

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 25.03.2025 г.

Принята к публикации 11.06.2025 г.

EDN: HGMTBI

УДК 553.98.04:552.54:551.73(470.13)

Сотникова А.Г., Еромасова Г.Э.

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия, sotnikova@vnigni.ru, eromasova_galina@mail.ru

Данцова К.И., Курушина А.С.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина), Москва, Россия, kristinadantsova@yandex.ru, kurushina.a@gubkin.ru

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БОЛЬШЕСЫНИНСКОЙ ВПАДИНЫ

С целью выявления пространственных закономерностей распределения очагов генерации углеводородов и возможных скоплений нефти и газа в осадочном чехле Большесынинской впадины Предуральского краевого прогиба проведено бассейновое моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Использована структурная модель и массив геолого-геофизических характеристик бассейна, созданных в рамках региональных сейсморазведочных работ, завершенных в 2022 г., основанных на комплексной интерпретации результатов геологического, геофизического и геохимического изучения района. С помощью бассейнового моделирования восстановлено изменение степени катагенеза органического вещества и реализации потенциала генерации углеводородов материнскими толщами в процессе их погружения, что позволило дать рекомендации по перспективным направлениям геологоразведочных работ на нефть и газ в Большесынинской впадине.

Ключевые слова: нефтегазоносность, палеозойские карбонатные отложения, бассейновое моделирование, Большесынинская впадина, Предуральский крайовой прогиб, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Для цитирования: Сотникова А.Г., Еромасова Г.Э., Данцова К.И., Курушина А.С. Закономерности геологического строения и перспективы нефтегазоносности палеозойских карбонатных отложений Большесынинской впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/22_2025.html EDN: HGMTBI

Введение

Сырьевая база Северо-Западного региона связана в первую очередь с Тимано-Печорской нефтегазоносной провинцией, обладающей значительным углеводородным (УВ) потенциалом. Для вовлечения в лицензирование и форсированной подготовки новых запасов в высокоперспективных в нефтегазоносном отношении восточных районах провинции за счет средств федерального бюджета в период 2020-2022 гг. проведены сейсморазведочные работы в Большесынинской впадине Предуральского краевого прогиба. Значительно повысил интерес к территории успех поисковых работ в прилегающих районах Денисовского прогиба, где

выявлены и успешно опойсканы верхнедевонские рифы.

Осадочный чехол впадины образован палеозойскими, мезозойскими и четвертичными образованиями. Максимальная толщина разреза вскрыта в поисковой скв. Пыжьельская 11 (5001,5 м), пробуренной до пород верхнего силура. Ордовикские и нижнесилурийские породы бурением не изучены. Их литолого-стратиграфическая характеристика принята авторами по данным бурения скважин на Возейской площади Колвинского мегавала.

Большесынинская впадина в целом с повышенными мощностями ниже- и среднепалеозойских отложений, увеличивающихся в юго-восточном направлении до 11 км, не обладает характерной для других впадин Предуралья линейностью [Прищепа и др., 2011]. По особенностям геологического строения четко обособляются западная и восточная части впадины. Западная, включающая Нитчемью-Сынинскую ступень и Вяткинскую депрессию, имеет относительно простое геологическое строение с пологим погружением отложений в юго-восточном направлении (рис. 1). Здесь доказана промышленная нефтегазоносность верхнедевонских и нижнепермских отложений и выявлена основная часть перспективных локальных структур. Восточную часть отличает широкое развитие линейных складок, взбросов и сдвигов.

В современной структуре поверхности фундамента впадина находится на более погруженном юго-восточном продолжении Денисовской структурной зоны. Юго-восточная часть Вяткинской депрессии отсечена взбросом, несколько приподнята и представляет собой симметричную синклираль уральского простиранья (рис. 2) [Фундамент Тимано-Печорского..., 2008].

Фактический материал и методика исследований

Для создания трехмерной бассейновой модели Большесынинской впадины использованы геолого-геофизические материалы, полученные и систематизированные в рамках региональных сейсморазведочных работ по профилю 32-РС, завершенных ФГБУ «ВНИГНИ» в 2022 г. (рис. 3). Для реконструкции истории развития бассейна и прогноза возможных скоплений УВ проведен палеотектонический анализ, рассмотрена катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ, выделены очаги генерации УВ, осуществлен анализ процессов миграции и аккумуляции УВ в осадочном чехле Большесынинской впадины.

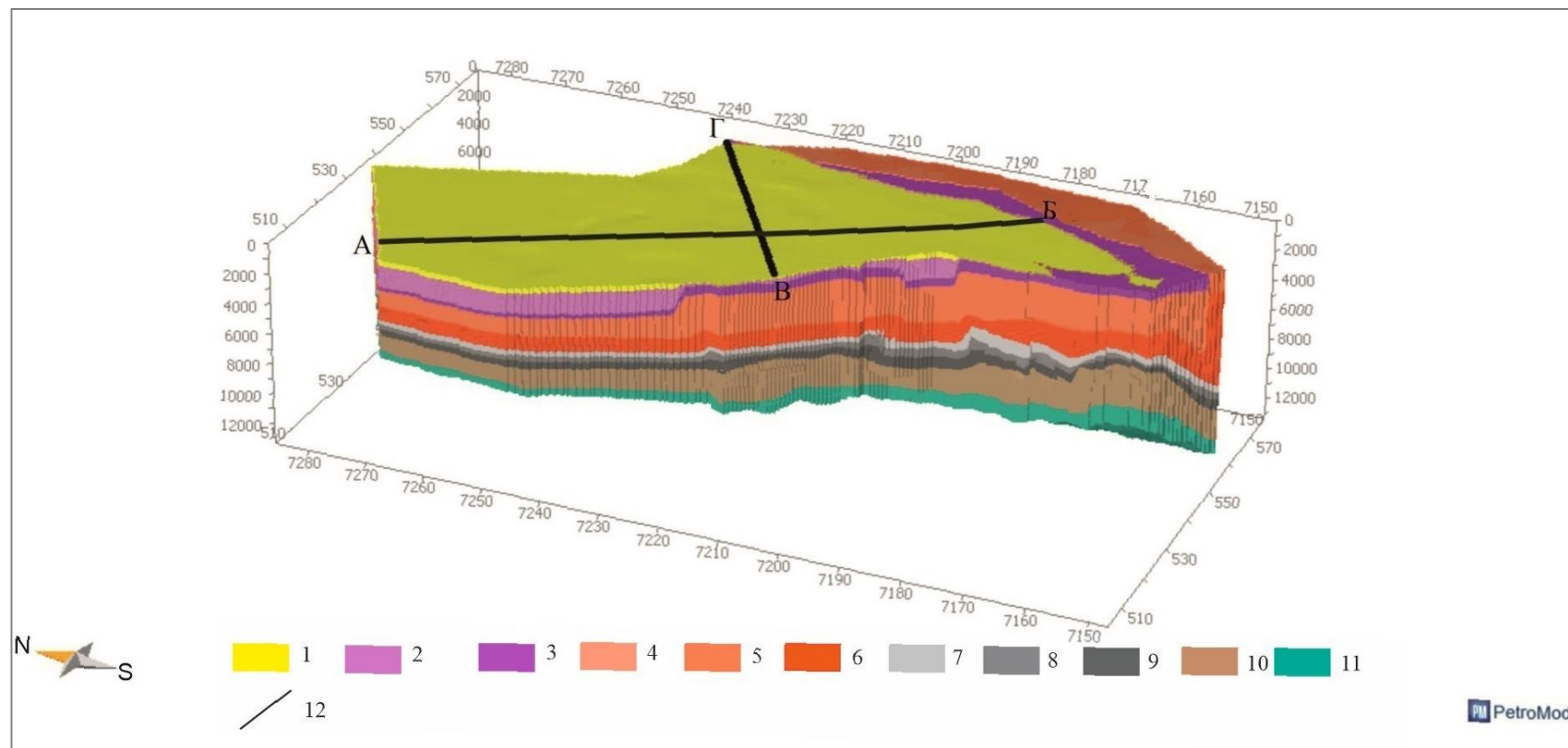


Рис. 1. Стратиграфическая 3D модель Большесынинской впадины

1 - четвертичная система (Q), 2 - средне-верхний отделы триасовой системы (T_2+T_3), 3 - нижний отдел триасовой системы (T_1), 4 - татарский отдел пермской системы (P_3), 5 - биармийский отдел пермской системы (P_2), 6 - приуральский отдел пермской системы (P_1), 7 - верхний отдел каменноугольной системы (C_3), 8 - средний отдел каменноугольной системы (C_2), 9 - нижний отдел каменноугольной системы (C_1), 10 - девонская система (D), 11 - силурийско-ордовикская система ($S-O$), 12 - профили, по которым выполнены палеотектонические реконструкции осадконакопления.

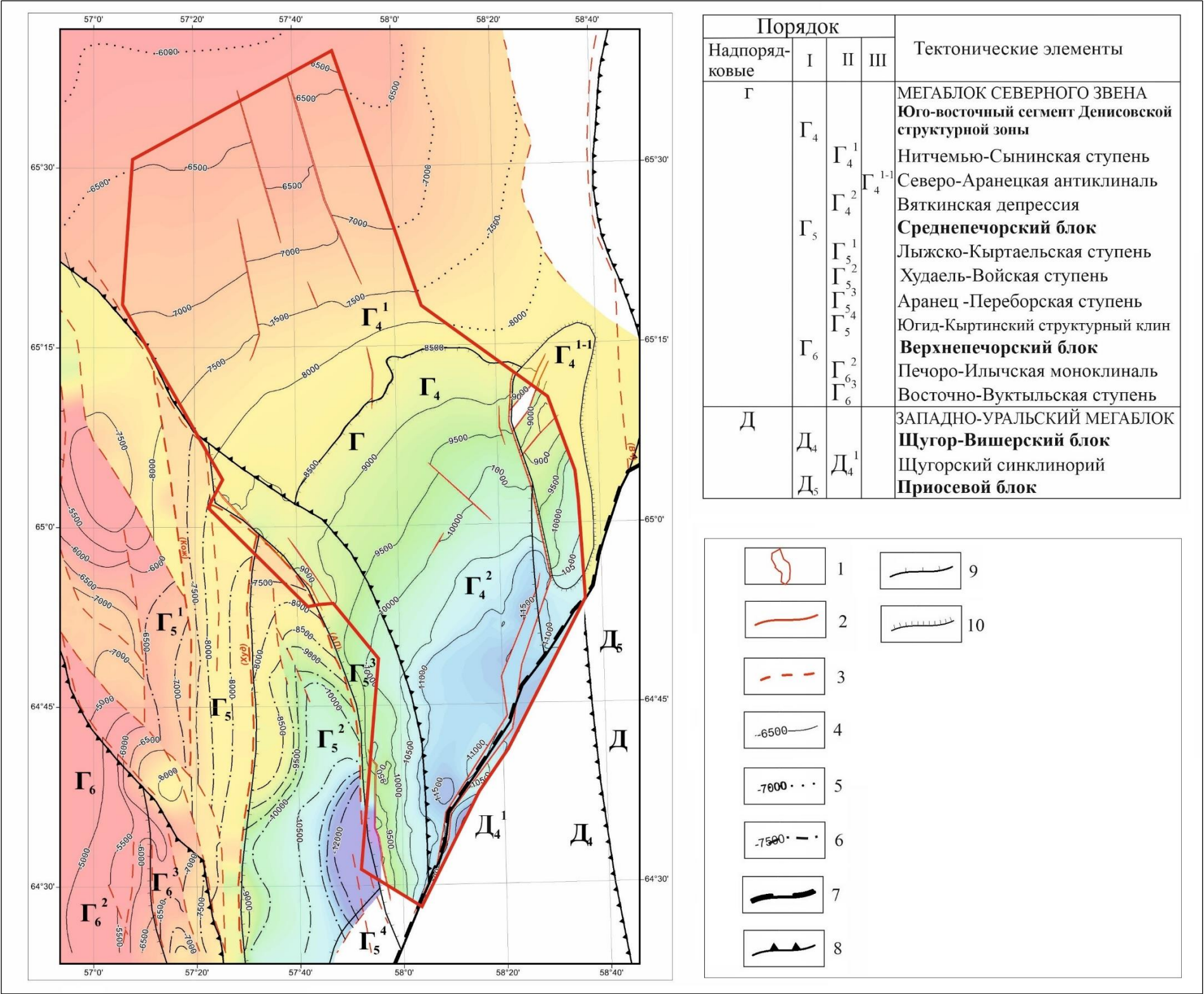


Рис. 2. Структурная карта по кровле фундамента

1 - участок бассейнового моделирования; 2 - региональные глубинные разломы, 3 - прочие разломы; 4 - изогипсы кровли фундамента; 5, 6 - изогипсы поверхности фундамента с учетом данных (Л.Т. Белякова и др., ТП НИЦ, 2008 г.); границы тектонических элементов верхнепротерозойского фундамента: 7 - надпорядковые, 8 - I порядка, 9 - II порядка, 10 - III порядка.

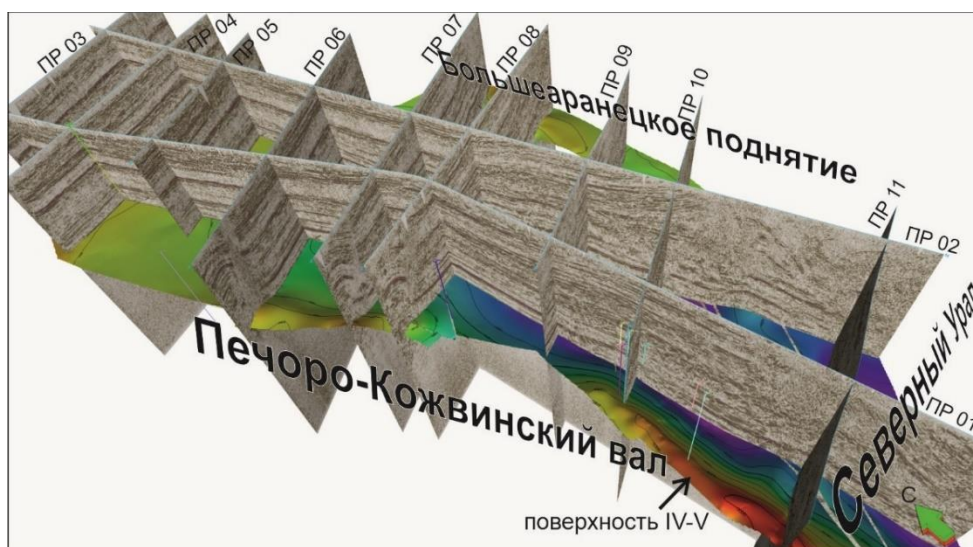


Рис. 3. Каркас региональных сейсмопрофилей в Большесынинской впадине

Результаты исследований

Бассейновое моделирование процессов нефтегазообразования проводилось в специализированном программном комплексе на основе структурного каркаса по 8 основным отражающим горизонтам осадочного чехла - IV-V (S-O) – граница силура ордовика, III_{fl} (D₃f₁) – подошва франских отложений, III_{fm} (D₃fm) – подошва усть-печорского горизонта фаменского яруса, II_v (C₁v) – подошва визейского яруса нижнего карбона, II_m (C₂m) – подошва московского яруса среднего карбона, I_{ar} (P₁ar) – кровля карбонатных отложений артинского возраста, I_{kz} (P₂kz) – подошва казанских отложений средней перми, A (T₁) – подошва триасовых отложений (рис. 4).

Палеотектонический анализ

Проведенный анализ толщин отражает общую тенденцию седиментационного наращивания мощностей силурийско-девонской части разреза в юго-восточном направлении (рис. 5). В связи с сокращением мощности силурийско-нижнедевонских отложений в северо-западной части Большесынинской впадины предполагается существование в этих районах палеоподнятия [Сотникова и др., 2023]. Вследствие предфранского размыва сохранились лишь незначительные мощности нижнедевонских отложений. Выход на поверхность размыва данных отложений и процессы выщелачивания способствовали улучшению коллекторских свойств в кровельной части.

Начиная с поздневизейского времени, территория испытывала напряжения со стороны формирующейся Уральской складчатой системы, знаменующей начало закрытия Уральского океана. Интервал разреза, отвечающий каменноугольно-нижнепермским отложениям, отражает тенденцию постепенного наращивания толщин с севера на юг за счет увеличения стратиграфической полноты разреза. Увеличение толщин верхнекаменноугольной части

разреза в центральных районах впадины маркируется развитием клиноформных комплексов. В восточном и юго-восточном направлениях фиксируется наращивание верхнепермских отложений, связанное с усилением привноса обломочного материала на фоне формирования Урала.

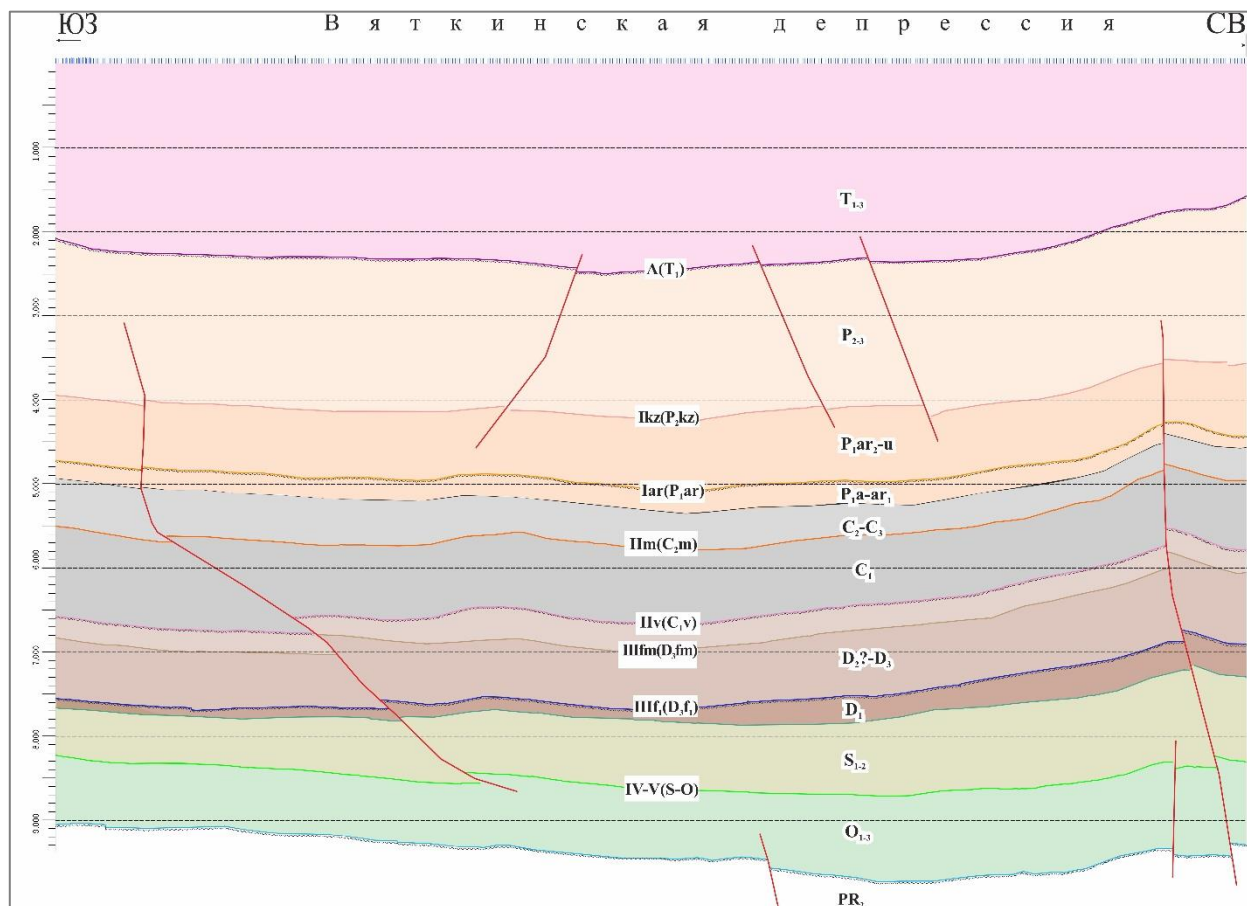


Рис. 4. Фрагмент временного разреза по профилю ПР-07 через Большесынинскую впадину
A(T₁), Ikz (P₂kz), Iar (P₁ar) Пm (C₂m), Пv (C₁v), IIIfm (D₃fm), IIIf1(D₃f₁), IV-V (S-O) - отражающие горизонты.

Триасовый комплекс представляет собой мощную молассовую толщу терригенных отложений, толщины которых изменяются в пределах Большесынинской впадины от полного отсутствия в бортовых ее частях в связи с размывом до 2500 м в наиболее погруженной части Вяткинской депрессии.

Литолого-фациальные условия и геохимические параметры

Для оценки литолого-фациальной изменчивости отложений, слагающих осадочный чехол Большесынинской впадины, использованы ранее опубликованные материалы [Тимано-Печорский седиментационный..., 2000]. Детальная модель элементов УВ-систем, использованная при моделировании представлена на рис. 6. В целом, разрез сложен преимущественно карбонатными породами.

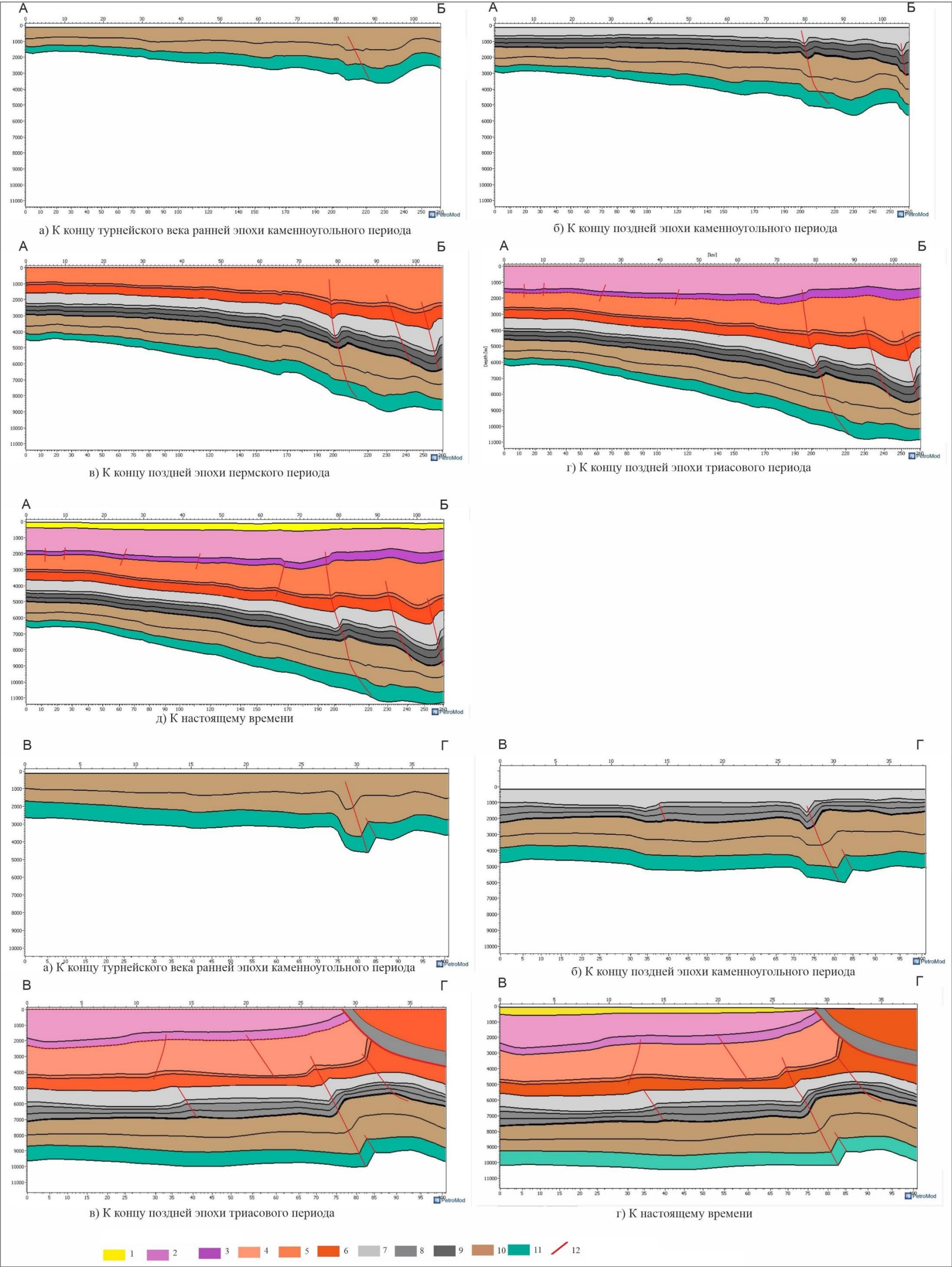


Рис. 5. Палеотектонические профили по линии АБ и ВГ

Усл. обозначения и линии профилей см. на рис. 1.

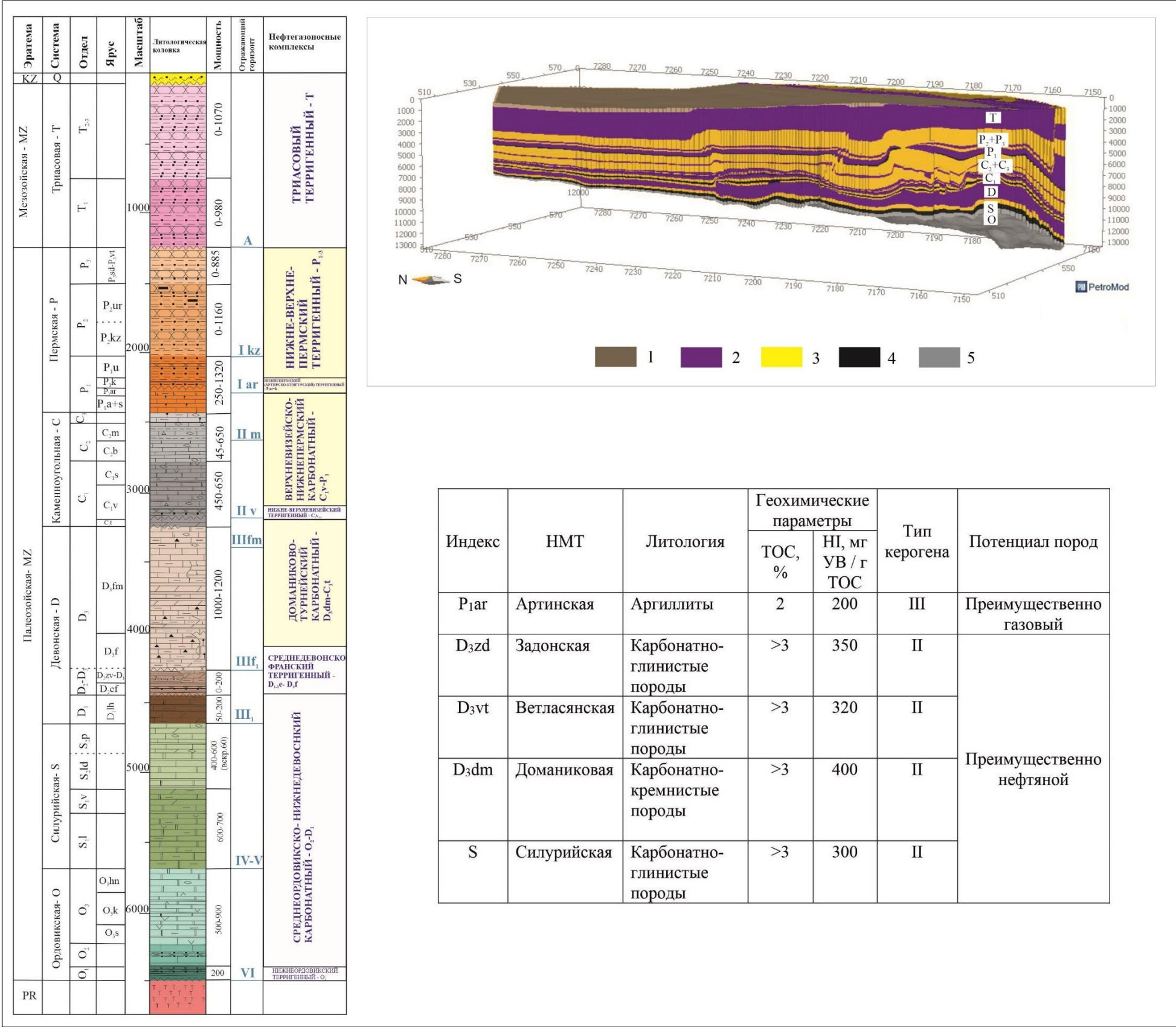


Рис. 6. Сводный литолого-стратиграфический разрез и 3D модель элементов углеводородной системы Большесынинской впадины
1 - перекрывающие породы, 2 - породы-покрышки, 3 - породы-коллекторы, 4 - нефтегазоматеринские породы, 5 - подстилающие породы.

Ордовикско-нижнедевонские отложения сформировались в течение единого крупного цикла седиментации, начинающегося трансгрессивными образованиями ордовика и заканчивающиеся регрессивными толщами нижнего девона. В течение раннего палеозоя изучаемая территория представляла собой зону обширного «перикратонного» опускания Печорской плиты, где господствовали мелководно-шельфовые обстановки осадконакопления. Региональные предсреднедевонский и предфранский размывы, а также наличие крупного палеоподнятия в северных районах Большесынинской впадины определили существенные изменения стратиграфической полноты разреза с северо-запада на юго-восток.

Отличительной особенностью доманиково-турнейского этапа является развитие некомпенсированных впадин, где накапливались специфические доманикоидные фации, и сопряженных с ними зон островного мелководья (одиночных «карбонатных банок»), в краевых частях которых могли формироваться органогенные постройки. Основная доля коллекторов приурочена к «ядру» органогенных построек, которые более интенсивно подвергались доломитизации, а затем растворению и выщелачиванию. Как правило, органогенные постройки и облекающие их карбонатные пласты образуют единый гидродинамический резервуар. Начало визейского времени ознаменовалось осушением значительной площади Тимано-Печорского региона. Отличительной особенностью серпуховского времени является существование в северной части современной Большесынинской впадины мелководного-шельфовых условий осадконакопления с затруднённым водообменом, где в условиях повышенной солёности, формировалась сульфатно-доломитовая толща [Природные резервуары..., 2011].

В течение поздневизейско-раннеартинского этапа напряжения со стороны формирующегося Урала привели в восточных районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинцией к резкой смене карбонатного осадконакопления терригенным. К концу триасового времени заложены основы современного структурного плана. В юрское время территория приобрела региональный наклон на север, что подтверждается увеличением средне- и верхнетриасовых отложений в данном направлении.

Анализ граничных параметров

Для корректного просчета модели прогрева вводились значения теплового потока, который варьирует в пределах от 30 до 50 мВт/м², что соответствует геодинамическому типу бассейна предгорного прогиба.

Калибровка бассейновой модели

Для калибровки модели использованы данные пластовых температур скважин, расположенных в пределах Предуральского краевого прогиба (Тимано-Печорская - сверхглубокая, Пыжьельская 11 - поисковая).

Катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ

На территории Большесынинской впадины основными источниками УВ являются нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) силурийского и доманикового возраста [Органическая геохимия..., 2008]. Степень катагенетической преобразованности нефтематеринских пород на основных этапах геологической истории развития бассейна представлена на рис. 7. Необходимо отметить, что НГМТ силурийского возраста вошли в главную зону генерации нефти в южных районах Большесынинской впадины уже к концу позднефранского времени. К завершению турнейского века НГМТ силурийского возраста на большей части рассматриваемой территории генерировали газообразные УВ, в северных районах находились в главной зоне нефтеобразования. В тоже время НГМТ позднего девона достигли главной зоны нефтеобразования. К концу раннепермского времени в южных районах НГМТ силурийского возраста реализовали свой потенциал, а верхнедевонские НГМТ вошли в главную зону газообразования, при этом на севере Большесынинской впадины продолжалась генерация жидких УВ.

Анализ процессов миграции и аккумуляции углеводородов

В настоящее время промышленная нефтегазоносность Большесынинской впадины установлена в доманиково-турнейском (Суборское, Восточно-Пыжьельское), верхневизейско-нижнепермском (Суборское, Пыжьельское, Южно-Сынинское), нижнепермском (Пыжьельское) и ниже-верхнепермском (Пыжьельское, Южно-Сынинское месторождения) нефтегазоносных комплексах. На прилегающих территориях залежи выявлены также в среднедевонско-нижнефранском (Печорогородское, Печорокожвинское, Южно-Лиственничное) и ниже-верхневизейском (Южно-Лиственничное, Аранецкое) нефтегазоносных комплексах (рис. 8).

По результатам широкого интерпретационного комплекса в рамках региональных геологоразведочных работ в Большесынинской впадине, завершенных в 2022 г., установлено развитие палеорусел в надкарбонатной пермской части разреза, органогенных построек позднекаменноугольно-раннепермского и позднедевонского возраста и сопутствующих им клиноформных комплексов, содержащих линзы обломочных карбонатов.

В северных районах изучаемой площади прогнозируются зоны улучшенных коллекторских свойств, связанные с участками выхода карбонатных пластов верхнего девона, нижнего девона и силура на поверхность предвизейского и предфранского размывов. Необходимо отметить, что на прилегающих к впадине территориях продуктивность большинства вышеназванных поисковых объектов уже доказана.

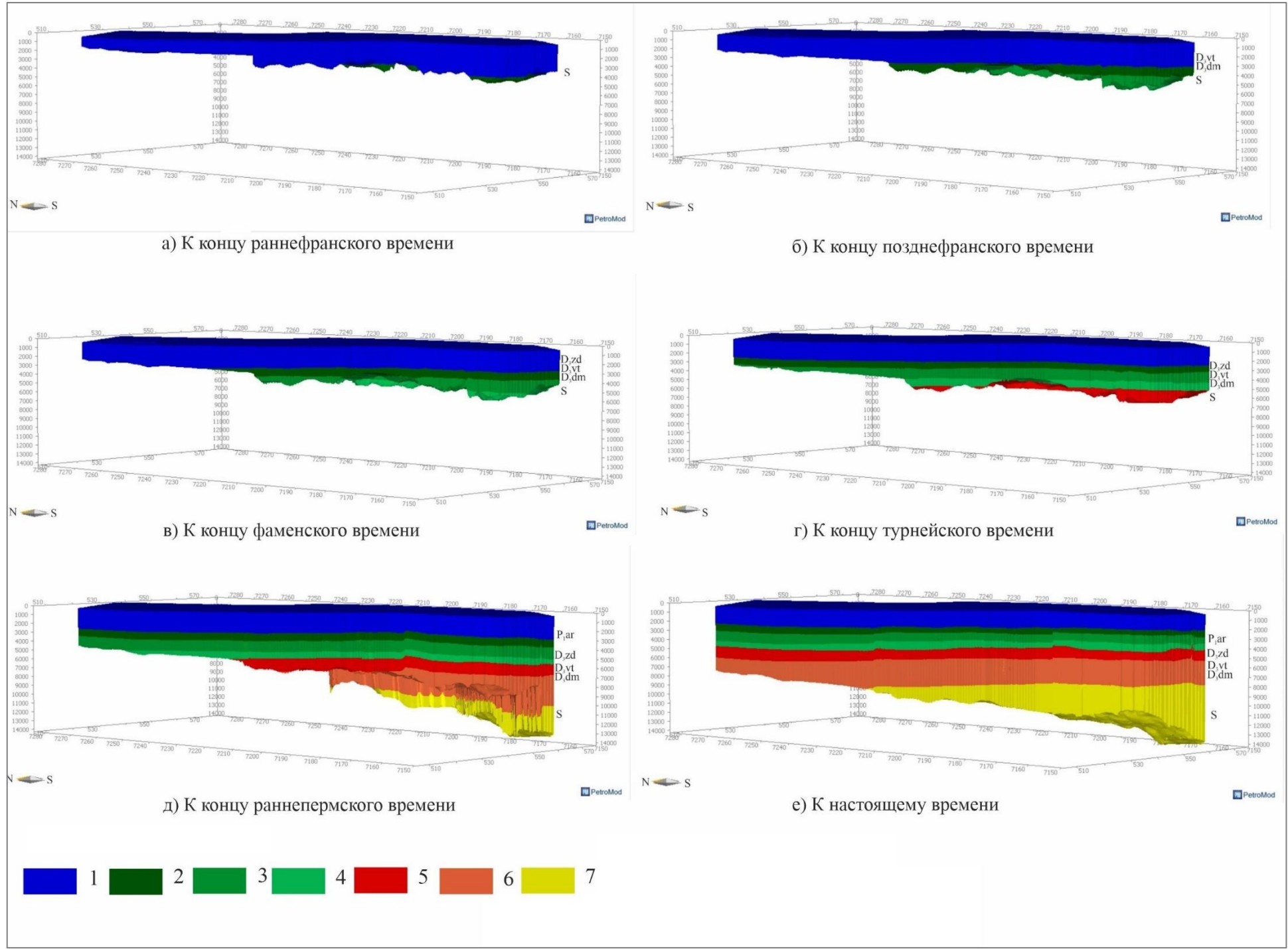


Рис. 7. Катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ
1 - незрелая порода, 2 - ранняя нефть, 3 - главная зона генерации нефти, 4 - поздняя нефть, 5 - жирный газ, 6 - сухой газ, 7 - перзрелая порода.

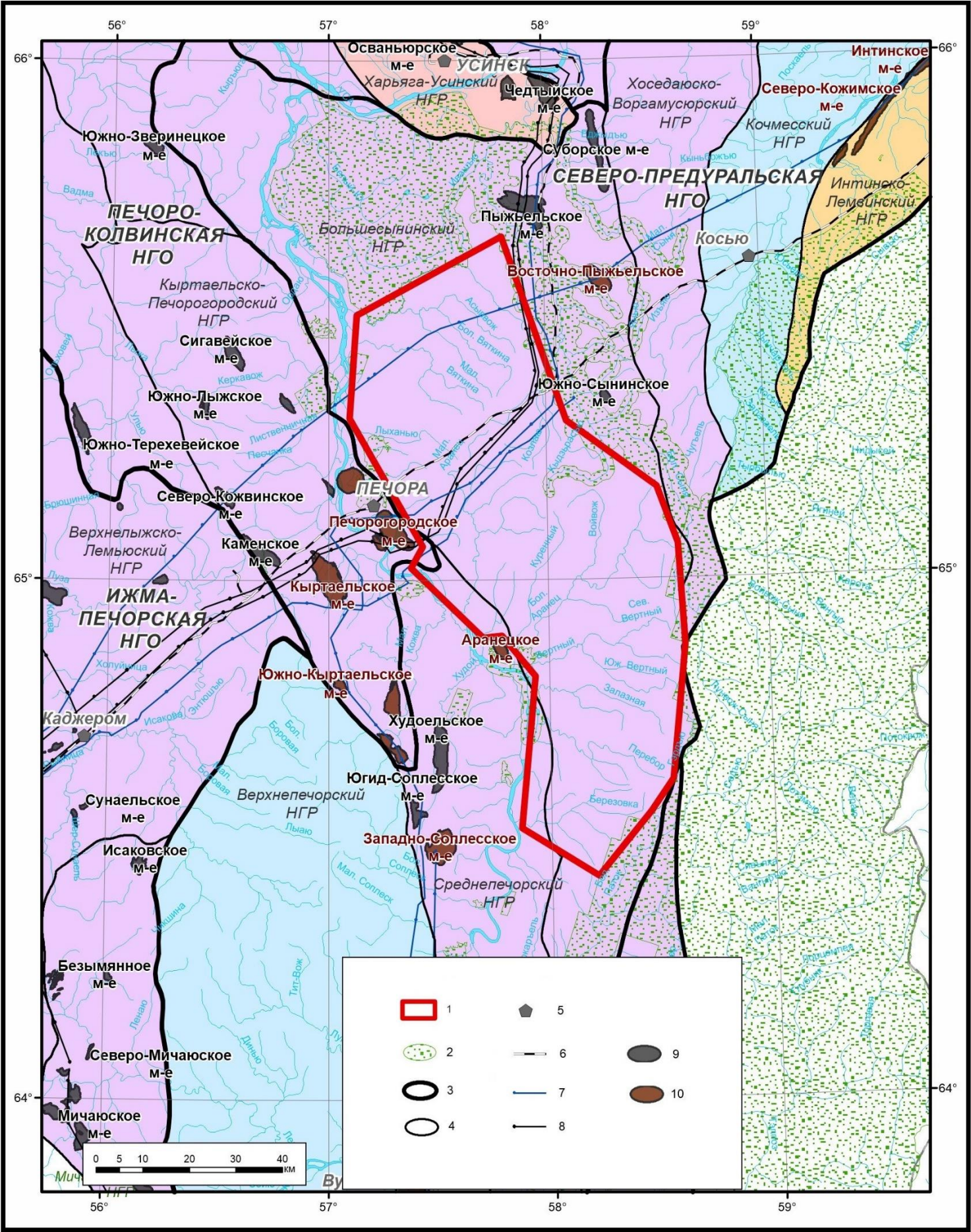


Рис. 8. Выкопировка из карты нефтегазгеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Прищепа и др., 2011]
1 - участок бассейнового моделирования; границы: 2 - особо охраняемой природной территории, 3 - нефтегазоносной области, 4 - нефтегазоносного района; 5 - города; 6 - железные дороги; 7 - газопроводы; 8 - нефтепроводы; месторождения УВ: 9 - нефтяные, 10 - смешанного типа.

Проведенный анализ процессов миграции и аккумуляции УВ в осадочном чехле Большесынинской впадины показал, что в северном, восточном и западном бортах прогнозируются скопления преимущественно жидких УВ, в то время как в южной части рассматриваемой территории – преимущественно газовые (рис. 9).

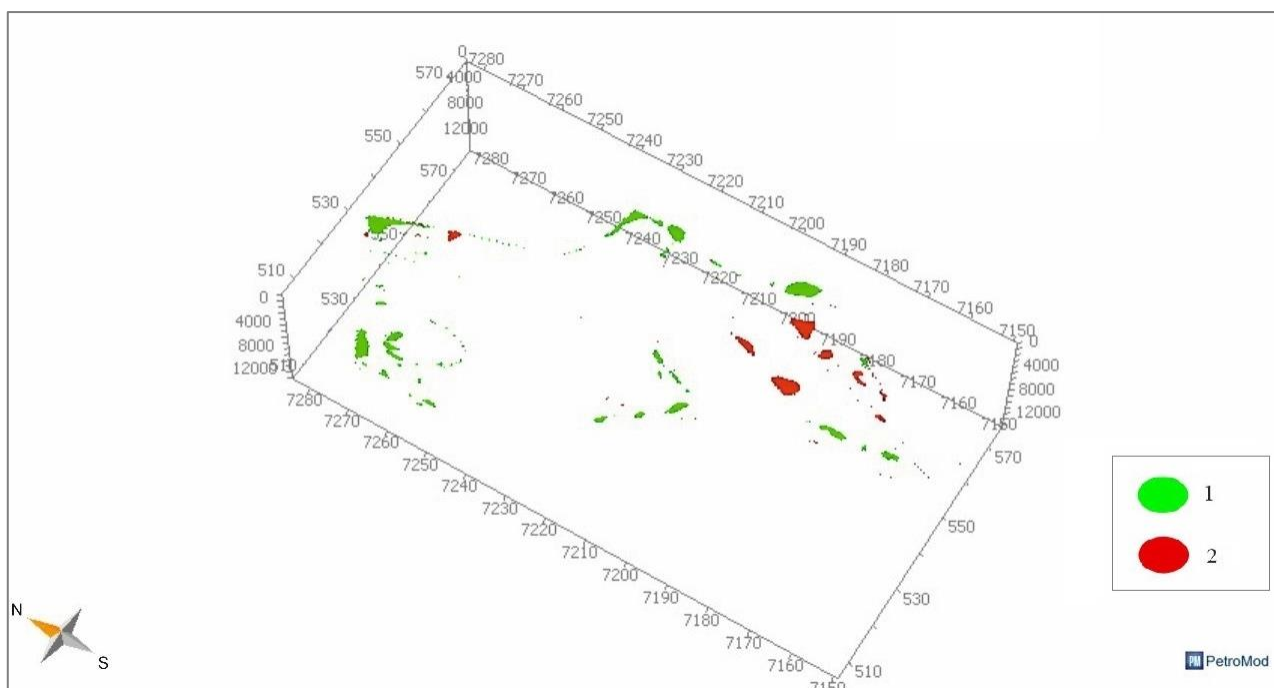


Рис. 9. Модель расчетных аккумуляций углеводородов

Аккумуляции УВ: 1 - жидких, 2 - газообразных.

Выводы и рекомендации

Результаты выполненного бассейнового моделирования в совокупности с ранее проведенными региональными сейсморазведочными исследованиями подтверждают высокие перспективы нефтегазоносности Большесынинской впадины. Значительная роль отводится зонам развития островного мелководья, в краевых частях которого могли формироваться органогенные постройки и сопутствующие им клиноформные комплексы верхнедевонского возраста, содержащие линзы обломочных карбонатов. Подобного рода перспективные объекты распространены в северных районах впадины и по результатам моделирования характеризуются преимущественно нефтяным насыщением.

Несомненный поисковый интерес представляет в данных районах силурийско-нижнедевонская карбонатная толща, в которой под зонами региональных размывов могли формироваться сложнопостроенные кавернозно-порового-трещинные коллекторы, перекрытые в период позднедевонской трансгрессии плотными глинисто-карбонатными отложениями. Тем самым, создавались благоприятные геологические условия для появления крупных структурно-стратиграфических ловушек. В Денисовском прогибе, севернее площади

исследования, с эрозионным выходом под тиманскую покрывку коллекторов нижнего силура связана газоконденсатная залежь на Западно-Командиршорском-II месторождении.

Важным фактором является то, что северные районы Большесынинской впадины в отличие от остальной территории занимают в структурном отношении более благоприятное положение (меньшие глубины залегания перспективных комплексов, отсутствие многочисленных разрывных нарушений различного времени проявления).

С учетом вышеизложенного, для обеспечения наращивания сырьевой базы региона, картирование зон развития структурно-стратиграфических и структурно-литологических типов ловушек в палеозое севера Большесынинской впадины является перспективным направлением дальнейших геологоразведочных работ. С целью детализации геологического строения и оконтуривания намеченных в палеозойской части разреза локальных объектов на севере Большесынинской впадины и прилегающих районах Денисовского прогиба продолжены региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D по системе взаимоувязанных профилей.

Литература

Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева, А.И. Шапиро, Л.А. Яковлева, Л.И. Климова. - Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2008. - 164 с. EDN: [QKHLXH](#)

Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова, И.Ю. Беда, Е.Г. Довжикова; М-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТП НИЦ. - СПб: Реноме, 2011. - 286 с. EDN: [QKKLJD](#)

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазгеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т.6 - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf EDN: [OYOEMB](#)

Сотникова А.Г., Соборнов К.О., Пашков В.Г., Баранова А.В., Никитина С.М., Шапошникова А.Н., Карпюк Т.А. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ // Геология нефти и газа. - 2023. - №4. - С. 161-175. DOI: [10.47148/0016-7894-2023-4-161-175](#)

Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) / Н.И. Никонов, В.И. Богацкий, А.В. Мартынов, З.В. Ларионова, В.М. Ласкин, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова, О.Л. Ермакова, П.К. Костыгова, Т.И. Куранова, К.А. Москаленко, Ю.А. Панкратов, Е.Л. Петренко, Е.В. Попова, А.И. Сурина, Г.А. Шабанова. - Ухта, Республика Коми, 2000.

Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Л.Т. Белякова, В.И. Богацкий, Б.П. Богданов, Е.Г. Довжикова, В.М. Ласкин. - Киров: ОАО «Кировская областная типография», 2008. - 288 с.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 25.03.2025

Published 11.06.2025

Sotnikova A.G., Eromasova G.E.

Russian Research Geological Petroleum Institute (FGBU "VNIGNI"), Moscow, Russia, sotnikova@vnigni.ru, eromasova_galina@mail.ru

Dantsova K.I., Kurushina A.S.

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia, kristinadantsova@yandex.ru, kurushina.a@gubkin.ru

PATTERNS OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS OF THE PALEOZOIC CARBONATE STRATA OF THE BOLSHE-SYNIA DEPRESSION

In order to identify spatial patterns of distribution of hydrocarbon generation centers and possible accumulations of oil and gas in the sedimentary cover of the Bolshe-Synia depression of the Pre-Ural regional trough (Timan-Pechora petroleum province), basin modeling of oil and gas formation and accumulation processes was carried out. The paper uses a structural model and an array of geological and geophysical characteristics of the basin, created as part of regional seismic surveys completed in 2022, and based on a comprehensive interpretation of the results of geological, geophysical and geochemical studies of the area. Basin modeling was used to reconstruct the change in the degree of catagenesis of organic matter and the realization of the potential for hydrocarbon generation by the parent strata during their subsidence movement, which made it possible to make recommendations on the most promising areas of exploration for oil and gas in the Bolshe-Synia depression.

Keywords: oil and gas potential, Paleozoic carbonate strata, basin modeling, Bolshe-Synia depression, Pre-Ural trough, Timan-Pechora petroleum province.

For citation: Sotnikova A.G., Eromasova G.E., Dantsova K.I., Kurushina A.S. Zakonomernosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftegazonosnosti paleozoyskikh karbonatnykh otlozheniy Bol'shesyninskoy vpadiny [Patterns of geological structure and petroleum potential prospects of the Paleozoic carbonate strata of the Bolshe-Synia depression]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2025, vol. 20, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/22_2025.html EDN: HGMTBI

References

Fundament Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna [The basement of the Timan-Pechora petroleum basin]. L.T. Belyakova, V.I. Bogatskiy, B.P. Bogdanov, E.G. Dovzhikova, V.M. Laskin. Kirov: OAO «Kirovskaya oblastnaya tipografiya», 2008, 288 p. (In Russ.).

Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. T.K. Bazhenova, V.K. Shimanskiy, V.F. Vasil'eva, A.I. Shapiro, L.A. Yakovleva, L.I. Klimova. Sankt-Peterburg: VNIGRI, 2008, 164 p. (In Russ.). EDN: [QKHLXH](#)

Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoy provintsii [Natural reservoirs of petroleum complex structures of the Timan-Pechora province]. E.L. Teplov, P.K. Kostygova, Z.V. Larionova, I.Yu. Beda, E.G. Dovzhikova; M-vo prirodnkh resursov i okhrany okruzhayushchey sredy Respubliki Komi, GUP RK TP NITs. St. Petersburg: Renome, 2011, 286 p. (In Russ.). EDN: [QKKLJD](#)

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegazogeologicheskom rayonirovanii Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [The Timan-Pechora petroleum province - new tectonical insight]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2011, vol. 6, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (In Russ.). EDN: [OYOEMB](#)

Sotnikova A.G., Sobornov K.O., Pashkov V.G., Baranova A.V., Nikitina S.M.,

Shaposhnikova A.N., Karpyuk T.A. Novye predstavleniya o stroenii i perspektivakh neftegazonosnosti Bol'shesyninskoy vpadiny po dannym regional'nykh seysmorazvedochnykh rabot [New ideas about the structure and prospects of the oil and gas potential of the Bolshe-Synia depression according to regional seismic surveys]. *Geologiya nefti i gaza*, 2023, no. 4, pp. 161-175. (In Russ.). DOI: [10.47148/0016-7894-2023-4-161-175](https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-161-175)

Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn. Atlas geologicheskikh kart (litologo-fatsial'nykh, strukturnykh i paleogeologicheskikh) [Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps (lithological, facies, structural and paleogeological)]. N.I. Nikonov, V.I. Bogatskiy, A.V. Martynov, Z.V. Larionova, V.M. Laskin, L.V. Galkina, E.G. Dovzhikova, O.L. Ermakova, P.K. Kostygova, T.I. Kuranova, K.A. Moskalenko, Yu.A. Pankratov, E.L. Petrenko, E.V. Popova, A.I. Surina, G.A. Shabanova. Ukhta, Respublika Komi, 2000. (In Russ.).