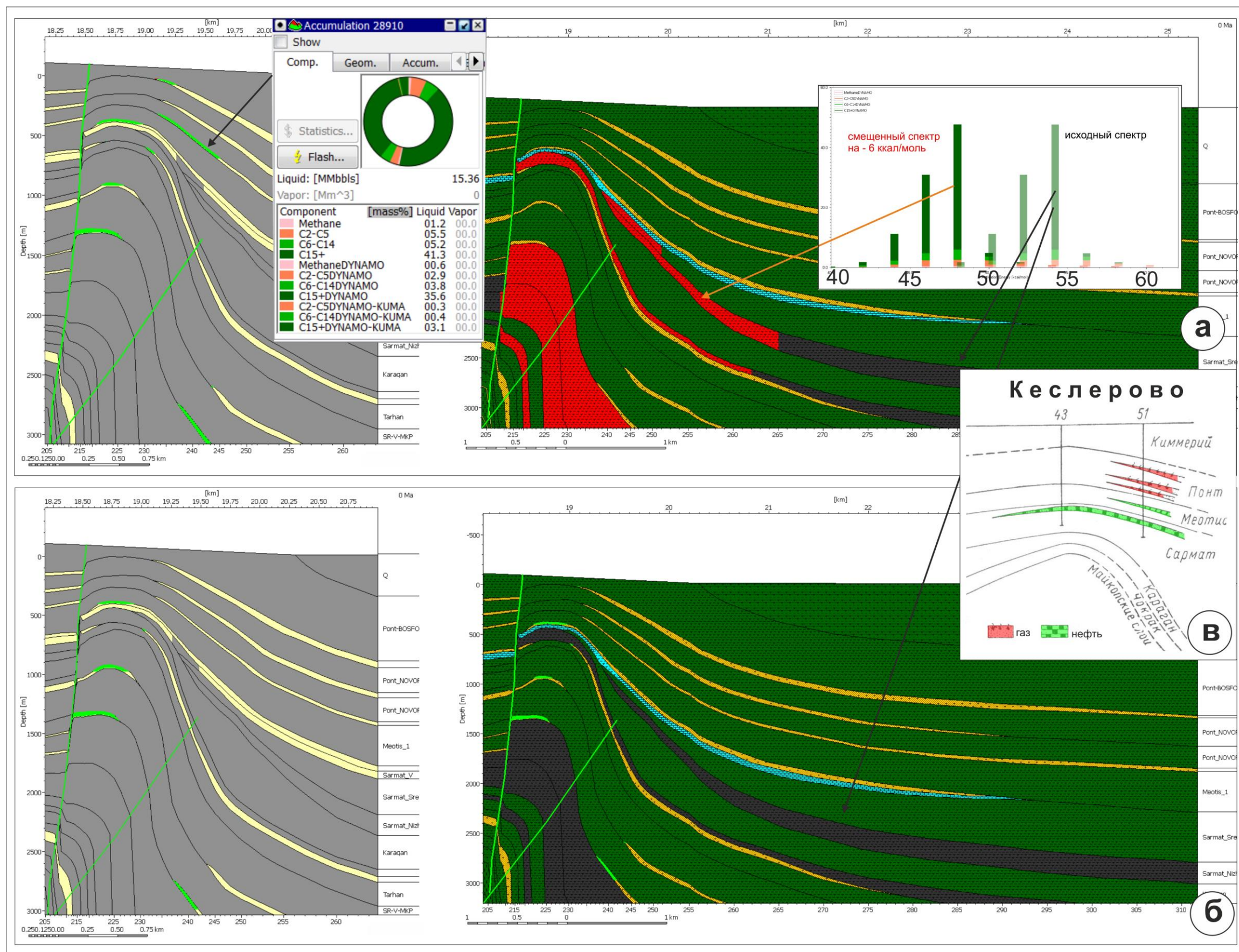


Рис. 10. Использование органофаций со сниженными энергиями активации в районе аномалии палеостресса для адекватной калибровки модели и установления источника углеводородов Кеслеровского месторождения

a - использование сниженных энергий активации в органофациях механоактивированных НГМТ (красным); *б* - модель без использования механокрекинга; *в* - геологический разрез Кеслеровского месторождения [по Е.А. Щеряк, 1955 в Орел и др., 1958].

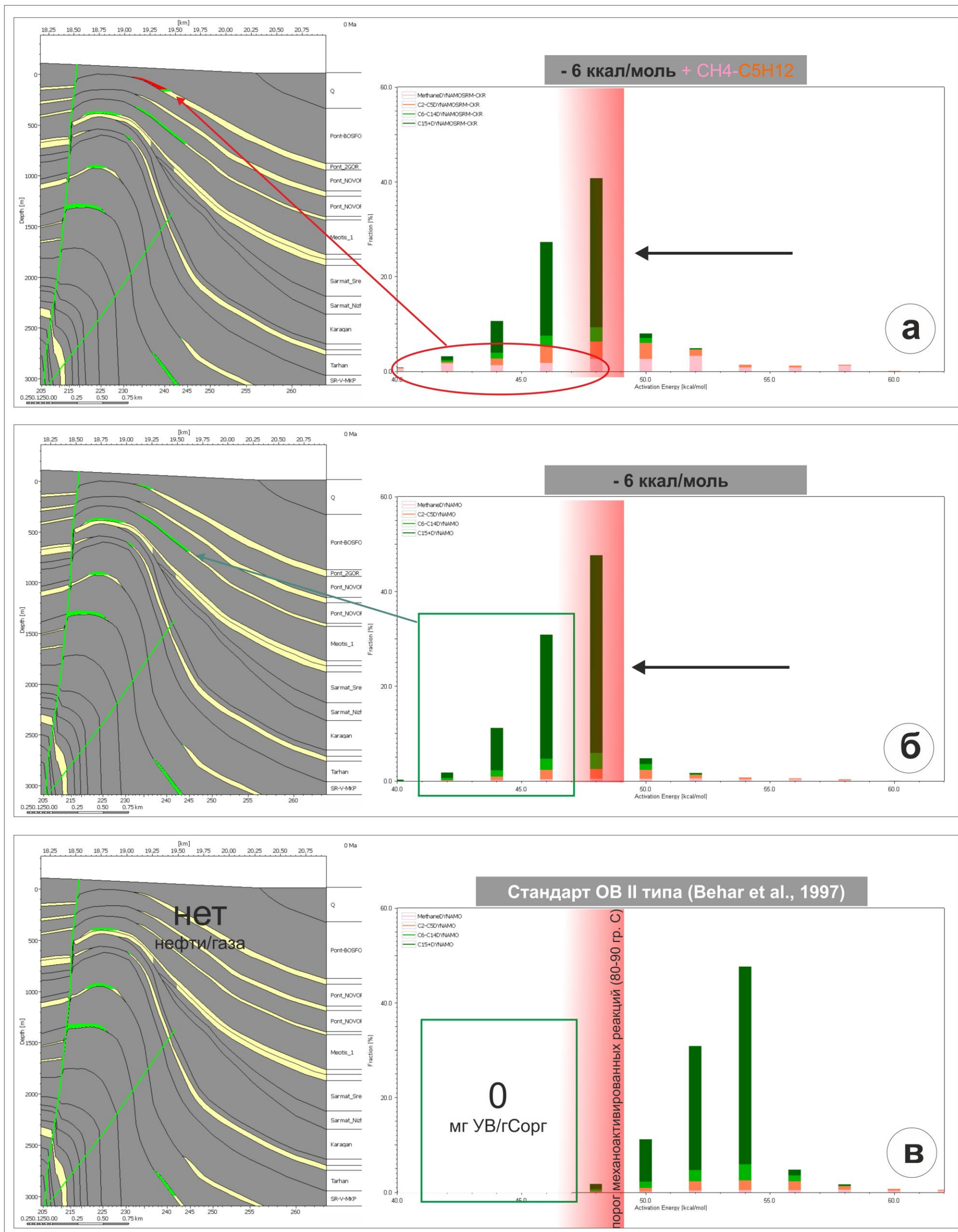


Рис. 11. Решение обратной задачи для восстановления кинетического спектра реакций преобразования органического вещества кайнозойских нефтегазоматеринских толщ в пределах Кеслеровского месторождения
 а - снижение энергий активации всего спектра на 6 ккал/моль и повышение доли газовых продуктов в интервале от 40 до 50 ккал/моль; б - снижение энергий активации всего спектра на 6 ккал/моль; в - применение стандартного спектра для II типа ОВ [Behar et al., 1997]. Слева - результаты моделирования для применения различных кинетических спектров в случаях а, б и в.

Благодаря примененной технологии структурной реконструкции (см. рис. 4), совмещенной с расчетом генерационно-аккумуляционной модели по восстановленным структурным блокам (см. рис. 8), стал возможным учет объемов миграции позднего катагенного газа из юрских НГМТ в ловушки Медовского объекта. Примечательно, что возможная продуктивность структуры связана не только с существованием органогенной постройки, но и с наличием структуры облекания над предполагаемым рифом в коллекторах базальных горизонтов барремаготерива (встреченных, например, в куколовской зоне). В оксфорд-киммериджской толще и запорожском горизонте может быть встречен газоконденсатный состав залежи. В тушепском, солодкинском и дерби горизонтах возможно наличие нефтяных УВ за счет оксфордских НГМТ. При наличии структуры и отсутствии крупных проводящих разломов в сводовой части следует предполагать залежь в контурах выделенной складки размером 1-2 км в поперечном сечении.

Долгое время картирование структур со взбросо-надвиговым строением находилось на грани возможностей невзрывной сейсморазведки. Отрадно, что в одной из последних работ [Губарев, Прошляков, 2014] получены результаты при использовании вибросейсмических исследований в горной местности и сложных сейсмогеологических условиях Терско-Каспийского прогиба, которые значительно улучшили картину сейсмической записи и позволили выделить антиклинальные перегибы в поднадвиговом пространстве.

Рекомендуется постановка детализационных сейсморазведочных работ на Медовском объекте в предложенном варианте [Губарев, Прошляков, 2014].

Литература

Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. - Ростов-на-Дону: Контики, 2015. - 256 с.

Астахов С.М. Уточнение модели созревания витринита в дислоцированных областях // Геология нефти и газа. - 2014. - № 3. - С. 64-74.

Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:200000, лист L-37-XXXIII (Геленджик). С.Г. Корсаков, И.Н. Семенуха, С.М. Горбова, В.М. Андреев, 2002.

Губарев М.В., Прошляков С.Л. Особенности подготовки поисковых объектов на территории Ингушетии // Геленджик-2014. Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения: сборник трудов конференции. - 2014. – С. 19-21.

Ефимов В.И. Новые представления о тектоническом строении и истории развития Западно-Кубанского прогиба (в порядке обсуждения) // Геленджик-2014. Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения: сборник трудов конференции. – 2014. - С.

35-37.

Маринин А.В., Расцветаев Л.М. Структурные парагенезы Северо-Западного Кавказа // Проблемы тектонофизики. К 40-летию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН. - Москва: Изд. ИФЗ РАН, 2008. - С. 191–224.

Мосякин Ю.А., Астахов С.М., Мосякин А.Ю. Перспективы нефтегазоносности оксфорд-неокомских рифогенных отложений в пределах южного борта Западно-Кубанского прогиба. Часть 1. Выделение новых объектов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. - Т.10. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2015

Орел В.Е., Шейгин М.В., Левкин Ф.И. Крупная залежь в карбонатных коллекторах на месторождении Зыбза и перспективы открытия подобных месторождений на Кубани // Геология нефти и газа. – 1958. - №3. - С. 55-59.

Пинчук Т.Н., Попов И.В. Нефтегазоносность Северо-Западного Кавказа. Геология, география и глобальная энергия // Геология, поиски и разведка нефти и газа. - 2013. - №3(50). - С. 79-92.

Семендугев М.М., Волошин В.И., Верхов Б.Ф., Шемпелев А.Г., Фельдман И.С., Небрат А.Г., Лыгин В.А. Региональные геолого-геофизические исследования неоген-палеогеновых и мезозойских отложений в зоне сочленения южного борта Западно-Кубанского прогиба и мегантиклинория Большого Кавказа. - Краснодар: Краснодарнефтегеофизика, 2005.

Справочник по геохимии нефти и газа. - СПб.: Изд-во «Недра», 1998. - 576 с.

Суслова Э.Ю. Нефтематеринский потенциал юрских и меловых отложений Западного Предкавказья // Диссертация на соискание ученой степени к. г.-м. н. - Москва, 2006. - 159 с.

Яковлев Ф.Л. Количественные методы анализа природных механизмов формирования складок и систем линейной складчатости // Проблемы тектонофизики. К 40-летию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН. - Москва: Изд. ИФЗ РАН, 2008. - С.149–188.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic geochemistry. – 1997. – 26. - PP. 321-339. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00014-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00014-4)

Marinin A.V. The tectonophysical researches of the Semisamskaya anticline (North Western Caucasus fold and thrust belt) // Geodynamics & Tectonophysics, 2013, 4 (4), pp. 461–484. <https://doi.org/10.5800/GT-2013-4-4-0113>

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, 12(3): pp. 291-319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Ramsay J.G., Huber M.I. The techniques of modern structural geology. Vol. 2. Fold and fractures. London: Acad. Press. 1987. pp. 308-700.

Ramsay J.G., Huber M.I. The techniques of modern structural geology. Vol. 1. Strain Analysis. London: Acad. Press. 1983. 307 p.

Saintot A., Angelier J. Tectonic paleostress fields and structural evolution of the NW-Caucasus fold-and-thrust belt from Late Cretaceous to Quaternary // *Tectonophysics* 357. - 2002. - PP. 1–31. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(02\)00360-8](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(02)00360-8)

Astakhov S.M.

LLC "Oil prospecting company "KONTIKI" (LLC "NPK "KONTIKI"), Novorossiysk, Russia, s@kontiki-exploration.com

Mosyakin Yu.A., **Mosyakin A.Yu.**

JSC "Krasnodarneftegeofizika", Krasnodar, Russia

**PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS OF THE OXFORD-NEOCOMIAN REEF DEPOSITS WITHIN THE SOUTHERN EDGE OF THE WEST KUBAN TROUGH.
PART 2: HISTORICAL AND GENETIC MODELLING OF PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS OF NEW SELECTED OBJECTS**

Upper Jurassic oil and gas potential within the southern edge of the West Kuban basin are estimated at the article by means of historical-genetic computer simulation methods. The analysis of the peculiarities of lithology, structural framework and geochemistry of sediments forming section of the studied area are provided. To improve the reliability of the simulation laboratory and analytical recovery of kinetic spectrum of reactions of organic matter transformation of Kuma Formation was carried out. Structural paleoreconstruction of seismic-geological section taken as a basis represents the basis for further modelling of hydrocarbon systems. Palaeostresses area identified as a result of the reconstruction were used to explain a possible intensification of the processes of oil and gas formation in the early catagenesis stages of Miocene petroleum source rocks. According to the results of modelling the Medovsk structure is filled with hydrocarbons with a source in syngenetic Oxford-Kimmeridgian deposits. The computer model is built taking into account the lack of major faults in the roof of Medovsk structure that allows us to create the conditions of deposits preservation.

Keywords: Kuma Formation, basin modelling, hydrocarbon system, reef array, Akhtyrsk suture zone, Khadyzhensk cordillera, West Kuban trough.

References

Astakhov S.M. *Georeaktor. Algoritmy neftegazoobrazovaniya* [Georeaktor. Algorithms of oil and gas formation]. Rostov-na-Donu: Kontiki, 2015, 256 p.

Astakhov S.M. *Utochnenie modeli sozrevaniya vitrinita v dislotsirovannykh oblastiakh* [Refinement of the model of maturation of vitrinite in stationed in areas]. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, vol. 3, p. 64-74.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Espitalie J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic geochemistry*, 1997, 26, p. 321-339. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(97\)00014-4](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(97)00014-4)

Efimov V.I. *Novye predstavleniya o tektonicheskom stroenii i istorii razvitiya Zapadno-Kubanskogo progiba (v poryadke obsuzhdeniya)* [New ideas about the structure and tectonic history of the West Kuban basin (in order of discussion)]. Gelendzhik-2014. Aktual'nye problemy razvitiya TEK regionov Rossii i puti ikh resheniya: Proceedings of Conference, 2014, p. 35-37.

Gubarev M.V., Proshlyakov C.L. *Osobennosti podgotovki poiskovykh ob"ektov na territorii Ingushetii* [Features of the preparation of search facilities on the territory of Ingushetia]. Gelendzhik-2014. Aktual'nye problemy razvitiya TEK regionov Rossii i puti ikh resheniya: Proceedings of Conference, 2014, p. 19-21.

Marinin A.V. The tectonophysical researches of the Semisamskaya anticline (North Western Caucasus fold and thrust belt). *Geodynamics & Tectonophysics*, 2013, 4 (4), pp. 461-484. <https://doi.org/10.5800/GT-2013-4-4-0113>

Marinin A.V., Rastsvetaev L.M. *Strukturnye paragenezы Severo-Zapadnogo Kavkaza* [Structural

parageneses of Northwest Caucasus]. Problemy tektonofiziki. K 40-letiyu sozdaniya M.V. Gzovskim laboratorii tektonofiziki v IFZ RAN. Moscow: Izd. IFZ RAN, 2008, p. 191–224.

Mosyakin Yu.A., Astakhov S.M., Mosyakin A.Yu. *Perspektivy neftegazonosnosti oksford-neokomskikh rifogennykh otlozheniy v predelakh yuzhnogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba. Chast' I: vydelenie novykh ob"ektov* [Petroleum potential prospects of the Oxford Neocomian reef deposits within the southern edge of the West Kuban basin. Part 1: new objects distinguishing]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2015, vol. 10, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2015.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2015

Orel V.E., Sheygin M.V., Levkin F.I. *Krupnaya zalez' v karbonatnykh kollektorakh na mestorozhdenii Zybza i perspektivy otkrytiya podobnykh mestorozhdeniy na Kubani* [Large deposits in carbonate reservoirs in the Zybza field and the prospects of discovering of such deposits in the Kuban]. Geologiya nefi i gaza, 1958, no. 3, p. 55-59.

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, 12(3): pp. 291-319. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(95\)98381-E](https://doi.org/10.1016/0264-8172(95)98381-E)

Pinchuk T.N., Popov I.V. *Neftegazonosnost' Severo-Zapadnogo Kavkaza. Geologiya, geografiya i global'naya energiya* [Oil and gas potential of the Northwest Caucasus. Geology, geography and global energy]. Geologiya, poiski i razvedka nefi i gaza, 2013, no. 3(50), p. 79-92.

Ramsay J.G., Huber M.I. The techniques of modern structural geology. Vol. 2. Fold and fractures. London: Acad. Press. 1987. pp. 308-700.

Ramsay J.G., Huber M.I. The techniques of modern structural geology. Vol. 1. Strain Analysis. London: Acad. Press. 1983. 307 p.

Saintot A., Angelier J. Tectonic paleostress fields and structural evolution of the NW-Caucasus fold-and-thrust belt from Late Cretaceous to Quaternary. Tectonophysics 357, 2002, p. 1–31. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(02\)00360-8](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(02)00360-8)

Semenduev M.M., Voloshin V.I., Verkhov B.F., Shempelev A.G., Fel'dman I.S., Nebrat A.G., Lygin V.A. *Regional'nye geologo-geofizicheskie issledovaniya neogen-paleogenovykh i mezozoyskikh otlozheniy v zone sochleneniya yuzhnogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba i megantiklinoriya Bol'shogo Kavkaza* [Regional geological and geophysical studies of the Neogene-Paleogene and Mesozoic sediments at the junction of the southern edge of the West Kuban basin and meganticlinorium Greater Caucasus]. Krasnodar: Krasnodarneftegeofizika, 2005.

Spravochnik po geokhimii nefi i gaza [Reference of geochemistry of oil and gas]. Saint Petersburg: Izd-vo «Nedra», 1998, 576 p.

Suslova E.Yu. *Neftematerinskiy potentsial yurskikh i melovykh otlozheniy Zapadnogo Predkavkaz'ya* [The potential source rocks of Jurassic and Cretaceous sediments of the Western Ciscaucasia]. Thesis for the degree of doctor of geological and mineralogical sciences. Moscow, 2006, 159 p.

Yakovlev F.L. *Kolichestvennye metody analiza prirodnykh mekhanizmov formirovaniya skladok i sistem lineynoy skladchatosti* [Quantitative methods of analysis of the natural mechanisms of formation of folds and folding linear systems]. Problemy tektonofiziki. K 40-letiyu sozdaniya M.V. Gzovskim laboratorii tektonofiziki v IFZ RAN. Moscow: Izd. IFZ RAN, 2008, p. 149–188.