

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/27\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2019)

УДК 551.24:553.98(470.13)

**Карасев П.С., Надежкин Д.В., Попова Т.В., Скачек Д.К., Колосков В.Н.**

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, Pavel.Karasev@lukoil.com, Dmitry.Nadezhkin@lukoil.com, Tatyana.Vl.Popova@lukoil.com, Dmitriy.Skachek@lukoil.com, Vasily.Koloskov@lukoil.com

**Фатеев В.С.**

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия, Valentin.Fateev@lukoil.com

## **ВЛИЯНИЕ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ НА ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИИ В СЕВЕРНОМ СЕГМЕНТЕ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА**

*Приведена оценка влияния раннекиммерийского тектогенеза на процессы нефтегазогенерации в северном сегменте Предуральского прогиба (Кортаихинской, Косью-Роговской и Верхнепечорской впадин). Район характеризуется широким распространением складчато-надвиговых дислокаций, в том числе структур типа «фор-ур» таких как гряда Чернышева, обусловленным срывом и перемещением осадочного чехла по верхнеордовикским соленосным отложениям вследствие тангенциального сжатия в коллизионный этап развития. Ввиду необходимости учета тектонических особенностей при создании структурного каркаса для двухмерного моделирования углеводородных систем использованы сбалансированные геологические разрезы, пересекающие в крест простирания основные структурные зоны.*

*В результате двухмерного моделирования установлен основной очаг генерации углеводородов - погруженная часть Предуральского краевого прогиба. Пик генерации углеводородов из основных нефтегазоматеринских пород обусловлен их максимальным погружением под молассовые толщи формировавшегося предгорного прогиба Палеоуральского орогена. Пик генерации хронологически значительно удален от пика структурообразования, что является неблагоприятным фактором для сохранности залежей углеводородов.*

*Показано, что большая часть залежей углеводородов в девонских и каменноугольных отложениях региона разрушена в процессе раннекиммерийского тектогенеза либо испытала переформирование и миграцию углеводородов во вновь сформированные ловушки. Крупные тектонически-экранированные ловушки и залежи в пределах аллохтона гряды Чернышева в дальнейшем разрушены эрозионными процессами, остаточный потенциал связан со структурами автохтона.*

**Ключевые слова:** *нефтегазогенерация, складчато-надвиговые дислокации, бассейновое моделирование углеводородных системы, Предуральский крайовой прогиб.*

Исследования посвящены комплексированию результатов геологического изучения данных осадочных бассейнов с применением аппарата бассейнового моделирования. Принимая во внимание особенности структурного стиля Кортаихинской и Косью-Роговской впадин, в частности, широкое распространение складчато-надвиговых дислокаций, обусловленных срывом осадочного чехла по верхнеордовикским соленосным отложениям, в том числе структур типа «фор-ур», при создании структурного каркаса в программном комплексе Petromod использованы сбалансированные геологические разрезы через основные

структурные зоны.

Для моделирования использовался упрощенный подход, предусматривающий двучленное строение осадочного чехла: нижний структурный ярус - платформенный терригенно-карбонатный и верхний-молассовый. Различие в механических свойствах толщ привели к структурной дисгармонии в процессе складчатости и несоответствию в структурных планах в платформенном и орогенном молассовом комплексах.

Важной чертой строения бассейнов является тектоническая расслоенность осадочного чехла, обусловленная наличием в разрезе реологически контрастных слоев (ордовикских эвапоритов, визейских и артинских глин). По данным стратиграфическим уровням в процессе раннеюрского тангенциального сжатия произошло заложение поверхностей срыва-детачментов с дальнейшей реализацией покровного перемещения на значительные расстояния (от первых до десятков километров).

Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности территории исследования рассматривались ранее ([Тимонин, 1998; Юдин, 1994, 2014; Соборнов, 1995, 2014, 2017; Острижный, 1999; Шимановский, 2007; Прищепа, 2008; Fossum, 2013; Никишина, 2015; Грунис, Ростовщиков, Богданов, 2016; Акимов, 2017; Ступакова, 2017] и др.).

Обзор опубликованных результатов применения бассейнового моделирования по изучаемому региону показал, что в большинстве работ освещены результаты одномерного моделирования либо упрощенного двумерного, без учета сложного чешуйчато-покровного строения [Fossum, 2013; Ступакова и др., 2017].

### **Прогноз распространения элементов углеводородной системы**

Результаты проведенного сиквенс-анализа позволяют прогнозировать стратиграфическое и площадное положение природных резервуаров в пределах перечисленных бассейнов.

Обломочная и терригенно-сульфатно-карбонатная толщи ордовикского сиквенса, а также карбонатная органогенно-обломочная толща нижнего силура рассматриваются как коллектор. Локальной крышкой для этого коллектора может являться перекрывающая карбонатно-глинистая толща *гердьюсского* горизонта. По региональным геохимическим данным толщу горизонта рассматривают как низкого качества нефтематеринскую. Из-за невыдержанности крышки для выделенного коллектора в нем предполагается наличие только стратиграфических ловушек.

Доломитовая толща *овинпармского* горизонта и сульфатно-доломитовая толща *сотчемкыртинского* горизонта являются коллекторами так же, как и терригенно-обломочная толща среднего девона. Залегающая выше глинисто-карбонатно-кремнистая толща *тиман-*

*саргаевского* и *доманикового* горизонтов выступают как региональная покрывка и нефтематеринская порода. Выдержанность этой покрывки по площади и по мощности позволяют предполагать наличие структурных и стратиграфических ловушек.

Следующий коллектор образуют карбонатные мелководные органогенно-обломочные толщи верхнедевонского и каменноугольного возрастов, внутри которого выделяется нижневизейские локальные покрывки. Перекрывающая прибрежно-континентальная нижнепермская (P1a-аг1) карбонатно-глинистая толща является локальной покрывкой.

Средне- и верхнепермские, триасовые терригенные флишоидные и молассовые толщи рассматриваются как коллектор с локальными покрывками. Небольшие мощности и невыдержанность по площади предполагают возможность существования в этом комплексе комбинированных структурно-стратиграфических ловушек.

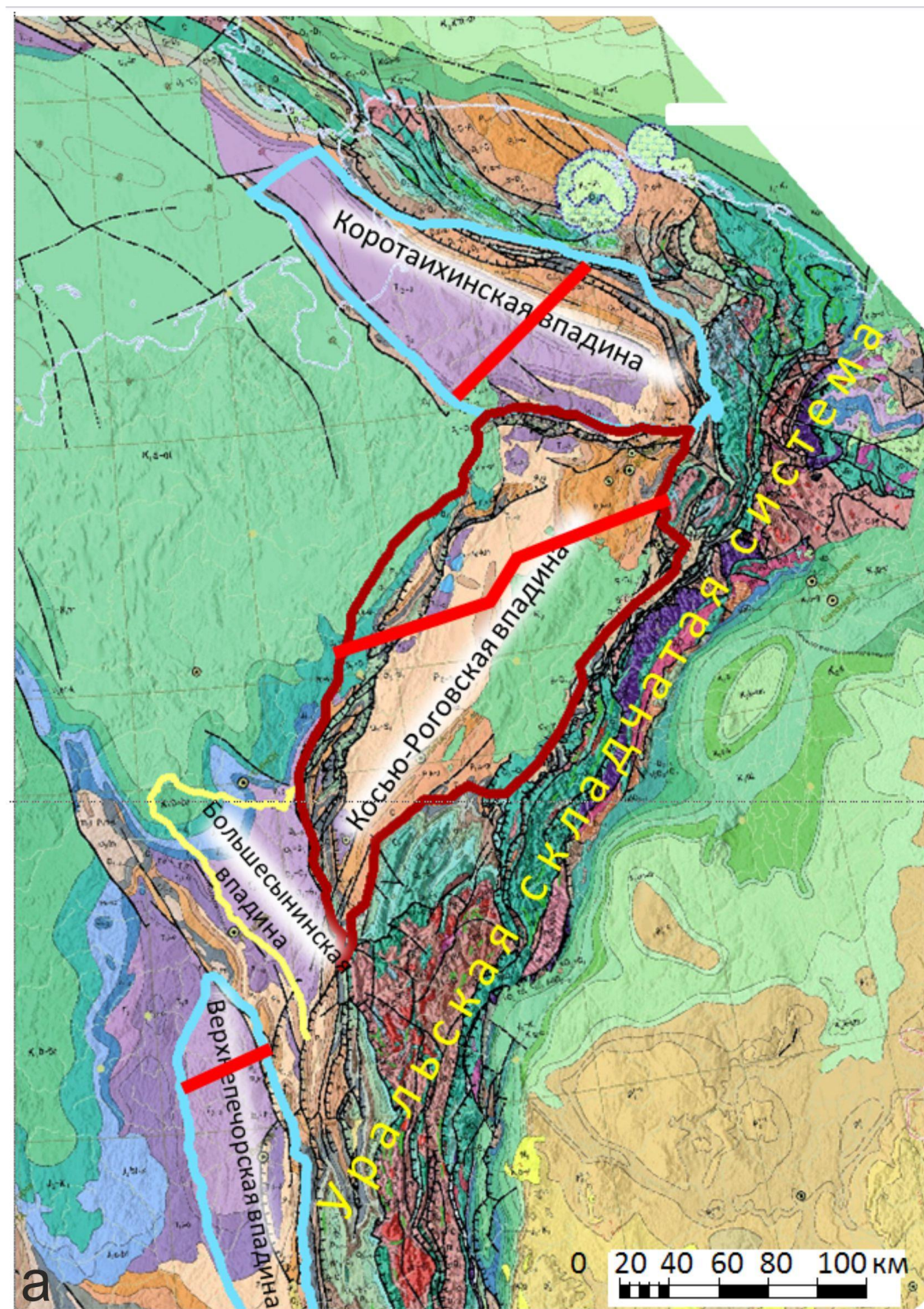
Единая история геологического развития изучаемого региона в фанерозое предопределила наличие разновозрастных нефтегазоматеринских отложений в пределах всех впадин (рис. 1). Отложения с нефтематеринским потенциалом формировались с ордовикского до раннепермского времени. Коллизионные процессы и формирование Уральского орогена вблизи изучаемых зон оказало значительное влияние на обстановки осадконакопления. В это время накопление органического вещества происходило преимущественно в мелководно-морских и континентальных обстановках, что повлекло значительное увеличение доли гумусовой составляющей и накопление мощных толщ углей в позднепермское время. Анализ результатов геохимических исследований пород, а также обобщение опубликованных данных позволили сформировать представления о распределении нефтегазоматеринских пород в разрезе и об их геохимических характеристиках. Краткие сведения о свойствах нефтегазоматеринских пород с учетом ранее опубликованных данных [Баженова, 2008, 2010; Кирюхина, 2013, 2015; Анищенко, 2014; Клименко, 2010; Рябинкина, 2010; Санникова, 2015; Никишина, 2015] приведены на рис. 1. Стоит отметить низкую изученность региона геохимическими исследованиями, несмотря на многолетнюю историю геологоразведки.

Положение осадочных бассейнов и комплексирование результатов сиквенс-анализа и элементов углеводородных (УВ) систем приведено на рис. 2.

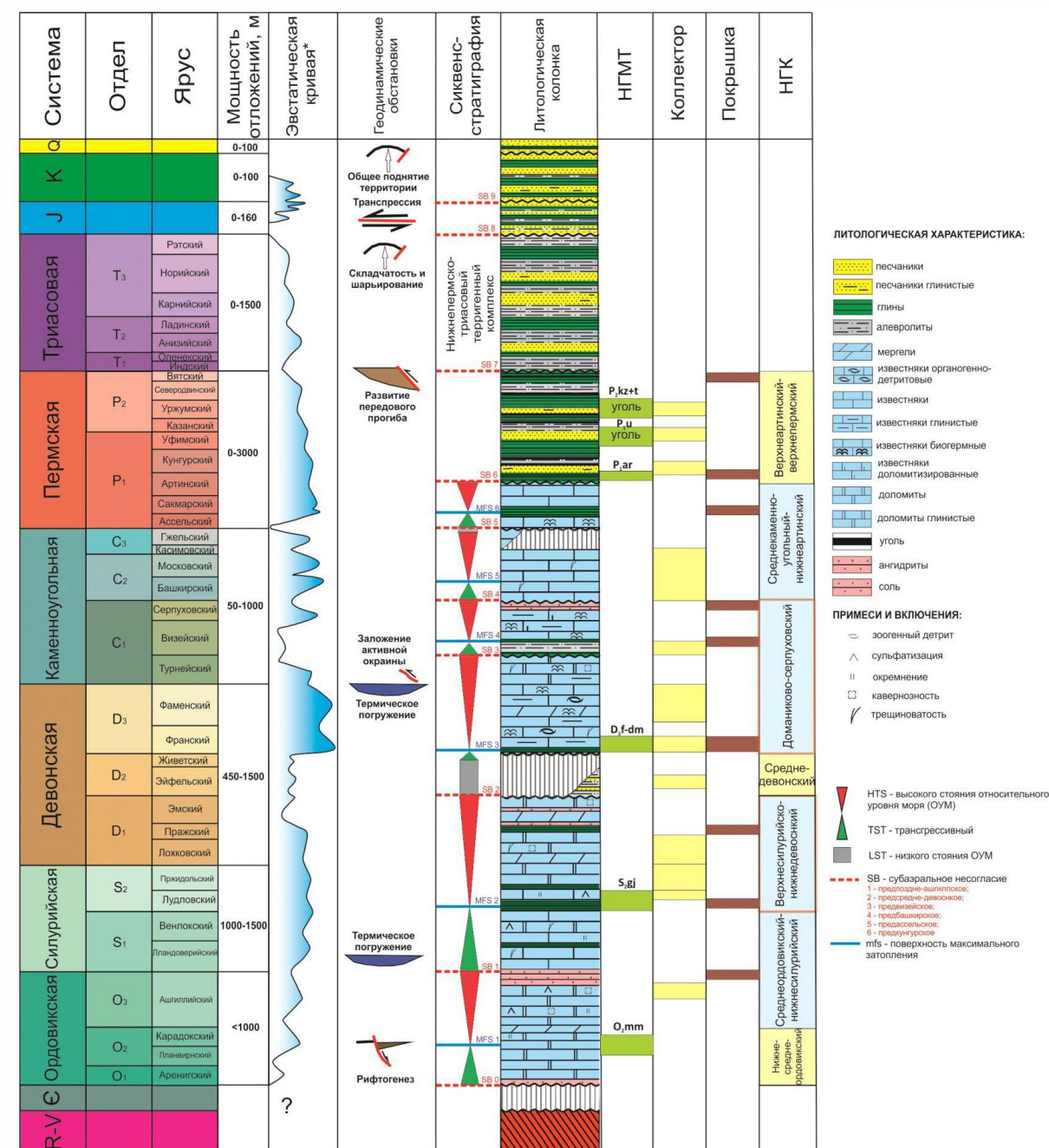
В случае отсутствия высокоамплитудных тектонических нарушений положение в разрезе катагенетических зон, обусловлено преимущественно историей изменения температурного градиента и носит параллельно слоистый характер (рис. 3а). Однако в пределах Предуральяского краевого прогиба позднепермская-юрско-меловая тектоническая история оказала значительное влияние на положение в современном разрезе зон катагенеза и, как следствие, на миграционно-аккумуляционные процессы.

Название НГМТ	Коротаихинская впадина				Косью-Роговская впадина				Верхнепечорская впадина			
	Сорг, %	НЦ, мг УВ/г Сорг	Тип ОБ	Толщина, м	Сорг, %	НЦ, мг УВ/г Сорг	Тип ОБ	Толщина, м	Сорг, %	НЦ, мг УВ/г Сорг	Тип ОБ	Толщина, м
P uf и kz-tr	Породы содержат углистое вещество											
P1 ar	2-4	350	II-III	20-130	0.5-2	250-300	II-III	10-40	до 2	215	II-III	н.д
C1 vise (rd-bb)	3	500		10-90					1-6	200-450	III-IV (II)	н.д
D3 dm-C1t	1-2	450	II	0-50	3-10	400-550	II	10-30	0.5-8.5	600	II	35
D3 tm-sg	1	420	II-III	30-50	0.5-1	200-420	II-III	20-70				
D2 zv-ef	до 3	500		10-70					до 3	400	II-III	н.д
S2gj	0.5-2.9	450	II	20-100	1-6	350-480	н.д	40-50	до 1.2	н.д	II	н.д

Рис. 1. Геохимическая характеристика нефтегазоматеринских пород (восстановленные значения)



Подложка: карта дочетвертичных отложений ГГК-1000 (ВСЕГЕИ, 2008)



\*По данным Т.К.Баженовой, В.К.Шиманского и др.

Рис. 2. Положение Кортаихинской, Косью-Роговской и Верхне-Печорской впадин в северном сегменте Предуральского прогиба и расположение профилей 2D бассейнового моделирования (а) и комплексная тектоностратиграфическая схема северного сегмента Предуральского краевого прогиба (б)

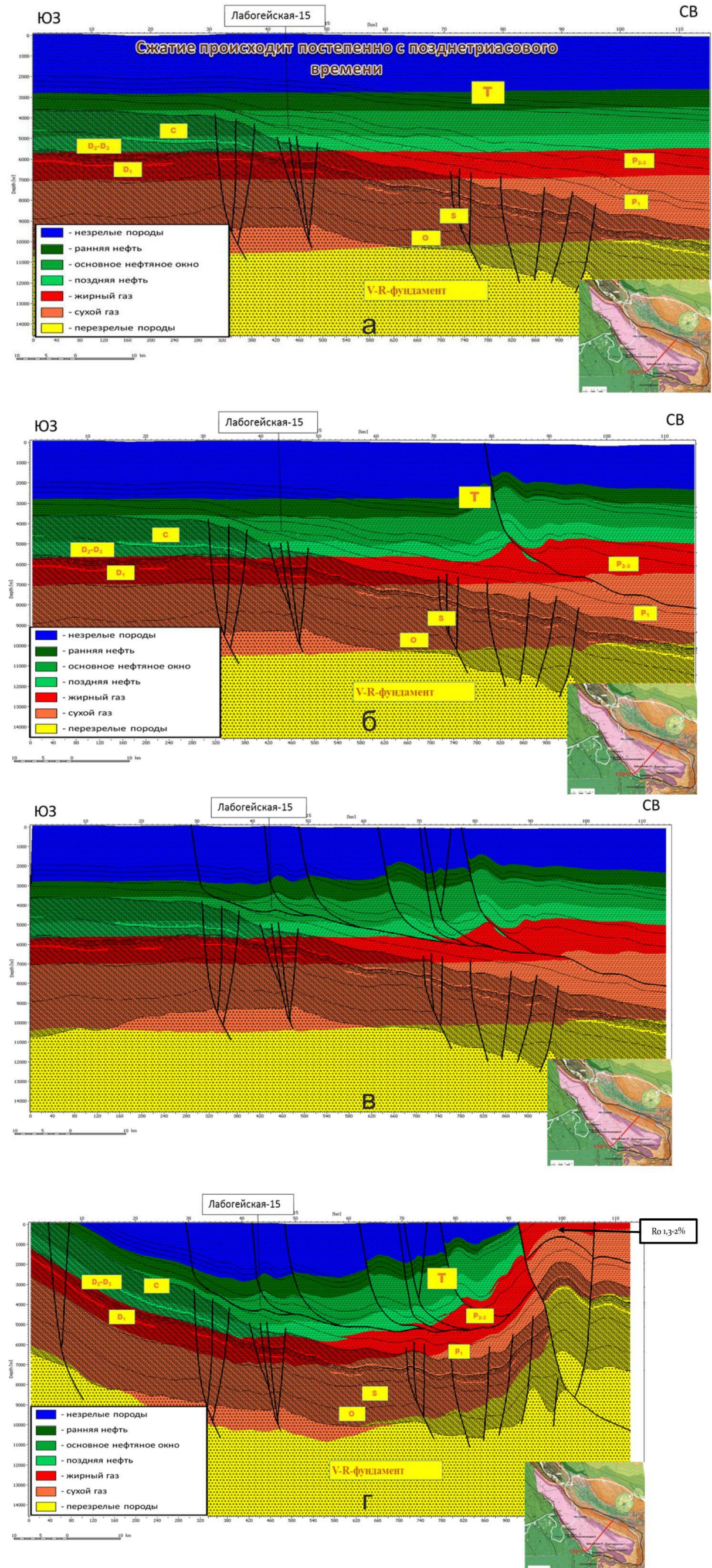


Рис. 3. Расположение зон генерации до основных тектонических процессов в Коротаихинской впадине и после влияния складчатости Реконструкции на триасовое, раннеюрское и современное время (а-г).

Благодаря палинспастическим реконструкциям удалось установить причины более сложного характера катагенетической зональности изученных осадочных бассейнов. На рис. 3 продемонстрировано влияние тектонических процессов на примере *Коротаихинской впадины*.

Реконструкция истории тектонических дислокаций позволила сделать важный вывод о том, что нефтегазоматеринские породы реализовали свой потенциал задолго до формирования современного структурного облика тектонической зоны (см. рис. 3, 4).

В результате складчато-надвиговых дислокаций положение катагенетических зон сильно изменилось, в припайхойской зоне на поверхность выведены породы со степенью преобразованности органического вещества более 90%. Прямым подтверждением этому могут служить данные о степени преобразованности углей Хейягинского месторождения (марки углей ОС, Т, А соответствуют значениям ОСВ 1,4-2%), а также результаты пиролитических исследований нижнепермских отложений в скв. Янгарейская-1.

По данным моделирования PetroMod, все нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) содержащие органическое вещество сапропелевого типа нижнего структурного этажа на данный момент преобразованы свыше 90% и практически полностью исчерпали свой генерационный потенциал (см. рис. 3). Значительный генерационный потенциал сохранили лишь богатые растительными остатками отложения пермского возраста в центральной части Коротаихинской впадины.

Анализ истории генерации показал, что основной объем нефти и газа мог эмигрировать из нефтегазоматеринских отложений на позднекаменноугольном-раннепермском этапе, предшествующем формированию сложной системы надвигов во впадине. Влияние раннекимморийского и пайхойского орогенеза выразилось в расформировании большей части залежей доюрского возраста и миграции УВ в тектонически-экранированные и антиклинальные ловушки, ассоциирующие с новообразованными системами надвигов и взбросов (рис. 5, 6).

В пределах Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоны к востоку от Коротаихинской впадины основные перспективы связываются с тектонически экранированными ловушками в условиях сложного складчато-надвигового тектонического строения в отложениях каменноугольной и девонской систем. Тектонические нарушения здесь рассматриваются как основной риск для сохранности залежей, а в качестве основного типа флюида - газ.

В западной части впадины тангенциальное сжатие привело к формированию новой стадии структурообразования и изменения регионального уклона территории, что негативно сказалось на сохранности доюрских аккумуляций (см. рис. 5, 6).

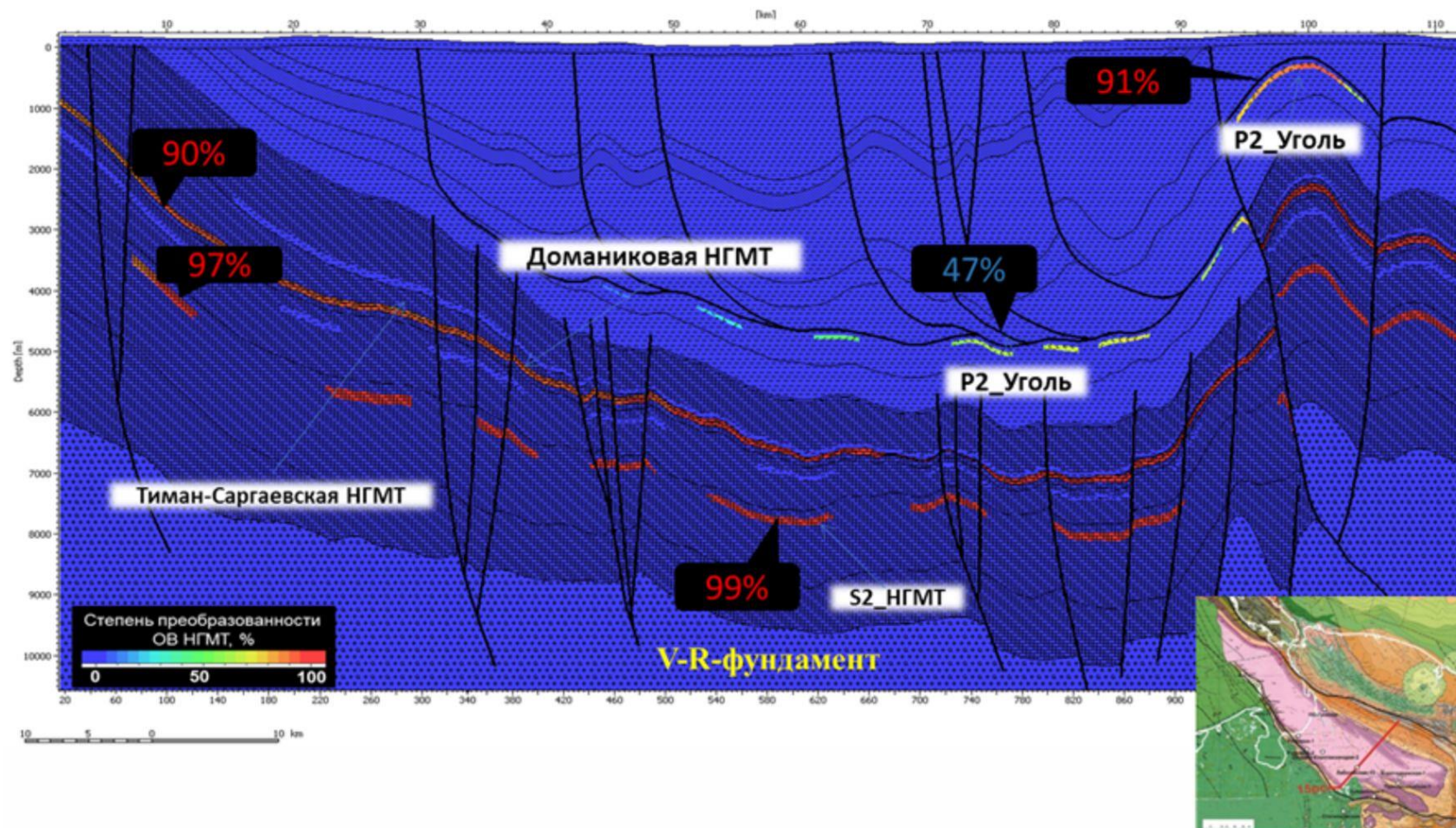


Рис. 4. Степень преобразованности органического вещества основных нефтегазоматеринских отложений



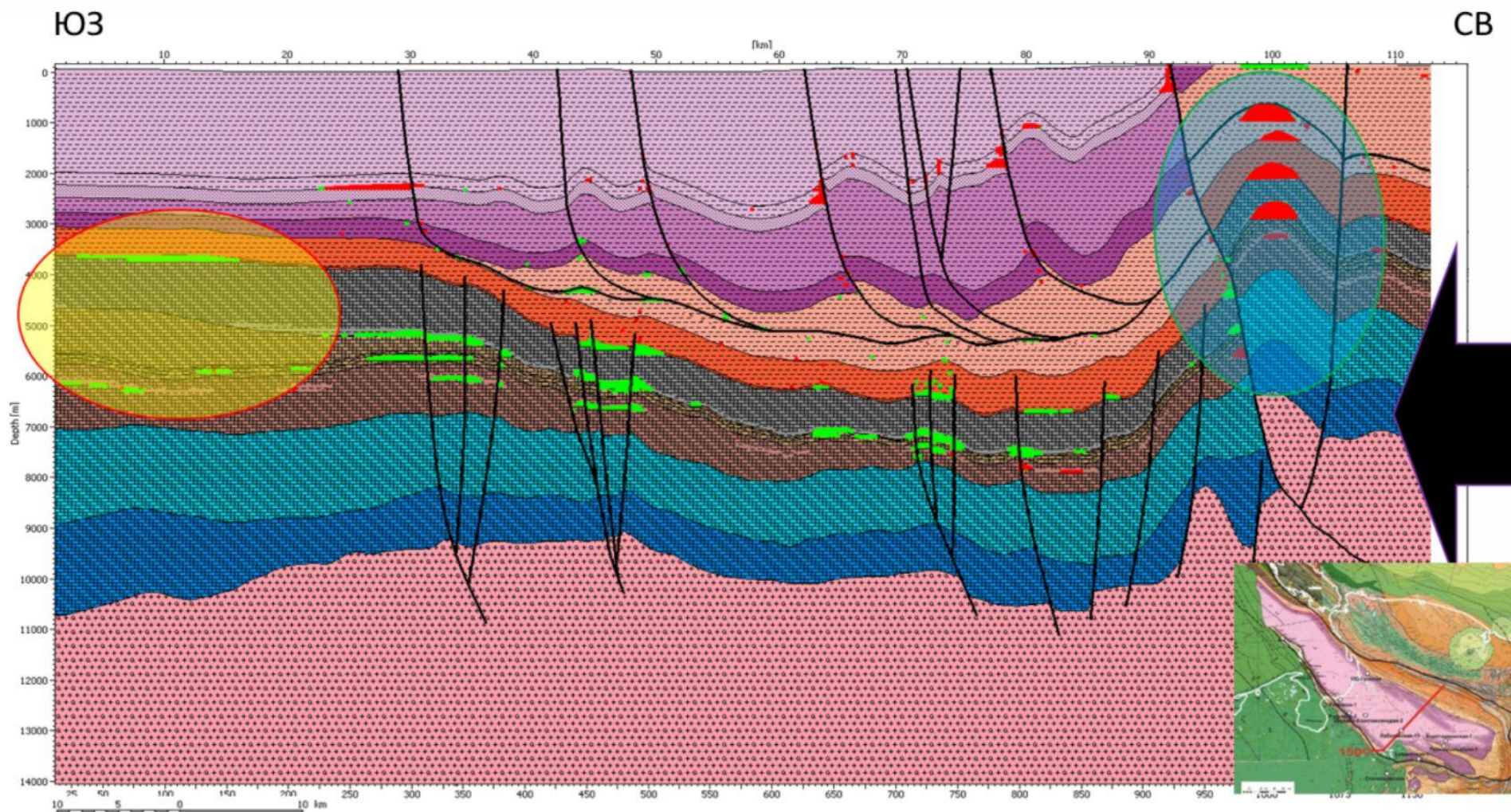
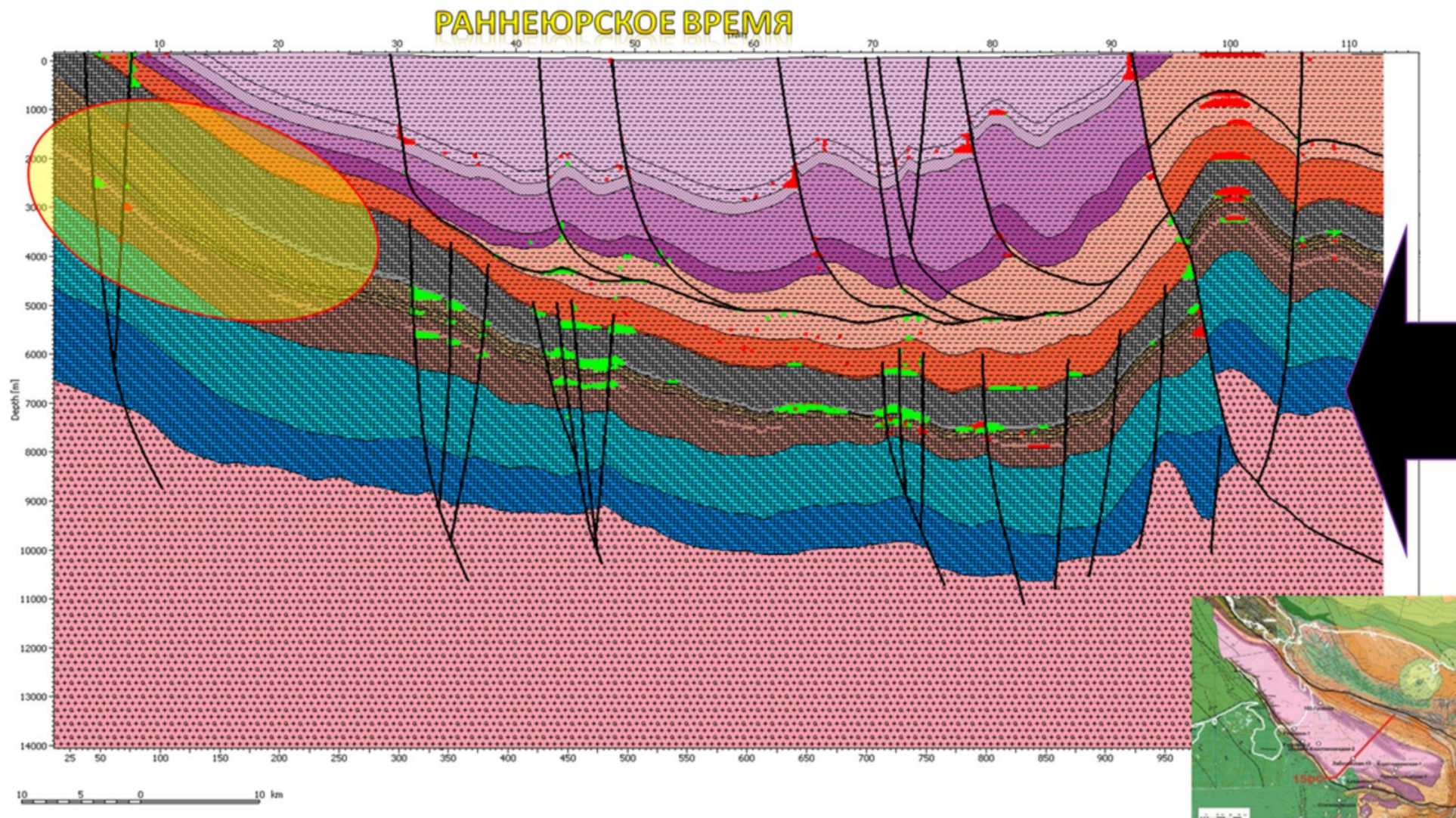


Рис. 5. Влияние раннекиммерийского тектогенеза на перераспределение аккумуляций углеводородов в Коротаихинской впадине (по результатам 2D моделирования)



**Рис. 6. Перераспределение аккумуляций углеводородов в результате тангенциального сжатия, новой стадии структурообразования и изменения регионального уклона территории**

На юго-западном борту Коротаихинской впадины основные перспективы могут быть связаны с тектонически-экранированными ловушками на Лабогейской моноклинали в отложениях каменноугольной и девонской систем. Тектонические нарушения здесь рассматриваются как основной элемент, контролирующий скопления УВ. Основной флюид – нефть.

В пределах *Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева* моделирование влияния складчатости и надвигообразования на катагенетическую зональность проведено с использованием метода сбалансированных разрезов, позволивших создать геометрически и геологически-корректную интерпретацию района гряды Чернышева, характеризующуюся крайне низкой информативностью сейсмических данных (рис. 7). Результаты проведенных палинспастических реконструкций с учетом сейсмических данных и данных поверхностной геологической съемки использованы в качестве структурного каркаса для двухмерной бассейновой модели по региональному профилю РС-17.

С учетом данных поверхностной геологии построен сбалансированный разрез (рис. 8) через гряду Чернышева и Косью-Роговскую впадину, объясняющий бивергентную безкорневую структуру гряды Чернышева. Реконструирован основной этап структурообразования – раннеюрский, связанный с проникновением фронта Уральских дислокаций на территорию работ, сопровождающийся надвигообразованием, формированием тектонически экранированных ловушек и интенсивной эрозией пермо-триасовых отложений в восточной части площади (величина эрозии минимум 2 км).

Вследствие тангенциального сжатия и реализованных дислокаций горизонтальное сокращение пространства по профилю составило не менее 25 км (примерно 10%).

Как следует из результатов двухмерного моделирования, изначальная катагенетическая зональность сильно нарушена в раннеюрское время, когда произошло формирование надвигов, развитие гряды Чернышева как безкорневого бивергентного орогена в результате срыва чехла по поверхности верхнеордовикских солей (рис. 9). Калибровка катагенетической преобразованности выполнена по данным отражательной способности витринита в образцах из скважин Ярвожская-1, Бергантамьльская-1, Усино-Кушорская-22.

Следующим этапом работ являлось моделирование истории генерации и аккумуляции УВ, с учетом положения в разрезе основных НГМТ и их свойств (рис. 10).

По результатам бассейнового моделирования на основе выполненных палинспастических реконструкций, сформированные в раннекиммерийскую фазу складчатости тектонически-экранированные ловушки и наиболее крупные залежи в каменноугольных и нижнепермских резервуарах аллохтона гряды Чернышева в дальнейшем разрушены эрозией.

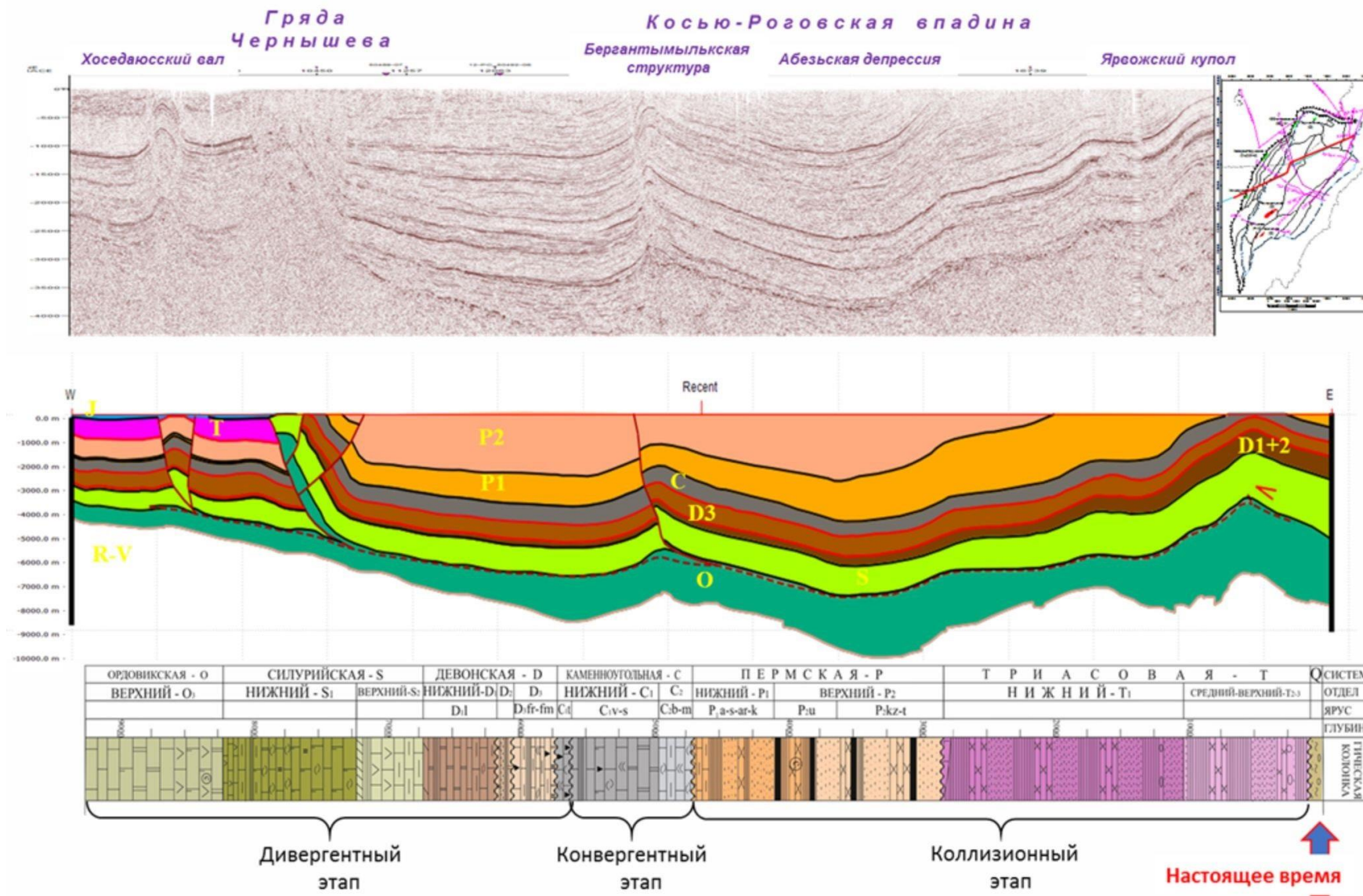


Рис. 7. Пример сопоставления сейсмического разреза и геологической интерпретации  
 С учетом реконструкций решена задача корректной интерпретации гряды Чернышева в зоне отсутствия отражений.

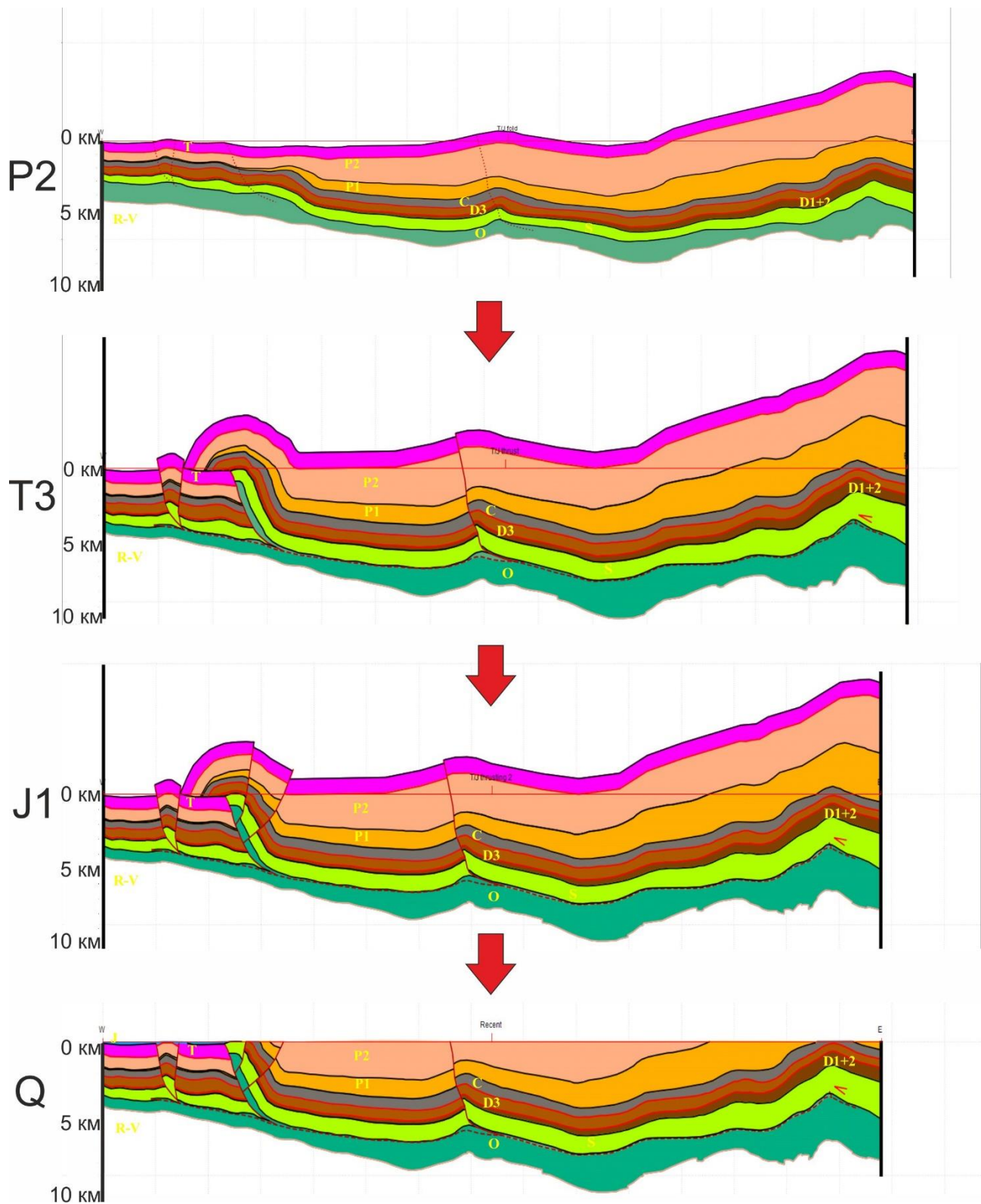


Рис. 8. Палинспастические реконструкции по профилю PC-17

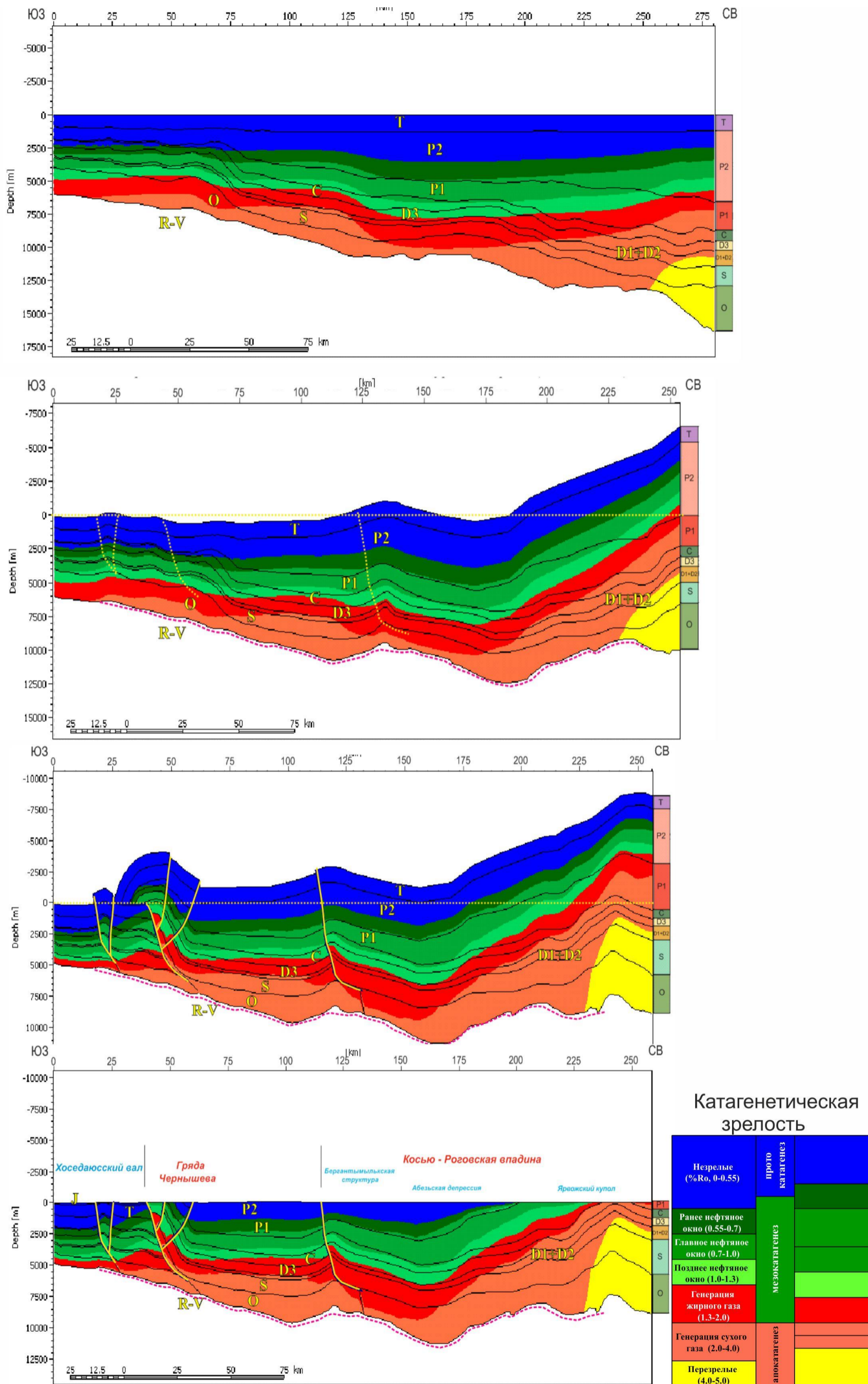


Рис. 9. Влияние складчатости и надвигообразования (раннекиммерийский тектогенез) на катагенетическую зональность в Косью-Роговской впадине и гряде Чернышева по результатам двухмерного бассейнового моделирования Реконструкции на триасовое, раннеюрское и современное время (а-г).

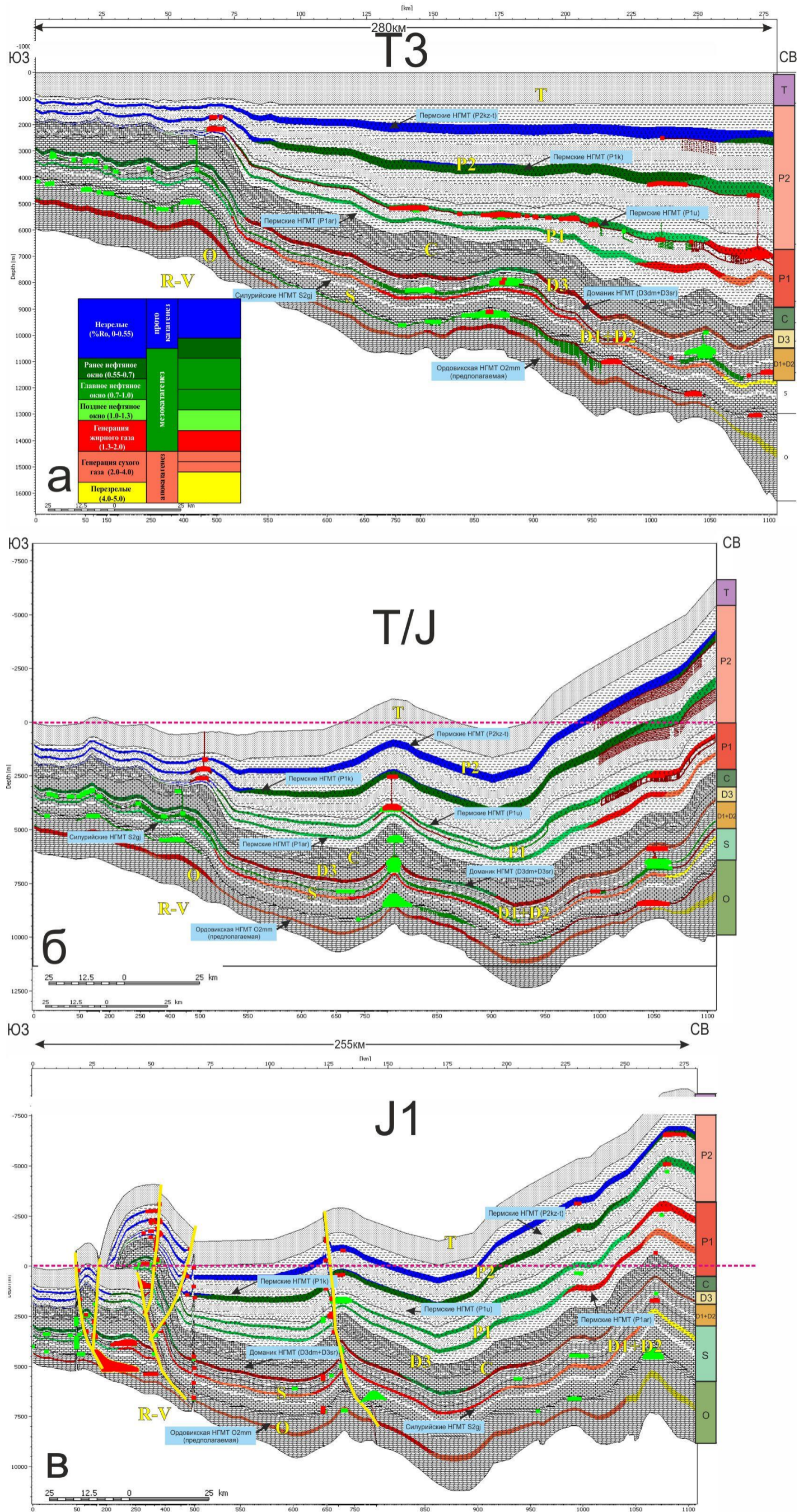


Рис. 10. Моделирование зон нефтегазогенерации в условиях формирования складчато-надвигового комплекса гряды Чернышева. Реконструкции на триасовое, раннеюрское и современное время (а-в).

На современном этапе развития потенциально сохранившиеся аккумуляции (в нижнепалеозойских резервуарах тектонически-экранированных ловушках аллохтона гряды Чернышева) приурочены к системам ретронадвигов (см. рис. 10). Данные выводы в целом согласуются с результатами бурения скважин Адакская-2 и Воргамусюрская- 1, пробуренных в пределах данных структурных зон [Данилов и др., 2011; Соборнов, Данилов, 2014]. В скважинах в интервале нижнедевонских карбонатов встречены нефтепроявления, которые традиционно рассматривались как признаки разрушенных залежей, но из-за высоких пластовых давлений, фонтанных выбросов их корректнее рассматривать как мелкие самостоятельные залежи непромышленного значения.

Исходя из результатов моделирования наиболее перспективные объекты расположены в автохтонной части разреза Косью-Роговской впадины, перекрытой надвигами гряды Чернышева. Поднадвиговые антиклинальные и тектонически-экранированные ловушки имеют большой потенциал сохранности, что подтверждается наличием уже открытых в подобных структурных условиях Кочмесского и Южно-Степковожского месторождений [Соборнов, Данилов, 2014]. Потенциал аккумуляций в аллохтонных блоках является остаточным и менее значительным (рис. 11).

Важным отличием *Верхне-Печорской впадины* от Коротайхинской и Косью-Роговской впадин является отсутствие толщи ордовикских эвапоритов в основании чехла, что затруднило масштабные покровные перемещения и образование «pop-up»-структур в процессе раннекиммерийской складчатости. По этой причине стиль деформаций и его влияние на процессы нефтегазогенерации несколько отличается от предыдущих объектов.

В процессе максимального погружения Предуральского прогиба основные НГМТ последовательно вступали в фазы нефте- и газогенерации с дальнейшей аккумуляцией УВ в доюрских структурных ловушках. С началом раннекиммерийской складчатости происходит образование антиклиналей, частичное перераспределение залежей УВ. По мере продвижения деформаций в пределы Верхне-Печорской впадины в основной этап структурообразования происходит формирование систем надвигов и приразломных складок, разрушение доюрских залежей УВ в восточной части впадины; отмечено перераспределение УВ в тектонически-экранированных ловушках Мичаю-Пашнинского вала и Средне-Печорского поднятия (рис. 12).

### Выводы

Характерной чертой осадочных бассейнов северного сегмента Предуральского прогиба является несоответствие во времени основного этапа генерации УВ и основного этапа раннекиммерийского (и дораннемелового для Коротайхинской впадины) структурообразования, что негативно сказалось на сохранности дораннеюрских ловушек.



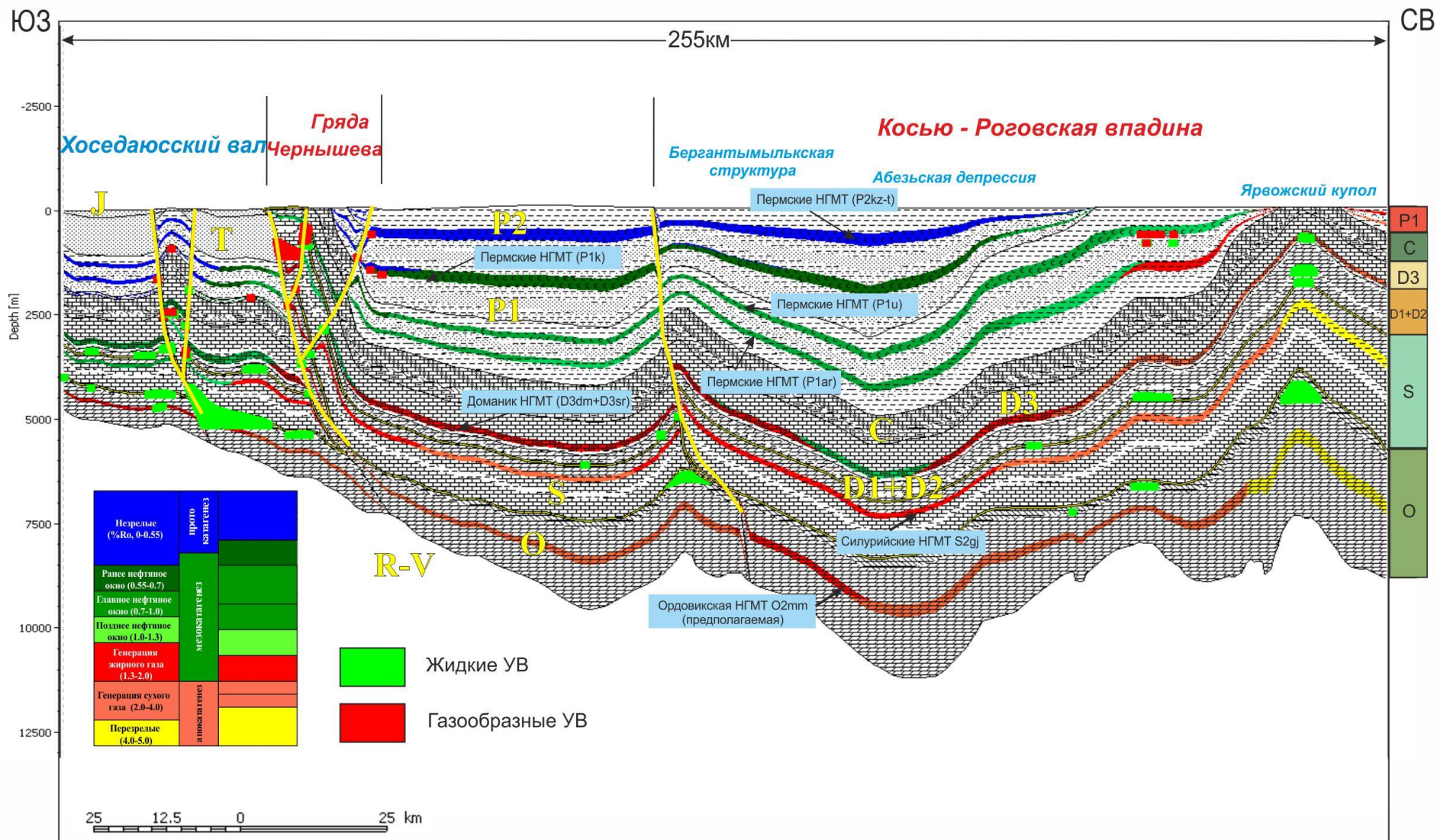
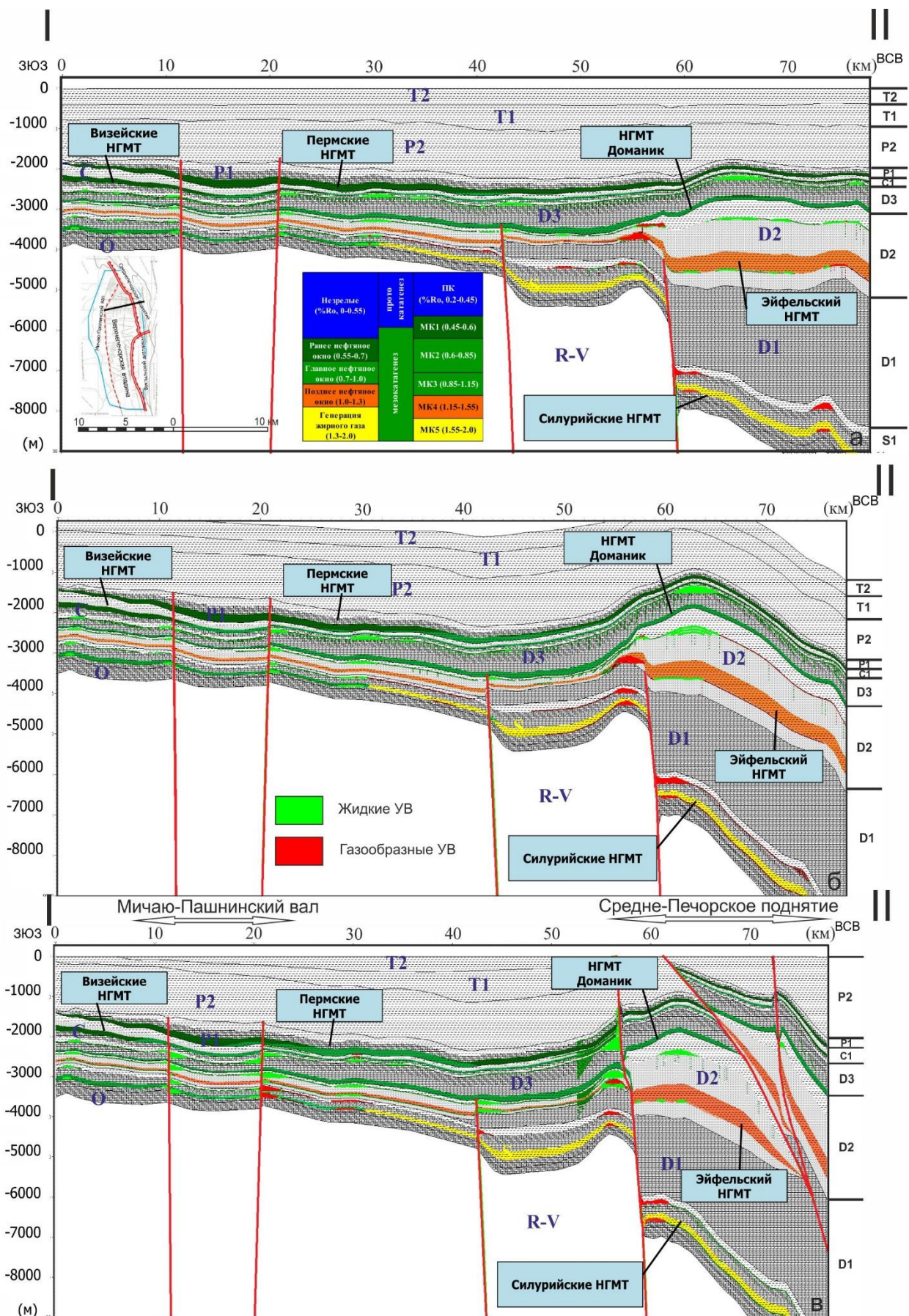


Рис. 11. Потенциально сохранившиеся мелкие тектонически-экранированные ловушки и залежи углеводородов в пределах гряды Чернышева



**Рис. 12. Моделирование зон нефтегазогенерации и тектоническая эволюция Верхне-Печорской впадины**

Реконструкции на триасовое, раннеюрское и современное время (а-в).

В западной части **Коротаихинской впадины** тангенциальное сжатие привело к формированию новой стадии структурообразования, что также повлияло на сохранность доюрских аккумуляций. На юго-западном борту впадины основные перспективы могут быть связаны с тектонически-экранированными ловушками на Лабогейской моноклинали в отложениях каменноугольной и девонской систем. Основной флюид – нефть. В пределах Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоны к востоку от Коротаихинской впадины основные перспективы связываются с тектонически-экранированными ловушками, в условиях сложного складчато-надвигового тектонического строения в отложениях каменноугольной и девонской систем. Основной флюид – газ.

В пределах **Косью-Роговской впадины** и гряды Чернышева современное положение катагенетических зон контролируется тектоническими дислокациями, что указывает на активное нефтегазообразование в период до формирования современного структурного облика тектонической зоны. Складчато-надвиговые деформации отрицательно сказались на сохранности залежей в пределах аллохтонных блоков гряды Чернышева, однако создали предпосылки для существования тектонически-экранированных объектов в зоне автохтона. В пределах зоны сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (автохтон) скопления УВ возможны только при условии экранирования их разломами.

В пределах **Верхне-Печорской впадины** в процессе раннекиммерийской фазы складчатости произошло расформирование ряда существовавших допозднетриасовых (дораннеюрских?) залежей УВ. В то же время к моменту последнего этапа структурной перестройки расположенные на площади разломы находились в условиях тангенциального сжатия и, вероятно, служили флюидными экранами, способствуя накоплению УВ из разрушаемых структурных ловушек в приразломных тектонически-экранированных структурах Мичаю-Пашнинского вала.

### Литература

*Анищенко Л.А.* Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба. - СПб.: Наука, 2004. – 214 с.

*Анищенко Л.А., Клименко С.С., Котик И.С.* Онтогенез углеводородов юга Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. - 2014. - № 10 (238). – С. 3-7.

*Акимов В.В.* Органогенные постройки западного борта Коротаихинской впадины как наиболее перспективные объекты для поиска углеводородов // Вести газовой науки. - 2017. - № 3(31). - С. 112-116.

*Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А. (Гембицкая), Климова Л.И.* Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.

*Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И.* Геохимия палеозоя юго-западного

склона Пай-Хоя и генерация углеводородов в Кортаихинской впадине // Разведка и охрана недр. - 2010. - № 6. – С. 21-25.

*Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П.* Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. - 2016. - Т. 18. - № 1. - С. 13-23.

*Данилов В.Н., Иванов В.В., Гудельман А.А., Журавлев А.В., Вишератина Н.П., Огданец Л.В., Уткина О.Л.* Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам геологоразведочных работ на Адакской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №2. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/21\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf)

*Кирюхина Т.К.* Типы нефтей Тимано-Печорского бассейна // Вестник Московского Университета. – 1995. - №2- С. 39-49.

*Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. - 2013. - № 3. - С. 76–87.

*Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П.* Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. - 2015. - № 2 (61). – С.87-100.

*Клименко С.С., Анищенко Л.А.* Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // Известия Коми НЦ УрО РАН. - 2010. - №2. – С. 61-70.

*Котик И.С., Даньщикова И.И., Котик О.С., Валяева О.В., Можегова С.В., Соколова Л.В.* Литолого-геохимическая характеристика силурийских отложений Тальбейского блока гряды Чернышева // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2016. – № 11. – С. 15-22.

*Никишина М.А.* Оценка перспектив нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонских отложений Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции на основе концепции «углеводородной системы» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - № 5. - С. 17-24.

*Никонов Н.И., Теплов Е.Л., Прищепина О.М., Макаревич В.Н.* Направления геологоразведочных работ на нефть и газ в республике Коми. Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2013. - Т. 8 - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/38\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/38_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/38\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2013)

*Острижский М.Ю.* Оценка перспектив нефтегазоносности приполярных районов Предуральского краевого прогиба по комплексу геолого-геофизических данных. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. - М., 1999. – 196 с.

*Прищепина О.М., Орлова Л.А., Чумакова О.В.* Кортаихинская впадина - перспективное направление геологоразведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - №12. - С. 9-19.

*Рябинкина Н.Н., Валяева О.В.* Органическое вещество нижневизейского нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорского Бассейна // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2010. – Т. 189. - № 9-1. – С. 38-39.

*Санникова И.А., Кирюхина Т.А., Большаков М.А.* Генерационный потенциал доманиковых отложений южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов VIII научно-практической

конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием, 2015. – С. 498-502.

*Соборнов К.О., Астафьев Д.А.* Строение, формирование и нефтегазоносный потенциал северной части Коротаихинской впадины, Баренцево море// Вести газовой науки. - 2017. - №4 (32). - С. 25-37.

*Соборнов К.О., Данилов В.Н.* Строение и перспективы нефтегазоносности гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Геология нефти и газа. – 2014. - №5. – С.11-18.

*Соборнов К.О., Ростовщиков В.Б.* Новые направления поисков нефти и газа в поясе надвигов Северного Урала // Геология нефти и газа. - 1995. - №6. – С.30-34.

*Ступакова А.В., Санникова И.А., Гильмуллина А.А., Большакова М.А., Бордунов С.И., Митронов Д.В., Мордасова А.В.* Перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы (спецвыпуск). - 2017. - С.88-101.

*Тимонин Н.И.* Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. - Екатеринбург: УрО РАН, 1998 - 240 с.

*Юдин В.В.* Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. – Екатеринбург: УИФ Наука, 1994. - С.93-110.

*Юдин В.В.* Структуры поп-ап Севера Урала, Приуралья и Пай-Хоя // Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми (г. Сыктывкар, 15-17 апреля 2014 г.). - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014. - Т. II. - С. 74-76.

*Fossum B.J., Grant N.T., Vyurchieva B.V.* Petroleum System Evaluation of the Korotaikha Fold-belt and Foreland Basin, Timan-Pechora Basin // AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh. - 2013. -

[http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10491fossum/ndx\\_fossum.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10491fossum/ndx_fossum.pdf.html)

**Karasev P.S., Nadezhkin D.V., Popova T.V., Skachek D.K., Koloskov V.N.**

LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russia, Pavel.Karasev@lukoil.com, Dmitry.Nadezhkin@lukoil.com, Tatyana.Vl.Popova@lukoil.com, Dmitriy.Skachek@lukoil.com, Vasily.Koloskov@lukoil.com

**Fateev V.S.**

LLC "LUKOIL-Komi", Usinsk, Russia, Valentin.Fateev@lukoil.com

## **INFLUENCE OF FOLD-THRUST TECTONICS ON THE PETROLEUM GENESIS IN THE NORTHERN SEGMENT OF THE PRE-URAL REGIONAL FOREDEEP**

*The aim of this study was to assess the impact of the Early Cimmerian tectogenesis on the processes of oil and gas generation within the northern segment of the Pre-Ural Foredeep (Korotaikha, Kosyu-Rogov and Verhne-Pechora depressions).*

*Study area characterized by wide distribution of fold-thrust deformations, including "pop-up" structures such as the Chernyshev Ridge, formed because of disruption and displacement of the sedimentary cover along the Upper Ordovician salt-bearing section due to tangential compression during the collision stage. Since high influence of tectonic features on evolution of petroleum systems, palinspastic restoration were made for 2D basin modelling along geological sections crossing the main structural zones.*

*As a result of 2D basin modeling, the hydrocarbon kitchen corresponds to the deepest part of the Pre-Uralian Foredeep. Active hydrocarbon generation correlates with source rocks maximum subsidence under the molasse sequence of the Paleo-Uralian Foredeep. The peak of hydrocarbon generation established before the main phase of folding and thrusting, which is an unfavorable factor for the safety of hydrocarbon accumulation.*

*Thus, most of the accumulations in the Devonian and Carboniferous cover were destroyed during the Early Cimmerian active tectonic phase. Oil and gas could re-migrate into newly formed traps. Large fault-bounded structural traps in the allochthon structural level of the Chernyshev Ridge were further destroyed by erosion processes. The residual potential is associated with the autochthon structures.*

**Keywords:** hydrocarbon generation, fold-thrust deformation, basin modeling, hydrocarbon system, Pre-Ural Foredeep.

### **References**

Akimov V.V. *Organogennyye postroyki zapadnogo borta Korotaikhinskoy vpadiny kak naibolee perspektivnyye ob"ekty dlya poiska uglevodorodov* [Organogenic constructions of the West side Korotaikha basin as the most prospective objects for hydrocarbons searching]. *Vesti gazovoy nauki*, 2017, no. 3(31), pp. 112-116.

Anishchenko L.A. *Organicheskaya geokhimiya i neftegazonosnost' permskikh otlozheniy severa Predural'skogo progiba* [Organic Geochemistry and petroleum potential of Permian section of the North of the pre-Ural Depression]. St. Petersburg: Nauka, 2004, 214 p.

Anishchenko L.A., Klimenko S.S., Kotik I.S. *Ontogenez uglevodorodov yuga Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [Ontogenesis of hydrocarbons of the South of Timan-Pechora petroleum province]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2014, no. 10 (238), pp. 3-7.

Bazhenova T.K., Bogoslovskiy S.A., Shapiro A.I. *Geokhimiya paleozoya yugo-zapadnogo sklona Pay-Khoya i generatsiya uglevodorodov v Korotaikhinskoy vpadine* [Geochemistry of Paleozoic South-Western slope of Pay-Khoy area and generation of hydrocarbons in Korotaikha depression]. *Razvedka i okhrana neдр*, 2010, no. 6, pp. 21-25.

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A. (Gembitskaya), Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic Geochemistry of the Timan-Pechora basin]. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Danilov V.N., Ivanov V.V., Gudelman A.A., Zhuravlev A.V., Visheratina N.P., Ogdanets L.V.,

Utkina O.L. *Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noy chasti podnyatiya Chernysheva po rezul'tatam geologorazvedochnykh rabot na Adakskoy ploshchadi* [Oil and gas potential of the Central part of the Chernyshev swell as a result of exploration works on Adachi area]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 2, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/21\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf)

Fossum B.J., Grant N.T., Byurchieva B.V. *Petroleum System Evaluation of the Korotaikha Fold-belt and Foreland Basin, Timan-Pechora Basin*. AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh 2013.

[http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10491fossum/ndx\\_fossum.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/10491fossum/ndx_fossum.pdf.html)

Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P. *Soli ordovika i ikh rol' v osobennostyakh stroeniya i neftegazonosnosti severo-vostoka Timano-Pechorskoy provintsii* [Ordovician Salts and their role in the features of petroleum structure bearing to the North-East of the Timan-Pechora Province]. *Georesursy*, 2016, vol. 18, no. 1, pp. 13-23.

Kiryukhina T.A., Bol'shakova M.A., Stupakova A.V., Korobova N.I., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Mal'tsev V.V., Slivko I.E., Luzhbina M.C., Sannikova I.A., Pushkareva D.A., Chupakhina V.V., Zav'yalova A.P. *Litologo-geokhimicheskaya kharakteristika domanikovykh otlozheniy Timano-Pechorskogo basseyna* [Lithological and geochemical characteristics of Domanic Formations of the Timan-Pechora basin]. *Georesursy*, 2015, no. 2 (61), pp. 87-100.

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V. *Domanikovye otlozheniya Timano-Pechorskogo i Volgo-Ural'skogo basseynov* [Domanic Formation of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins]. *Geologiya nefti i gaza*, 2013, no. 3, pp. 76-87.

Kiryukhina T.K. *Tipy neftey Timano-Pechorskogo basseyna* [Types of oils from the Timan-Pechora basin]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta*, 1995, no. 2, pp. 39-49.

Klimenko S.S., Anishchenko L.A. *Osobennosti naftidogeneza v Timano-Pechorskom neftegazonosnom basseyne* [Features of petroleum genesis in the Timan-Pechora oil and gas basin]. *Izvestiya Komi NTs UrO RAN*, 2010, no. 2, pp. 61-70.

Kotik I.S., Dan'shchikova I.I., Kotik O.S., Valyaeva O.V., Mozhegova S.V., Sokolova L.V. *Litologo-geokhimicheskaya kharakteristika siluriyskikh otlozheniy Tal'beyskogo bloka gryady Chernysheva* [Lithological and geochemical characterization of Silurian sections in the Talbey block of Chernyshev ridge]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2016, no. 11, pp. 15-22.

Nikishina M.A. *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti ordoviksko-nizhnedevonskikh otlozheniy Verkhnepechorskoy vpadiny Timano-Pechorskoy provintsii na osnove kontseptsii «uglevodorodnoy sistemy»* [Assessment of oil and gas potential of Ordovician-Lower Devonian sections of the upper Pechora Depression of the Timan-Pechora province on the basis of the concept of "hydrocarbon system"]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, no. 5, pp. 17-24.

Nikonov N.I., Teplov E.L., Prishchepa O.M., Makarevich V.N. *Napravleniya geologorazvedochnykh rabot na nef't' i gaz v Respublike Komi* [Oil and gas exploration in Republic of Komi]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2013, vol. 8, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/6/38\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/38_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/38\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2013)

Nikonov N.I., Teplov E.L., Prishchepa O.M., Makarevich V.N. *Napravleniya geologorazvedochnykh rabot na nef't' i gaz v Respublike Komi* [Oil and gas exploration in Republic of Komi]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2013, vol. 8, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/6/38\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/38_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/38\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2013)

Ostrizhnyy M.Yu. *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti pripolyarnykh rayonov Predural'skogo kraevogo progiba po kompleksu geologo-geofizicheskikh dannykh* [Assessment of petroleum prospects in the subpolar regions of the Ural marginal trough using a intricate of geological and geophysical data]. *Dissertatsiya na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk*. Moscow, 1999, 196 p.

Prishchepa O.M., Orlova L.A., Chumakova O.V. *Korotaikhinskaya vpadina - perspektivnoe napravlenie geologorazvedochnykh rabot na nef't' i gaz v Timano-Pechorskoy provintsii* [Korotaikha

Depression - a promising direction of petroleum exploration in the Timan-Pechora province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, no. 12, pp. 9-19.

Ryabinkina N.N., Valyaeva O.V. *Organicheskoe veshchestvo nizhnevizeyskogo neftegazonosnogo kompleksa Timano-Pechorskogo Basseyna* [Organic matter lower Visean substage of petroleum structure of the Timan-Pechora Basin]. *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2010, vol. 189, no. 9-1, pp. 38-39.

Sannikova I.A., Kiryukhina T.A., Bol'shakov M.A. *Generatsionnyy potentsial domanikovykh otlozheniy yuzhnoy chasti Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna* [Generation potential of Domanic Formation in the southern part of the Timan-Pechora petroleum basin]. *Geologiya v razvivayushchemsya mire: sbornik nauchnykh trudov VIII nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh s mezhdunarodnym uchastiem*, 2015, pp. 498-502.

Sobornov K.O., Astaf'ev D.A. *Stroenie, formirovanie i neftegazonosnyy potentsial severnoy chasti Korotaikhinskoy vpadiny, Barentsevo more* [Structure, formation and oil and gas potential of the Northern part of the Korotaikha Depression, Barents sea]. *Vesti gazovoy nauki*, 2017, no. 4 (32), pp. 25-37.

Sobornov K.O., Danilov V.N. *Stroenie i perspektivy neftegazonosnosti gryady Chernysheva (Timano-Pechorskiy basseyn)* [Structure and prospects of oil and gas potential of Chernyshev Ridge (Timan-Pechora basin)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, no. 5, pp.11-18.

Sobornov K.O., Rostovshchikov V.B. *Novye napravleniya poiskov nefti i gaza v poyase nadvigov Severnogo Urala* [New directions of oil and gas prospecting in the zone of the Northern Urals]. *Geologiya nefti i gaza*, 1995, no. 6, pp. 30-34.

Stupakova A.V., Sannikova I.A., Gil'mullina A.A., Bol'shakova M.A., Bordunov S.I., Mitronov D.V., Mordasova A.V. *Perspektivy neftegazonosnosti Korotaikhinskoy vpadiny Timano-Pechorskogo basseyna* [Petroleum prospects Korotaikha Depression of the Timan-Pechora basin]. *Georesursy (spetsvypusk)*, 2017, pp. 88-101.

Timonin N.I. *Pechorskaya plita: istoriya geologicheskogo razvitiya v fanerozoie* [Pechora plate: history of geological development in Phanerozoic]. Ekaterinburg: UrO RAN, 1998, 240 p.

Yudin V.V. *Orogenez severa Urala i Pay-Khoya* [Orogenesis of the North of the Urals and Pay-Hoy]. Ekaterinburg: UIF Nauka, 1994, pp. 93-110.

Yudin V.V. *Struktury pop-ap Severa Urala, Priural'ya i Pay-Khoya* [Structures of pop-up of the North of the Urals, the Urals and Pay-Hoy area]. *Materialy XVI Geologicheskogo s'ezda Respubliki Komi (Syktyvkar, 15-17 Apr 2014)*. - Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2014, vol. II, pp. 74-76.

© Карасев П.С., Надежкин Д.В., Попова Т.В., Скачек Д.К., Колосков В.Н., Фатеев В.С., 2019