

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/5_2023

УДК 552.578.061.32(571.121)

Сидоров Д.А., Сокольников А.А., Фищенко А.Н., Михеев Ю.В., Левкович О.С.ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ»), Тюмень, Россия, dasidorov3@tnnc.rosneft.ru, aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru, anfischenko@tnnc.rosneft.ru, yvmikheev2@tnnc.rosneft.ru, oslevkovich@tnnc.rosneft.ru**Снохин А.А., Макулов Р.И.**ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия, SnohinAA@kchn.ru, MakulovRI@kchn.ru

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ ВОСТОЧНОГО БОРТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

По результатам бассейнового моделирования нефтегазовых систем на востоке Ямало-Ненецкого автономного округа изучены особенности нефтегазовой системы восточного борта Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Выделено несколько нефтегазоматеринских толщ, главные из которых связаны с верхнеюрским и нижне-среднеюрским интервалами. Главными очагами генерации углеводородов являются Нижнепурский и Тазовский прогибы и их бортовые зоны. На западе территории наблюдается максимальный этаж продуктивности от нижней и средней юры до верхнего мела, и большую роль играют процессы вертикальной миграции. В восточном направлении большее значение приобретает латеральная миграция углеводородов, а этаж продуктивности сокращается. Предельная дальность эффективной латеральной миграции от очага генерации оценена в 150-200 км.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, нефтегазовая система, генерация углеводородов, миграция углеводородов, Нижнепурский прогиб, Тазовский прогиб, Западно-Сибирский бассейн.

Введение (актуальность, проблематика)

В связи с истощением ресурсной базы нефти и газа в освоенных центральных районах Западной Сибири возникает необходимость оценки перспектив периферийных зон региона. Одним из возможных направлений расширения территории продуктивности и наращивания ресурсного потенциала является юго-восточная часть Ямало-Ненецкого автономного округа. Неравномерная и, в целом, невысокая степень изученности этой территории создаёт риски для активного ведения геологоразведочных работ. Частичному снижению неопределенностей прогноза нефтегазоносности здесь может способствовать выполнение цифрового моделирования нефтегазовых систем для обоснования возможности формирования залежей углеводородов (УВ) и выбора перспективных участков [Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009].

Район исследований находится на востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области (рис. 1). Расположение района

в бортовой части нефтегазоносного бассейна предопределило особенности его нефтегазовой системы: изменчивость состава и катагенетической зрелости нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), большую роль латеральной миграции УВ, смешанный фазовый состав залежей. В связи с этим ключевые риски здесь связаны с вероятностью наличия УВ в ловушке, что, в свою очередь, зависит от удалённости ловушки от очага генерации и путей миграции, дальности латеральной миграции и достаточности объёмов сгенерированных УВ для полного заполнения более близких к очагу ловушек. К этому следует добавить, что в результате тектонической активизации, преимущественно в кайнозойское время, произошло основное формирование современного объёма ловушек и активизация разломов, по которым они заполнялись с образованием многозалежных месторождений.

Материалы и методы

Анализ нефтегазовых систем района работ выполнялся на основе мульти-1D и 3D бассейновых моделей. 1D модели построены для 20 реальных скважин, характеризующих различные геологические условия. Трёхмерная цифровая бассейновая модель охватывает территорию площадью более 150 тыс. км², геологический разрез всего осадочного чехла и верхней части доюрского основания. Для построения модели использован большой объём геолого-геофизических данных, включая структурные карты по 52 опорным и целевым горизонтам, положение, данные ГИС и результаты лабораторных исследований керна более 700 скважин, региональные геологические, палеогеографические, тектонические карты, и другие материалы.

Генерационная характеристика нефтегазоматеринских толщ

Информационной базой для задания параметров НГМТ послужили результаты 1150 пиролитических анализов, кинетических исследований 15 образцов и 180 определений отражательной способности витринита в масле (OCB, Ro), выполненных в ООО «ТННЦ» и АО «ТомскНИПИнефть». На основе результатов пиролитических исследований, как в юрском, так и в меловом разрезах выделены НГМТ различного качества.

В меловом интервале анализ проведен для отложений березовской (часельской), кузнецовской, покурской, ереямской, заполярной и мегионской (сортымской) свит. Всего проанализировано 395 образцов пород по 26 скважинам. Исследованные образцы меловых отложений преимущественно характеризуются низкими значениями генерационного потенциала (S₂) и пониженным содержанием органического углерода (TOC) (рис. 2а). Хорошим и отличным генерационным потенциалом обладают только угли и углистые породы.

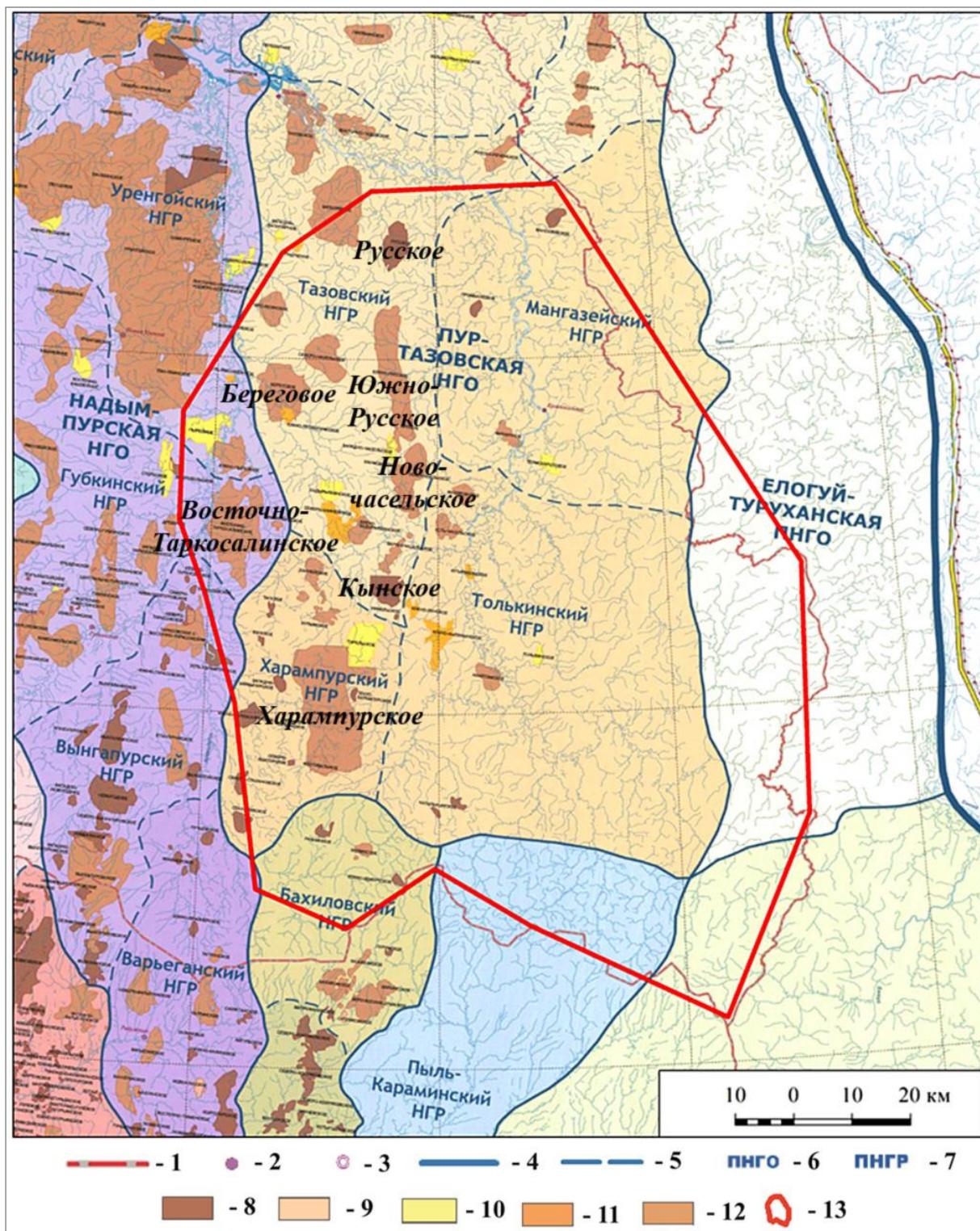


Рис. 1. Обзорная карта района исследования

1 - административные границы; 2 - центры административных районов; 3 - крупные города; 4 - границы нефтегазоносных областей; 5 - границы нефтегазоносных районов; 6 - перспективная нефтегазоносная область; 7 - перспективный нефтегазоносный район; 8 - нефтяные месторождения; 9 - нефтегазовые (газонефтяные) месторождения; 10 - газовые месторождения; 11 - газоконденсатные месторождения; 12 - нефтегазоконденсатные месторождения; 13 - границы участка работ.

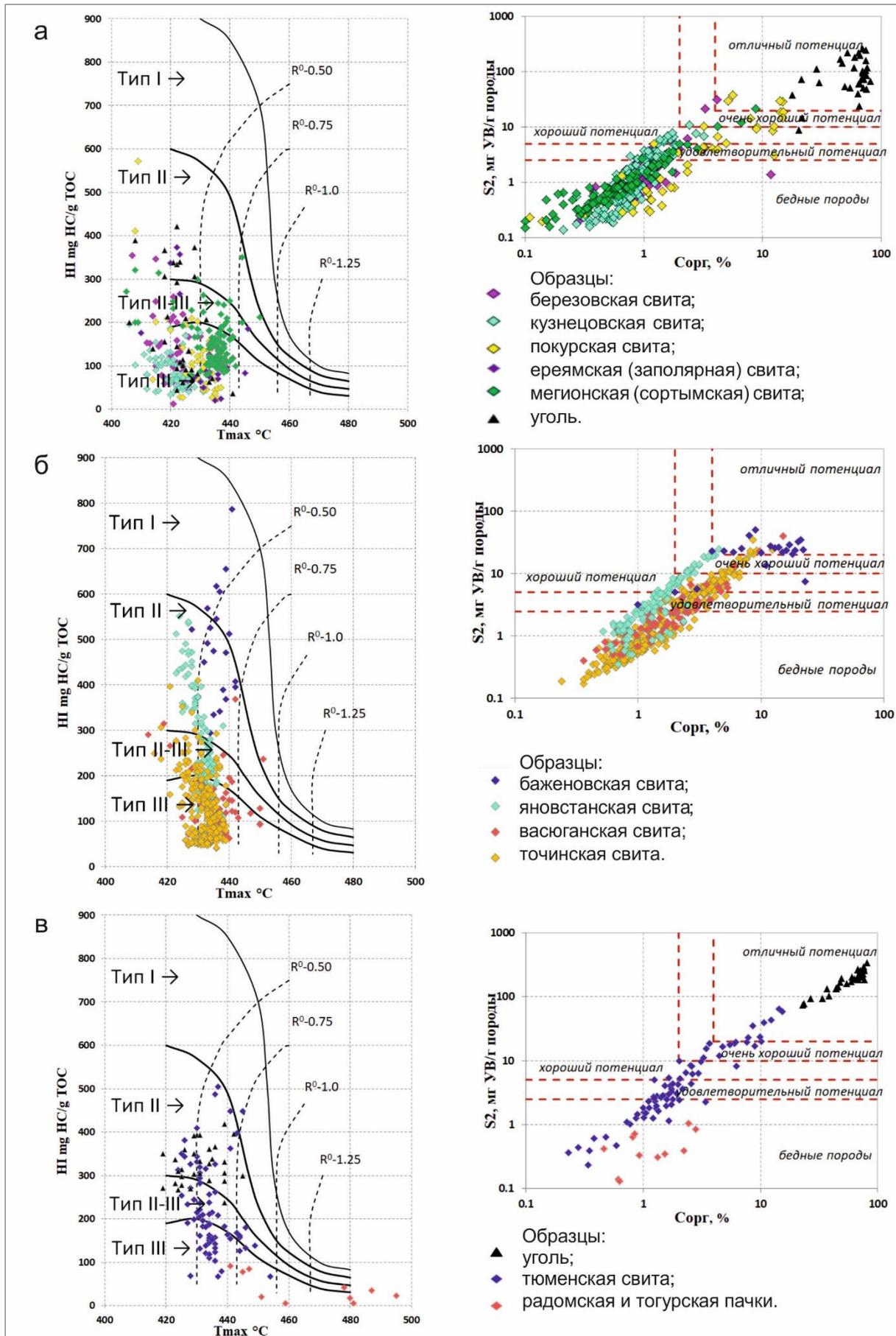


Рис. 2. Характеристика генерационного потенциала и типа органического вещества меловых (а), верхнеюрских (б) и ниже-среднеюрских (в) отложений

На диаграмме HI – Tmax (HI – водородный индекс (мгУВ/гТОС); Tmax – степень зрелости органического вещества (ОВ) (°C)) образцы пород преимущественно попадают в поле эволюции керогена III типа. Значение параметра Tmax для меловых отложений меняется в очень широком диапазоне (262-445°C). Это может быть связано как с различным уровнем преобразованности ОВ, так и являться следствием продолжающейся его перестройки в процессе позднего диагенеза и/или сильной окисленности. В последнем случае применим термин «псевдокатагенез», потому что процессы окисления не связаны с увеличением теплового воздействия. Продуктами окисления ОВ преимущественно являются вода (H₂O) и углекислый газ (CO₂). Более того, окисление ведет к уменьшению генерационного потенциала (S₂). Соответственно, погрешность определения параметра Tmax может значительно варьировать при низких значениях S₂. На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что на большей части территории исследований ОВ подавляющего большинства образцов меловых отложений является незрелым, а его уровень катагенеза не превышает стадии МК₁¹.

Верхнеюрские отложения рассматриваемой территории характеризуются значительной фациальной неоднородностью как по латерали, так и по вертикали, и отнесены к нескольким стратиграфическим подразделениям: баженовской, яновстанской, васюганской, сиговской и точинской свитам.

В баженовской свите пиролитическими исследованиями охарактеризовано 23 образца в трёх скважинах. Они характеризуются преимущественно высокими значениями генерационного потенциала (S₂) и высоким содержанием органического углерода (ТОС) (рис. 2б). Среднее количество органического углерода варьирует от 1,13 до 9,0%. На диаграмме HI – Tmax образцы пород попадают в поле эволюции керогена II типа, благоприятного к образованию преимущественно жидких УВ. Значения параметра Tmax (428-442°C) соответствуют уровню катагенеза на стадии МК₁¹-МК₁². Яновстанская свита представлена 118 образцами керна и шлама из 9 скважин. Исследованные образцы преимущественно характеризуются низкими значениями генерационного потенциала (S₂) и низким содержанием органического углерода (ТОС). Среднее количество органического углерода варьирует от 0,52 до 2,5%. Значения параметра Tmax (423-438°C) соответствуют уровню катагенеза на стадиях ПК₃-МК₁¹. Уровень катагенетической преобразованности керогена характеризует ОВ пород как незрелые, либо находящиеся в самом начале низшей градации нефтяного окна. ОВ изученных образцов, согласно диаграммам HI - Tmax относится преимущественно к смешанному II/III типу керогена, благоприятному для генерации как жидких, так и газообразных УВ, в зависимости от катагенетической преобразованности.

Пиролитические исследования также выполнены по 70 образцам васюганской свиты и

310 образцам сиговской и точинской свит. Бурые и темно-коричневые до черного аргиллиты нижневасюганской подсвиты и точинской свиты содержат от 0,24 до 15,19% ТОС, однако по общему генерационному потенциалу (S_2), который для основной массы образцов не превышает 20 мг УВ/г, они существенно уступают породам бажендовской свиты. Согласно принятой классификации, эти породы имеют удовлетворительный генерационный потенциал, однако ОВ - низкого качества. На диаграмме $HI - T_{max}$ основная часть исследованных образцов находится в поле эволюции керогена III типа, склонного генерировать газообразные УВ на высоких стадиях катагенеза. Лишь единичные образцы из отдельных пропластков содержат ОВ переходного типа II/III, которое способно к генерации нефти и газа. Современный уровень катагенеза с максимальными значениями T_{max} до 445°C свидетельствует, что эти породы в районе исследований соответствуют стадиям MK_1^1 - началу MK_1^2 .

Нижне-среднеюрские отложения охарактеризованы пиролитическими исследованиями 74 образцов из тюменской свиты и 13 образцов радомской и тогурской пачек (рис. 2в). Породы тюменской свиты имеют широкий разброс значений генерационного потенциала (S_2) и содержания органического углерода. Большинство определений ТОС находится в интервале от 0,73 до 15,29%. Хороший и отличный генерационный потенциал в большей степени наблюдается в углях и углистых породах. На диаграмме $HI - T_{max}$ образцы пород преимущественно попадают в поле эволюции керогена II/III и III типа, реже - II типа. Значение параметра T_{max} для большинства образцов соответствует уровню катагенеза на стадиях MK_1^1 - MK_2 . Высокие значения водородного индекса ряда углей позволяют говорить о том, что в их формировании наравне с терригенным гумусовым ОВ принимало участие сапропелевое ОВ аквагенных отложений, либо это ОВ обогащено лейптинитовой составляющей. Поэтому продуктами термической эволюции этих пород могут быть как нефть, так и газ.

Результаты пиролиза образцов нижнеюрских отложений показали, что все они характеризуются низким генерационным потенциалом. Содержание ТОС составляет 0,5-2,8%, а значения параметра S_2 не превышают 1 мг УВ/г. На диаграмме $HI - T_{max}$ основная часть исследованных образцов находится в поле эволюции керогена III типа. Современный уровень катагенеза свидетельствует, что нижнеюрские породы на Верхне-Часельской площади отвечают стадии катагенеза MK_2 , а в погруженных зонах Нижнепурского и Тазовского мегапрогибов уже вошли в главную фазу газообразования.

Данные пиролитических исследований показали, что в изученных отложениях всех стратиграфических уровней присутствует ОВ слабой катагенетической преобразованности. Это позволило провести кинетические исследования на образцах всех потенциально НГМТ, за исключением нижнеюрских, обладающих наибольшей зрелостью и ограниченным генерационным потенциалом. Результаты изучения показали, что в целом, несмотря на

разнообразие типов ОВ, представленного керогеном II, II/III и III типов, экстремумы кинетических спектров находятся в довольно узком диапазоне - 52-56 ккал/моль. Вероятная причина этого заключается в том, что все изученные породы имеют морской генезис, даже если содержат в своём составе большое количество неморской органики. По сути, такое ОВ следует относить к смешанному типу, оговаривая преобладание в его составе либо гумусовых, либо сапропелевых компонент [Pepper, Corvi, 1995].

Породы баженовской свиты, изученные на Береговой площади, наиболее богаты сапропелевой органикой и имеют характерный для II типа узкий кинетический спектр с максимумом 52 ккал/моль (рис. 3а). Аналогичный баженовскому типу кинетический спектр наблюдается у пород яновстанской свиты в западной части площади её распространения (рис. 3б).

Схожие с баженовскими породами по форме и пиковой энергии активации (в среднем 52-54 ккал/моль), но несколько более широкие кинетические спектры характерны для отложений яновстанской свиты в центре и на востоке территории, а также сиговской и точинской свит с керогеном II/III типа, либо III типа, но типично морского генезиса (рис. 3в, г).

Для изученных пород нижнего неокома, нижней и средней юры с керогеном III типа максимумы спектров ещё сильнее смещены (до 54-56 ккал/моль), а правые асимптоты вытянуты в область более высоких энергий активации (рис. 3д, е).

Сузить неопределенности в оценке катагенетической преобразованности пород разреза позволяют результаты углепетрографических исследований. Угольные пропластки и включения встречены на разных глубинах и во многих, в основном, неморских, стратиграфических интервалах. Это позволило оценить не только степень зрелости, но и изменение теплового воздействия на породы во времени.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород изученного разреза соответствует всем зонам нефтеобразования. Степень преобразованности углей на Береговой площади несколько выше. Это можно объяснить расположением площади на одном из наиболее погруженных участков территории и вблизи Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта. Вследствие этого, тепловой поток и прогретость осадочного чехла на Береговой площади выше, что объясняет более высокую степень зрелости ОВ горных пород.

В распределении ОСВ по разрезу наблюдается закономерное увеличение значений с глубиной (рис. 4). При этом градиент изменения в нижних, более древних интервалах выше, чем в верхних, более молодых, а доюрские породы повсеместно находятся в зоне газообразования. Подобная закономерность может объясняться, во-первых, более высоким тепловым потоком вследствие остаточного влияния рифта, во-вторых, более быстрым прогибанием бассейна на рифтогенном и начальном пострифтовом этапах его формирования.

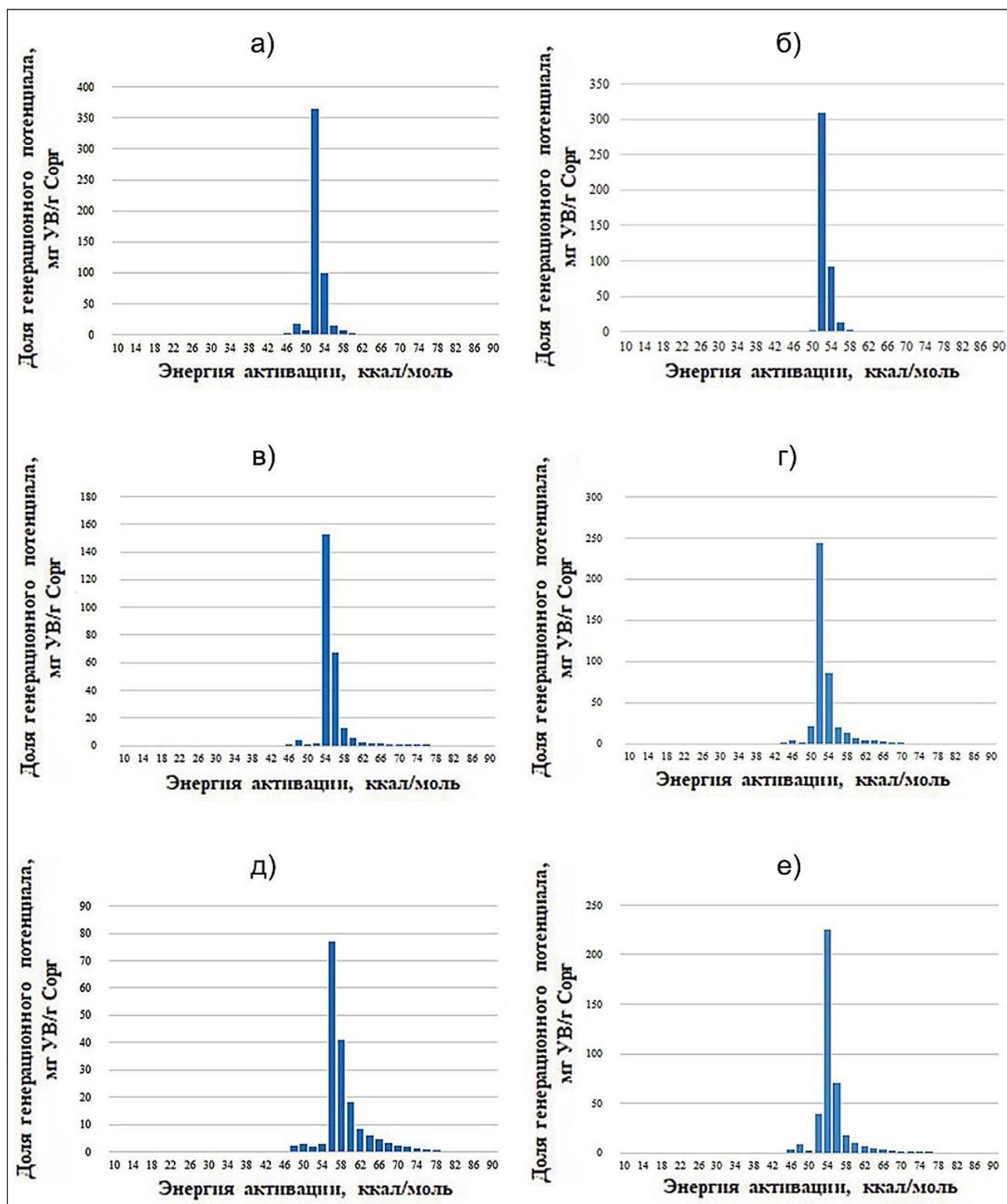


Рис. 3. Примеры кинетических спектров нефтегазоматеринских пород

а) баженовская свита, II тип, Береговая площадь; б) яновстанская свита, II тип, Западно-Часельская площадь; в) яновстанская свита, II-III тип, Усть-Часельская площадь; г) сиговская свита, II-III тип, Верхне-Часельская площадь; д) мегионская свита, III тип, Хадырьяхинская площадь; е) тюменская свита, III тип, Давыдовская площадь.

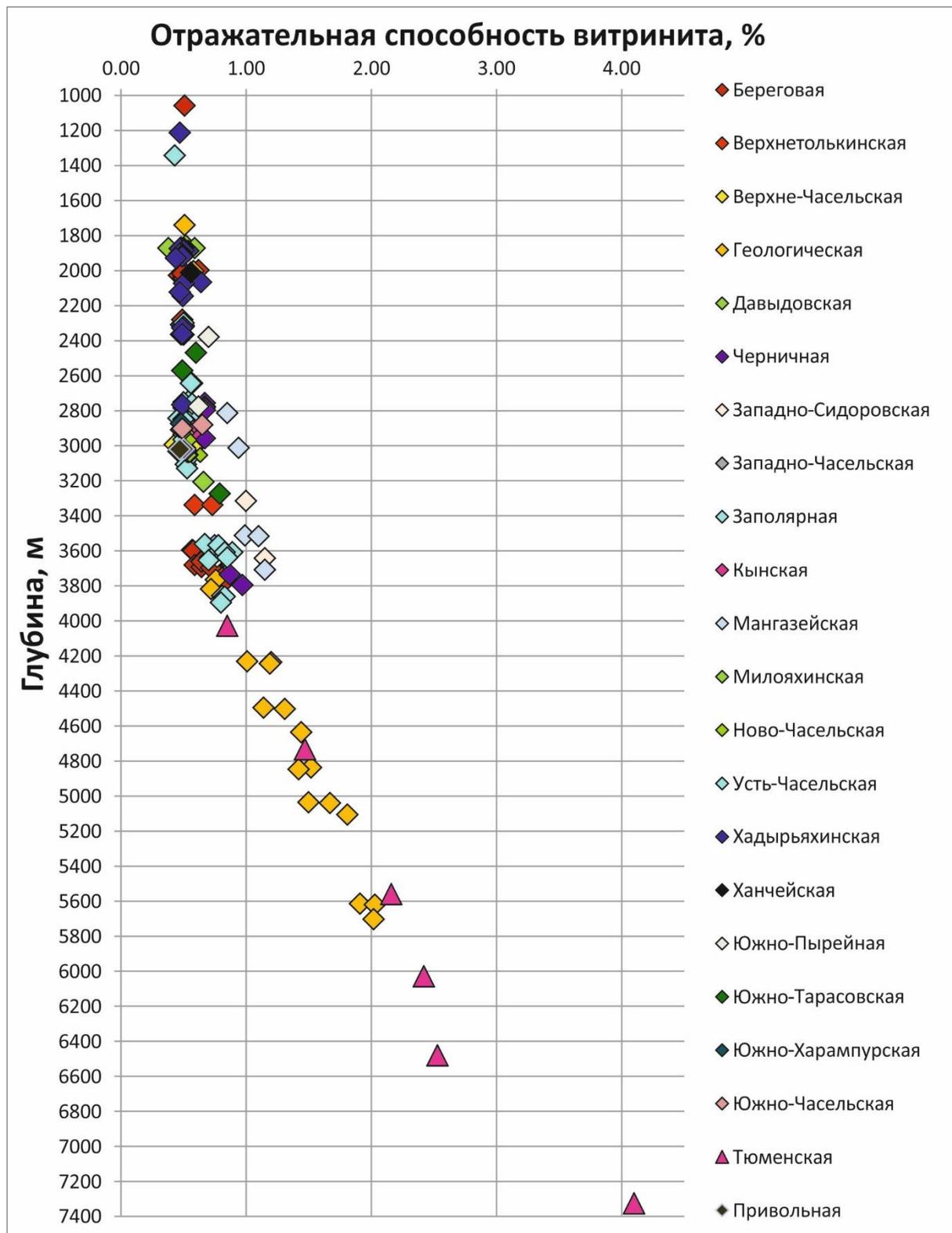


Рис. 4. Распределение отражающей способности витринита по глубине

1D моделирование нефтегазовых систем

На первом этапе анализа нефтегазовых систем выполнено мульти-1D моделирование разрезов 20 скважин. Основные задачи этого этапа:

- изучение изменений температурного режима бассейна;

- анализ истории погружения УВ систем в различных частях бассейна;
- тестирование граничных условий бассейновой модели;
- установление времени начала генерации, эмиграции и анализ истории реализации потенциала нефтегазоматеринских пород.

Главные критерии выбора подходящих скважин:

- наибольшая стратиграфическая полнота разреза, по возможности с полным юрским интервалом и вскрытием доюрского основания;
- наличие представительной выборки геохимических и калибровочных данных;
- равномерное расположение скважин на территории исследований.

Выбранные скважины характеризуют геологическое строение тектонических элементов района исследований, которые различаются по вещественному составу пород фундамента, фациальной характеристике отложений осадочного чехла, их накопленной мощности и объёму последующих эрозий. Эти характеристики в точках модельных скважин определялись по структурным и палеогеографическим картам, которые далее использованы в 3D моделях. При моделировании учтена эрозия, связанная с тектонической активизацией в позднем кайнозое, глубина которой оценивалась на основе геологической карты дочетвертичных отложений [Агалаков, Сидоров, 2021].

Важнейшими параметрами, которые закладываются в геолого-геохимическую модель, являются граничные условия: палеоглубина моря, температура на поверхности осадочного чехла, тепловой поток в подошве осадочного чехла для всех интервалов геологического времени. Граничными условиями определяется основной энергетический режим проявления температуры во всех слоях, и в особенности в материнской породе, и соответственно, условия для созревания ОВ в течение геологического времени [Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009].

Для оценки палеоглубины седиментационного бассейна за основу взяты палеогеографические схемы мелового и юрского периодов из атласов «Палеогеография Западно-Сибирского бассейна в юрском периоде» и «Палеогеография Западно-Сибирского бассейна в меловом периоде» [Конторович и др., 2013, 2014].

Для реконструкции теплового потока использовалась модель Маккензи [McKenzie, 1978]. Эта модель, разработанная для описания тепловых процессов в рифтовых системах, включает два этапа. Первый соответствует фазе растяжения литосферы с постоянным утончением земной коры и верхней мантии. Второй охватывает фазу охлаждения с приблизительным или полным восстановлением нормальной толщины коры. Данные о параметрах земной коры для адаптации модели Маккензи к району исследований взяты из «Атласа палеотектонических и палеоландшафтных карт нефтегазоносных провинций

Сибири» под редакцией В.С. Суркова [Атлас палеотектонических..., 1995]. В изучаемом районе орогенез и консолидация фундамента происходили в конце палеозоя в позднегерцинскую эпоху. В течение триаса заложены рифтогенные впадины, а с начала юры бассейн погружался с формированием осадочного чехла в течение юрско-мелового и кайнозойского времени. Заложение бассейна состоялось в результате рифтогенного раскалывания орогенной структуры его основания и локального утонения земной коры.

Для реконструкции теплового потока использовались также региональные и зональные карты плотности поверхностного теплового потока. В основу работы положены результаты, полученные А.Р. Курчиковым и Б.П. Ставицким в процессе их многолетних исследований геотермического режима Западно-Сибирского бассейна [Курчиков, Ставицкий, 1987].

При восстановлении теплового режима рассматриваемой территории проанализирована температурная история в четвертичное время. Для учета эффекта от толщи многолетнемерзлых пород добавлено событие резкого снижения температур в верхнем плиоцене-плейстоцене. Палеоклиматические данные показывают следы нескольких событий резкого похолодания, но с учетом временного шага моделирования они объединены.

Условием получения достоверного результата бассейнового моделирования является качественная калибровка 1D моделей на комплекс различных параметров. В данном исследовании в качестве таких параметров использованы значения ОСВ, пиролитического параметра T_{max} , пластовые температуры, пластовые давления и коэффициенты пористости. Каждый из параметров имеет собственные погрешности, зависящие от различных причин, поэтому важно в каждой скважине выполнить калибровку по нескольким из них. Большинство моделей откалиброваны по трем из перечисленных параметров, что обеспечило достоверность результатов.

Полученные 1D модели показывают, что катагенетическая эволюция ОБ НГМП на разных участках территории протекала по-разному, поскольку и в настоящее время, и в прошлом существовали участки различной интенсивности погружения и роста тектонических элементов (рис. 5).

В Нижнепурском прогибе юрские НГМТ достигли главной зоны нефтеобразования в конце позднего мела (апт-альбское время) (рис. 6а). В настоящее время степень катагенеза ОБ юрских НГМП в районе Тюменской сверхглубокой скважины соответствуют грациям катагенеза: для нижне- и среднеюрских – МК₃; для верхнеюрских – начало МК₂. Осевая часть Нижнепурского прогиба испытала максимальное на рассматриваемой территории погружение, поэтому НГМТ здесь характеризуются максимальной зрелостью. Нижнеюрские НГМТ уже в раннем-среднем палеогене достигли раннего газового окна генерации УВ. В миоцене из-за некоторого подъёма территории и частичной эрозии ранее накопившихся

осадков наблюдается стабилизация процессов созревания ОБ всех материнских толщ, выраженная в выполаживании графиков расчётной ОСВ.

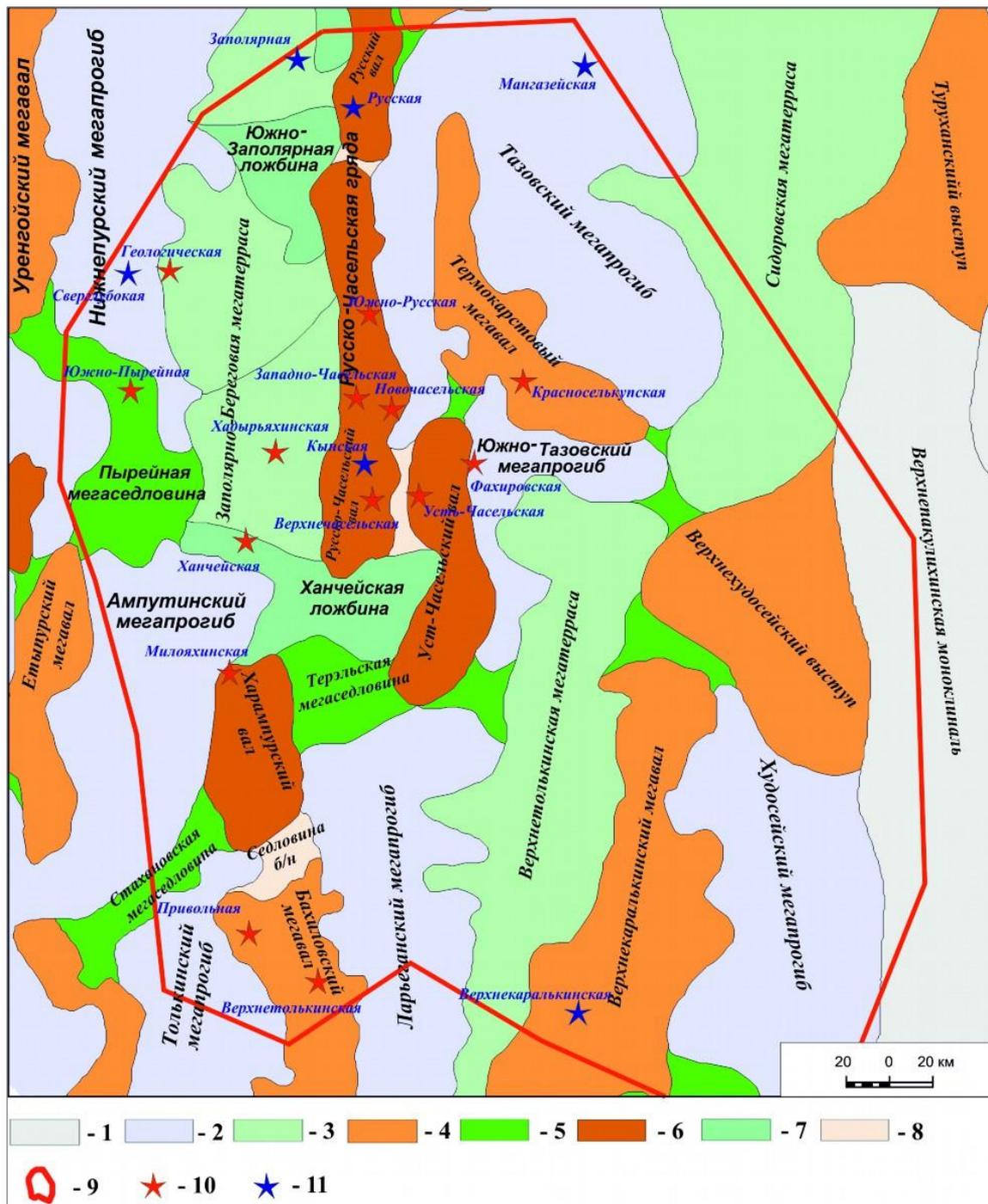


Рис. 5. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана, 1998 г.)

1 - моноклинали; 2 - мегапрогибы; 3 - мегасеррассы; 4 - мегавалы, выступы; 5 - мегаседловины; 6 - валы; 7 - ложбины; 8 - седловины; 9 - границы участка работ; 10 - скважины с 1D моделями; 11 - скважины с 1D моделями на рис. 6.

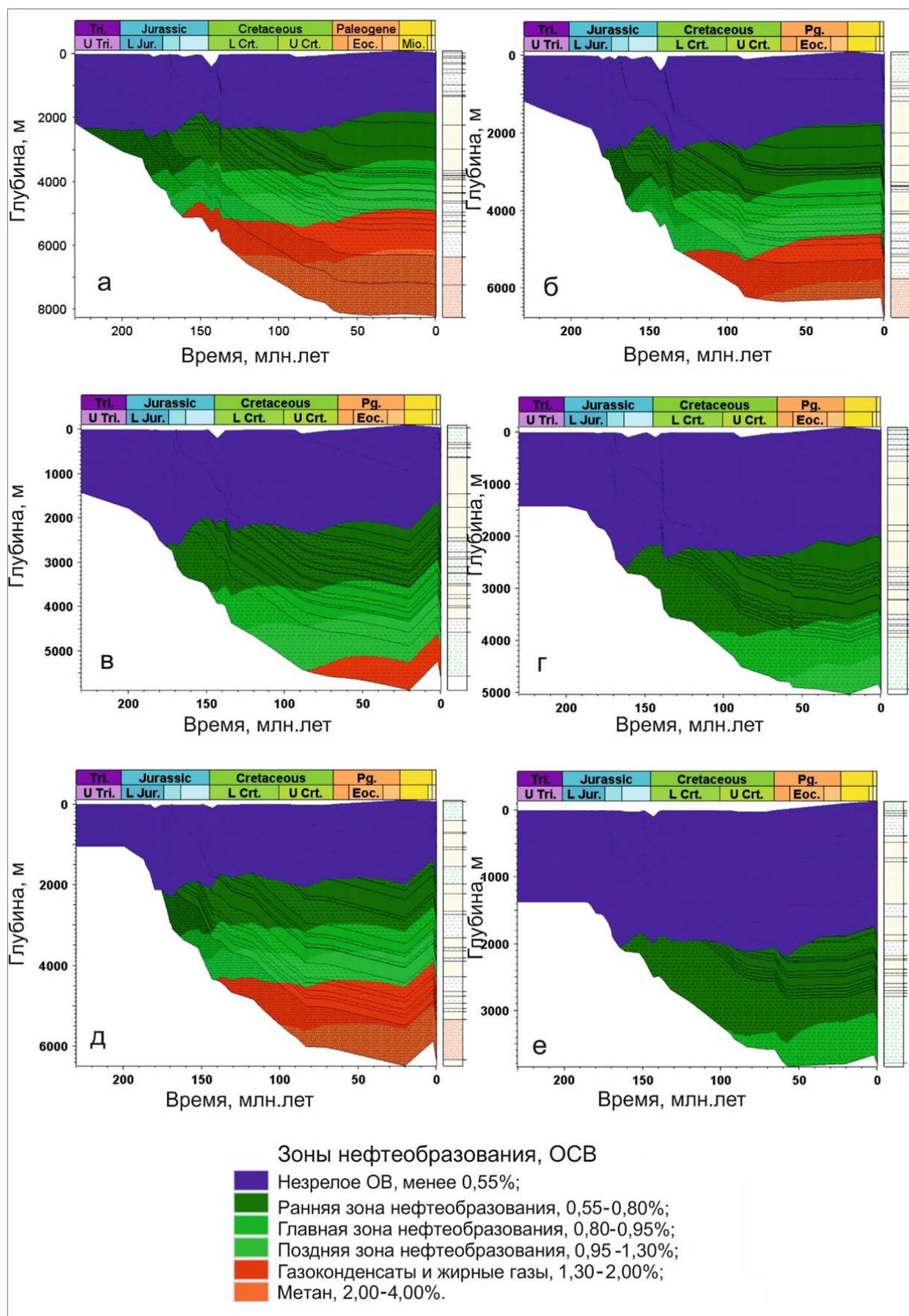


Рис. 6. Изменение зрелости нефтегазоматеринских пород в процессе их погружения
 а) Нижнепурский мегапрогиб; б) Заполярно-Береговая мегатерраса; в) Русский вал; г) Кынская площадь; д) Тазовский мегапрогиб; е) Верхнекаралькинская площадь.

В пределах Заполярно-Береговой мегатеррасы современный уровень зрелости меняется в очень широком диапазоне, отвечающем грациям MK_1 - MK_3 в зависимости от глубины погружения. Минимальная зрелость отмечается на Хадыряхинской площади ($R_o=0,59-0,71\%$), максимальная – на Заполярной ($R_o=0,74-1,55\%$). При чём на Заполярной площади, где наблюдается максимальная мощность разреза за счёт мощного ранне-среднеюрского интервала, стабилизация созревания наступила уже в палеоцене, и далее показатель зрелости почти не менялся (рис. 6б). На остальной территории мегатеррасы зрелость НГМТ росла до олигоцена-миоцена.

В пределах Русско-Часельской гряды, расположенной гипсометрически выше Заполярно-Береговой мегатеррасы, уровень зрелости НГМТ - ниже. Если на Русском месторождении (рис. 6в) расчётная ОСВ меняется от верхне-юрских к нижнеюрским толщам в диапазоне 0,65-0,97%, то на Кынской площади (рис. 6г) радомская и тогурская пачки характеризуются значениями ОСВ не более 0,7%, а верхнеюрские толщи едва достигают нижней границы раннего нефтяного окна ($R_o=0,5\%$). Минимальная зрелость наблюдается в скважинах Усть-Часельского вала, где значения ОСВ радомской и тогурской пачек соответствуют самой низкой градации нефтяного окна (0,57-0,62%), а среднеюрская и верхнеюрские НГМТ остаются незрелыми ($R_o=0,42-0,49\%$). При этом для всех НГМТ, независимо от уровня зрелости, время начала созревания остаётся на уровне мела, а в кайнозой происходит выполаживание графиков ОСВ, свидетельствующее о замедлении катагенетических процессов. Аналогичным образом, в зависимости от глубины погружения, протекали процессы генерации для НГМТ Бахиловского мегавала, расположенного вдоль восточного борта Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта южнее Русско-Часельской гряды. На Милояхинской площади в бортовой зоне грабен-рифта ОВ нижнеюрских материнских толщ преобразовано почти до позднего нефтяного окна ($R_o=1,08-1,17\%$), а верхнеюрские НГМТ вошли в главную стадию нефтегенерации (0,77-0,85%). Ближе к осевой части мегавала, ранне- и среднеюрские НГМТ едва вступили в стадию MK_1^1 , а верхнеюрские толщи ещё не начинали генерировать УВ.

В Тазовском мегапрогибе, наиболее погруженной зоне восточной части территории исследований, эволюция нефтегазовой системы происходила аналогично Нижнепурскому мегапрогибу на северо-западе территории. На Мангазейской площади (рис. 6д) нижнеюрские НГМТ вошли в раннее нефтяное окно на рубеже юры и мела, а в газовое окно - в позднем мелу. НГМТ средней и верхней юры находились в нефтяном окне в течение раннего мела. Различия наблюдаются лишь для истории созревания яновстанской свиты, которая преобразована в заметно меньшей степени ($R_o=0,7\%$) в сравнении с баженовской свитой в Нижнепурском мегапрогибе. Это можно объяснить, во-первых, резкой разницей мощности отложений

яновстанской и баженовской свит, во-вторых, разным типом керогена в их составе. ОВ III типа в составе яновстанской свиты требуются более высокие температуры для реализации потенциала генерации в сравнении с II типом ОВ в баженовской свите.

Для Термокарстового вала фиксируется более позднее достижение ранней нефтяной стадии генерации (ранний-средний мел) и гораздо меньший уровень зрелости НГМТ (значения R_o от 0,63-0,7% для верхнеюрских НГМТ до 0,78-0,84% для нижней юры). Здесь также обращают на себя внимание очень низкие темпы созревания ниже- и среднеюрских толщ, характерные лишь для скважин Кынско-Часельского лицензионного участка и Бахиловского вала.

Юго-восточная часть территории из-за острого дефицита данных охарактеризована моделью по единственной скважине на Верхнекаралькинской площади, откалиброванной лишь на современные значения температур (рис. 6е). Результаты моделирования показывают, что ниже- и среднеюрские НГМТ вступили в раннее нефтяное окно в раннем мелу, точинская свита – в позднем мелу, а яновстанская – на рубеже мел-палеоген. В отличие от скважин центральных, северных и западных районов изучаемой территории, здесь задержка созревания началась ещё в верхнем мелу, а в палеоцене произошел резкий катагенетический скачок, который можно объяснить погружением дна моря, и всей ранее накопившейся осадочной толщи, выраженный в появлении мощного интервала талицких глин. В неогене наблюдаются подъём территории и новый этап задержки созревания НГМТ.

Степень преобразования керогена НГМТ зависит от теплового режима в регионе исследования, истории погружения, а также типа ОВ, определяющего его кинетический спектр. При одинаковых термобарических условиях керогены II (морской, сапропелевый) и III (континентальный, прибрежно-морской, гумусовый) типов будут с разной скоростью расходовать свой генерационный потенциал. ОВ II типа в регионе исследования обогащены верхнеюрская баженовская и, в некоторой степени, яновстанская свита в зоне её перехода в баженовскую. В ниже- и среднеюрских НГМТ на рассматриваемой территории резко преобладает III тип ОВ, хотя нередко в подчинённом количестве присутствует смешанный II/III тип, и в единичных прослоях встречено ОВ II типа. Поэтому для центральной части территории исследований (в скважинах Кынско-Часельского ЛУ) трансформация ОВ яновстанской свиты баженовского горизонта опережает преобразование среднеюрских НГМТ. Вместе с тем, из-за значительной мощности среднеюрских отложений, нижеюрские толщи оказываются уже погруженными на значительные глубины и преобразованы наиболее интенсивно, что находит отражение в зависимости индекса трансформации от времени.

Территориально наиболее преобразованные НГМТ приурочены к осевой части и бортовым зонам Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта (Нижнепурский мегапрогиб,

Пырейная мегаседловина и Заполярно-Береговая мегатерраса), а также к Тазовскому мегапрогибу. Здесь же локализуются и наиболее богатые УВ породы всех стратиграфических интервалов. Поэтому наибольшие удельные объёмы УВ сгенерированы в районе Тюменской опорной скважины, а также на Пырейной, Южно-Пырейной, Заполярной и Геологической площадях. Второй очаг генерации, в особенности из нижнеюрских НГМТ, находился в Тазовском мегапрогибе.

В тогурской и радомской НГМТ в точке Тюменской сверхглубокой скважины, согласно модельным расчётам, сгенерировано соответственно 1,23 и 1,29 млн. т/км². В тюменской, нижневасюганской и точинской НГМТ удельная генерация составила от 0,33 и 0,38 млн. т/км². Максимальное количество УВ сгенерировано в НГМТ баженовского горизонта верхней юры (баженовская и яновстанская свиты). В точках модельных скважин Нижнепурского мегапрогиба удельная генерация достигает 3,2-3,8 млн. т/км². При этом необходимо отметить, что в нижней юре генерировались преимущественно газообразные, а в верхней юре – жидкие УВ.

В Тазовском прогибе доля баженовской (яновстанской) НГМТ резко сокращается (0,5 млн. т/км²), и преобладающими источниками генерации становятся нижнеюрские отложения (0,5 и 0,9 млн. т/км², соответственно из тогурской и радомской пачек).

В центральной части изученной территории уровень трансформации резко уменьшается с северо-запада на юго-восток с первых десятков до единиц процентов. До минимальных значений этот показатель уменьшается на востоке территории. Объёмы УВ, сгенерированные в центральных и южных районах территории, имели резко подчинённое значение. Во всех расположенных здесь модельных точках суммарный удельный объём генерации не превышает 0,5 млн. т/км².

Таким образом, результаты 1D бассейнового моделирования позволили выполнить предварительную оценку зрелости НГМП, времени начала генерации в разных частях исследуемой территории и удельных объёмов сгенерированных УВ. Установлен главный очаг генерации УВ в северной части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, в основном в Нижнепурском мегапрогибе. Второй по значимости очаг генерации расположен в Тазовском мегапрогибе. На остальной территории генерация УВ незначительной и играла подчинённую роль в формировании нефтегазовой системы.

3D моделирование нефтегазовых систем

Основными задачами 3D бассейнового моделирования, наряду с объёмным анализом процессов генерации УВ, являются установление путей их миграции, возможности аккумуляции в ловушках, условий сохранности залежей и ресурсная оценка территории с

разделением по фазовому составу УВ.

При построении объёмной цифровой модели нефтегазовой системы на рассматриваемой территории использованы более 50 структурных поверхностей и более 30 наиболее крупных разломов. Отдельные интервалы пропорционально разделены на самостоятельные толщи для выделения в них резервуаров, флюидоупоров и НГМТ. Итоговая модель содержит 73 слоя. Для каждого слоя в осадочном чехле на основе палеогеографических построений определены фациальные зоны, охарактеризованные процентным соотношением входящих в их состав главных литотипов: песчаников, алевроитов, глин, карбонатов и углей. Также загружены карты состава фундамента, глубины эрозии и граничных условий, оцененных на основе 1D бассейнового моделирования.

В результате выполненного моделирования для каждой НГМТ получены карты изменения зрелости, трансформации ОВ, удельной генерации и эмиграции УВ (рис. 7, 8).

Удельная плотность генерации УВ баженовской НГМТ в районе моделирования варьирует от 0 до 15,4 млн. т/км², для нижневасюганского горизонта от 0 до 1,4 млн. т/км². Тюменская НГМТ характеризуется удельной плотностью генерации УВ в пределах от 0 до 6,4 млн. т/км², а радомской и тогурской НГМТ - от 0 до 2,5 млн. т/км² и от 0 до 4,1 млн. т/км², соответственно. Таким образом, наибольшие объемы УВ, согласно модели, генерированы отложениями баженовской свиты. Объемы генерации из отложений васюганского горизонта, тюменской свиты, радомской и тогурской пачек меньше из-за преобладания в составе их отложений керогена III типа и более низкого водородного индекса.

Согласно результатам расчетов, генерация УВ началась в нижнеюрских НГМТ 130-120 млн. лет назад, в среднеюрских толщах – 115 млн. лет назад, в нижневасюганском горизонте – 110 млн. лет назад, в баженовском горизонте – 100 млн. лет назад. Пиковых значений генерации нижнеюрские породы достигли на рубеже мела и палеогена, а средне- и верхнеюрские отложения – в эоцене.

Технология бассейнового моделирования дает возможность определить роль той или иной НГМП в заполнении ловушки и предсказать пути миграции. Установлено, что для нижнеюрских ловушек источником УВ служат нижнеюрские НГМП. Для среднеюрских ловушек к основным источникам УВ относятся ниже- и среднеюрские НГМП, а также присутствует заполнение из верхнеюрских НГМП за счет нисходящей миграции. Для верхнеюрских пластов основными источникам УВ выступают отложения верхней и частично средней юры. Для мелового комплекса основными НГМТ являются как верхнеюрские, так и среднеюрские породы (рис. 9).

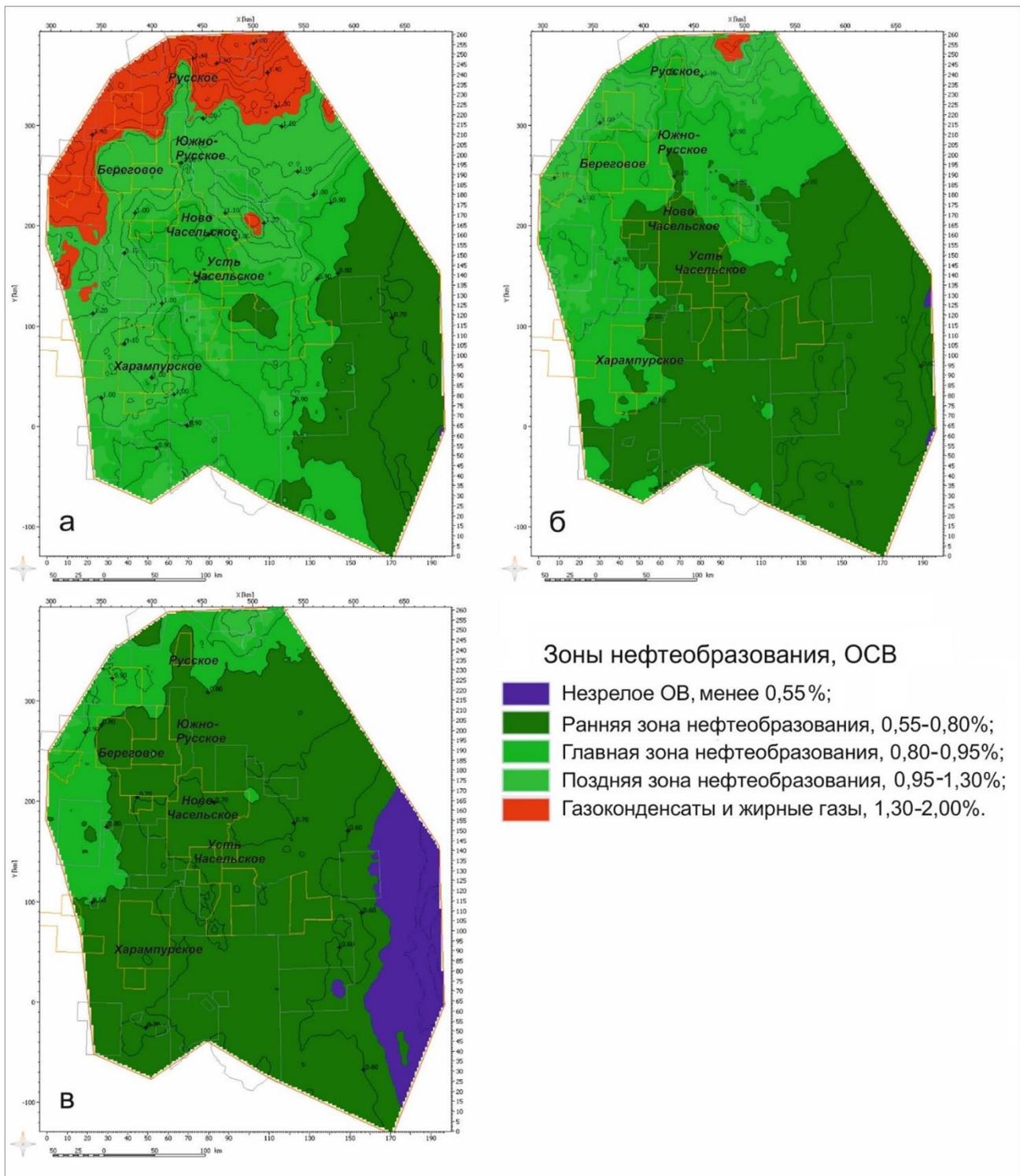


Рис. 7. Оценка зрелости нижнеурских (а), среднеурских (б) и верхнеурских (в) нефтегазоматеринских толщ по результатам 3D бассейнового моделирования

Основные крупные поднятия вблизи очагов генерации, такие как Береговое, Русское, Южно-Русское, Харампурское, аккумулировали основной объем УВ. На удалении от очага генерации восточнее Русско-Часельского мегавала отмечается дефицит объемов УВ для заполнения ловушек.

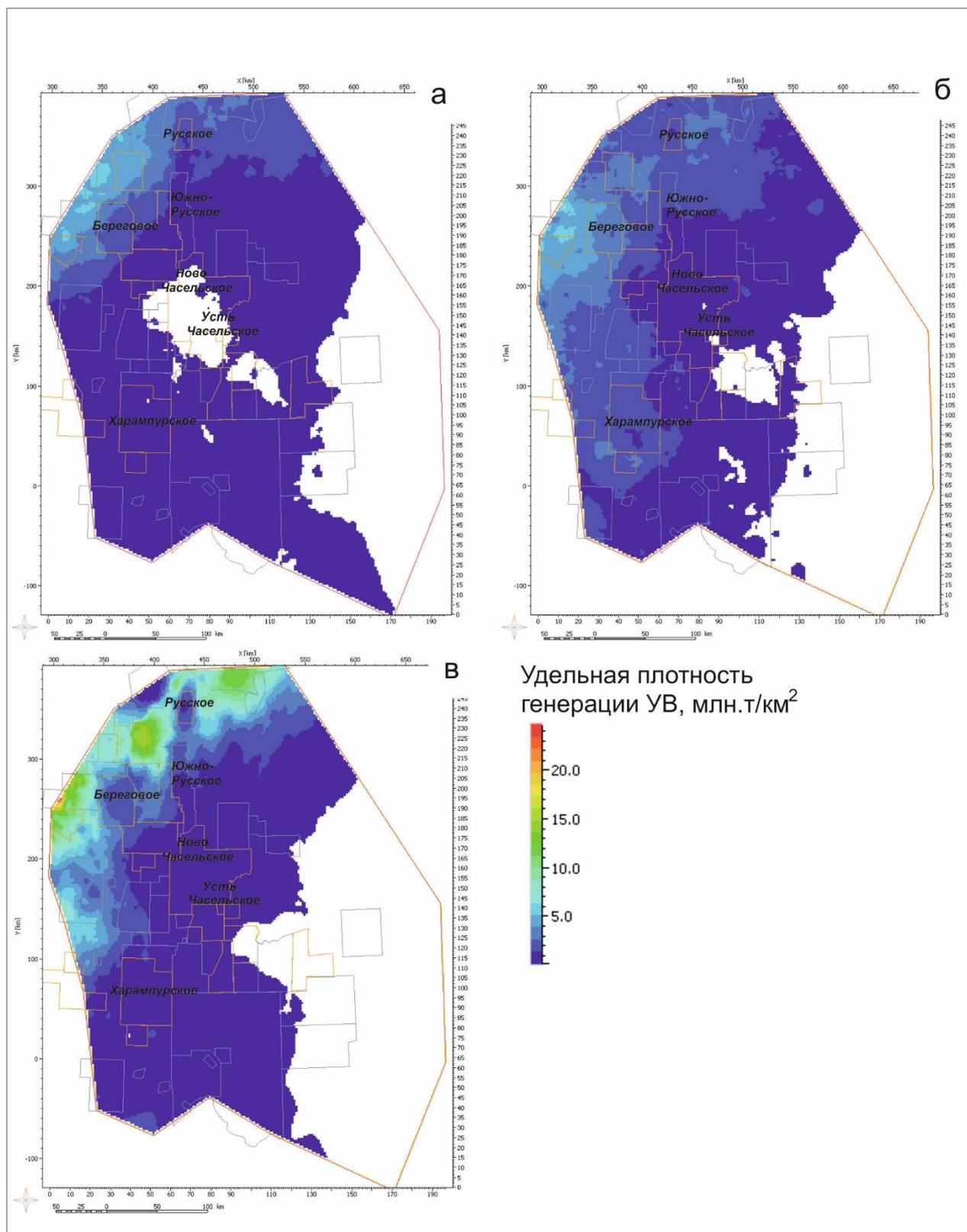


Рис. 8. Удельная генерация углеводородов из нижнеюрских (а), среднеюрских (б) и верхнеюрских (в) нефтегазоматеринских толщ по результатам 3D бассейнового моделирования

На востоке территории основная часть объемов УВ аккумулирована вблизи юрских НГМП. На западе фактический этаж нефтегазоносности и стратиграфический интервал смоделированных аккумуляций значительно шире – от ниже-среднеюрских до

верхнемеловых отложений (рис. 10). Дальность эффективной латеральной миграции УВ от очага генерации оценивается в 150-200 км.

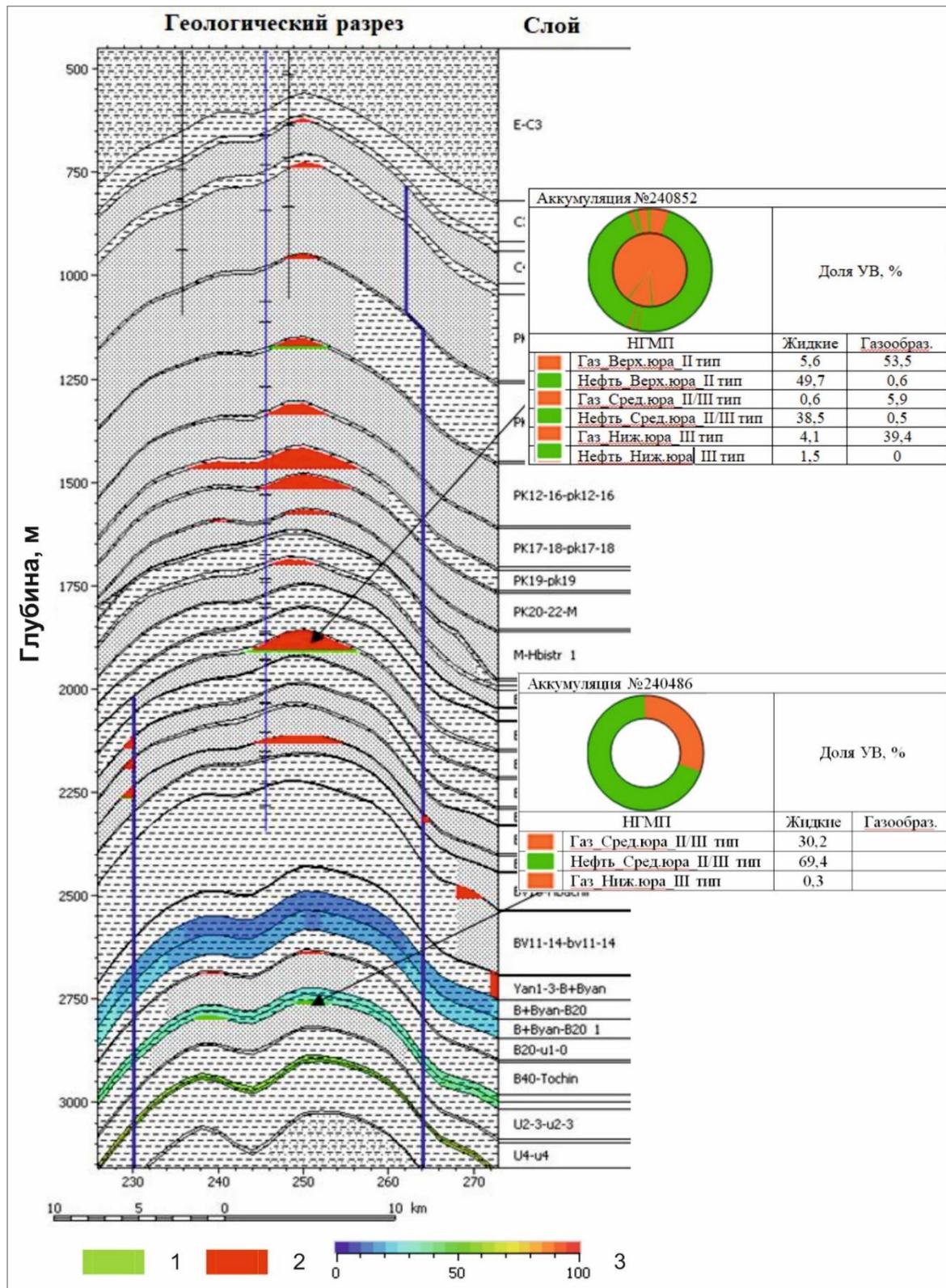


Рис. 9. Пример распределения залежей по фазовому составу и источнику углеводородов 1 - жидкие УВ; 2 - газообразные УВ; 3 - уровень трансформации ОВ, %.

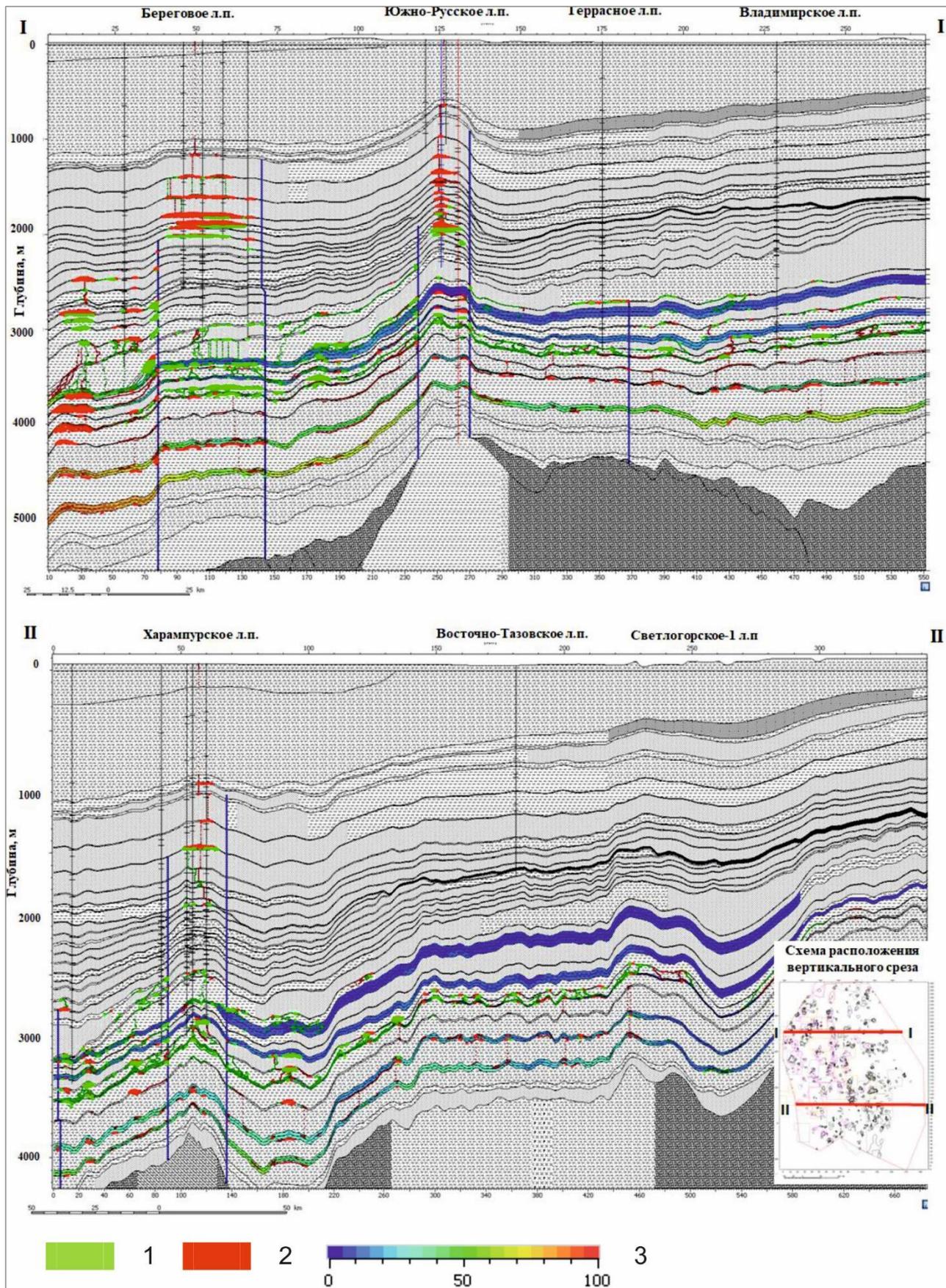


Рис. 10. Вертикальные срезы 3D бассейновой модели

1 - жидкие УВ; 2 - газообразные УВ; 3 - уровень трансформации ОВ, %.

На многозалежных месторождениях, как правило, наблюдается смешанный вклад нескольких НГМП в составе аккумуляций. И, наоборот, в мелких залежах, как правило, резко преобладает роль одного источника УВ. Доля газообразных УВ увеличивается вверх по разрезу. Миграционная способность газа в большей степени связана с гравитационными силами, нефти – с капиллярными. Дальность вертикальной миграции зависит от размеров ловушек и изоляционных характеристик покрышек. Для крупных ловушек покрышки не способны удерживать большие объемы УВ, что способствует их миграции в вышележащие пласты.

Большое влияние на перераспределение УВ в ловушках оказала кайнозойская тектоническая активизация, учтенная в модели заданием эрозии. В её результате произошло частичное расформирование аккумуляций УВ, которое в большей степени затронуло газовую фазу. Рассчитанная по модели потеря общего объема УВ составляет около 10%.

В большинстве случаев по результатам 3Д бассейнового моделирования подтверждено совпадение аккумуляций УВ с фактически открытыми залежами (месторождениями) УВ, что свидетельствует об адекватности модели. Однако её региональный характер не позволил добиться хорошей сходимости объёмов аккумуляций с залежами. Рассчитанные объёмы УВ в модели превышают ресурсную оценку территории, что может объясняться несколькими причинами.

Во-первых, в бассейновой модели оценка приводится по группам пластов, объединенным в единые комплексы, что увеличивает суммарную мощность резервуара в области аккумуляции. Во-вторых, для достижения эффекта вертикальной миграции в модели значительная роль отведена региональным тектоническим нарушениям, что занижает потери при миграции. В-третьих, размер ячеек модели 2x2 км увеличивает объём мелких ловушек. По этим и ряду других причин в полученной модели объём аккумулированных УВ составляет почти 30% от объёма генерации, тогда как в большинстве оценок начальных суммарных ресурсов эта доля не превышает 10% [Конторович, 1976; Справочник по геохимии..., 1998].

Для достижения лучшей сходимости расчётных объёмов аккумуляции с геологическими запасами в открытых залежах в процессе дальнейшей актуализации модели предлагается реализовать ряд дополнительных сценариев. После уточнения стратификации по мере поступления новых результатов геолого-геофизической интерпретации и проведения дополнительных геохимических исследований будет детализировано расчленение НГМТ, что позволит уточнить объёмы генерации и первичной миграции УВ. При переинтерпретации сейсмогеологических материалов необходимо уточнить разломную модель территории и оптимизировать модель вертикальной миграции. Получение новых результатов керновых исследований (литология, ФЕС и т.д.) должно улучшить понимание фильтрационных

характеристик литотипов, обоснование путей латеральной миграции УВ, участков их концентрации или рассеивания. Дальнейшая детализация бассейновой модели и минимизация неопределенностей будут способствовать повышению её адекватности и достоверности результатов прогноза скоплений УВ и их ресурсной оценки.

Выводы

1. Для юго-восточных районов Ямало-Ненецкого автономного округа впервые построена цифровая трёхмерная бассейновая модель нефтегазовой системы, в основе которой лежит значительный объём геохимических данных и результаты геологического анализа, учитывающего все имеющиеся на настоящий момент геолого-геофизические материалы.

2. На рассматриваемой территории главные нефтегазоматеринские породы связаны с верхнеюрским и нижне-среднеюрским интервалами. На западе и частично в центре изученной территории в зонах распространения баженовской свиты и её перехода в яновстанскую в составе верхнеюрской НГМП преобладают II и II/III типы керогена. В нижне-среднеюрских НГМП на всей территории и в верхнеюрских НГМП восточных районов повышенное значение имеет III тип ОВ.

3. Главными очагами генерации УВ на территории выполненного моделирования являются Нижнепурский и Тазовский мегапрогибы и их бортовые зоны. Генерация в центральной и юго-западной частях территории играет подчиненную роль в формировании скоплений нефти и газа.

4. В залежах нефти и газа на крупных многозалежных месторождениях предполагается преимущественно смешанный состав УВ, сгенерированных в разных НГМП. В мелких залежах преобладают УВ какого-либо одного источника.

5. Для заполнения ловушек в западной части территории большую роль играют процессы вертикальной миграции. Здесь наблюдается максимальный этаж продуктивности от нижней-средней юры до верхнего мела. В восточном направлении большее значение приобретает латеральная миграция, а этаж продуктивности сокращается. В восточной части территории заполняются ловушки, находящиеся на минимальном расстоянии от НГМП, а на участках незрелых НГМП и дефицита мигрировавших УВ риски заполнения резко возрастают. Дальность эффективной латеральной миграции от очага генерации оценена в 150-200 км.

6. Тектонические процессы, происходившие на этапе кайнозойской активизации, оказали большое влияние на нефтегазовые системы изученных районов. Они способствовали вертикальной миграции УВ преимущественно газовой фазы в вышележащие пласты, а также частичной потере объёмов уже сформировавшихся залежей нефти и газа. Потери УВ под влиянием кайнозойского тектогенеза оцениваются в 10%.

7. Модельные аккумуляции УВ в большинстве случаев совпадают с фактически открытыми залежами, что свидетельствует об адекватности модели. Различия в рассчитанных объемах УВ в модели с существующими ресурсными оценками объясняются методическими и технологическими причинами. Они могут быть минимизированы за счёт детализации и лучшего геохимического обеспечения модели.

Литература

Агалаков С.Е., Сидоров Д.А. Тектонические предпосылки газоносности надсеноманских отложений Западной Сибири // Динамика и взаимодействие геосфер Земли: материалы Всероссийской конференции с международным участием. - Томск, 2021. - Т. 1. - С.16-19.

Атлас палеотектонических и палеогеолого-ландшафтных карт нефтегазоносных провинций Сибири / Ред. В.С. Сурков. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1995.

Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. - Москва: Научный мир, 2007. - 456 с.

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. - М.: Недра 1976. - 250 с.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С.745-776.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева В.П., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С.972-1012.

Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. - Москва: Недра, 1987. - 134 с.

Справочник по геохимии нефти и газа / Науч. редактор С.Г. Неручев. - Санкт-Петербург: Недра, 1998. - 576 с.

Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009. - 476 p.

McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth and Planet. Sci. Lett., 40. 1978. - P. 25-32.

Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen. Marine and Petroleum geology. - 1995. - Volume 12. - Number 3. - P.219-319.

Sidorov D.A., Sokol'nikova A.A. Fishchenko A.N., Mikheev Yu.V., Levkovich O.S.

Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russia, dasidorov3@tnc.rosneft.ru,
aasokolnikova@tnc.rosneft.ru, anfischenko@tnc.rosneft.ru, yvmikheev2@tnc.rosneft.ru,
oslevkovich@tnc.rosneft.ru

Snokhin A.A., Makulov R.I.

LLC "Kynsko-Chaselskoye neftegaz", Tyumen, Russia, SnokhinAA@kchn.ru, MakulovRI@kchn.ru

MODELING OF PETROLEUM SYSTEMS OF THE EASTERN LIMIT OF THE WESTERN SIBERIAN BASIN IN THE SOUTH-EAST OF THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT

Based on the results of basin modeling of petroleum systems in the east of the Yamalo-Nenets Autonomous District, the features of the petroleum system of the eastern side of the Western Siberian basin were studied. Several oil and gas source strata have been identified, the main of which are associated with the Upper Jurassic and Lower-Middle Jurassic intervals. The main centers of hydrocarbon generation are the Nizhne-Pur and Taz troughs and their bordering zones. In the west of the territory, the maximum level of productivity is observed from the Lower and Middle Jurassic to the Upper Cretaceous, and the processes of vertical migration play an important role. To the east, lateral migration hydrocarbon becomes more important, and the productivity level is reduced. The limiting range of effective lateral migration from the source of hydrocarbon generation is estimated at 150-200 km.

Keywords: basin modeling, petroleum system, hydrocarbon generation, hydrocarbon migration, Nizhne-Pur trough, Taz trough, Western Siberian basin.

References

Agalakov S.E., Sidorov D.A. *Tektonicheskie predposylki gazonosnosti nadsenomanskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Tectonic prerequisites for the gas content of the over-Cenomanian strata of Western Siberia]. *Dinamika i vzaimodeystvie geosfer Zemli: materialy Vserossiyskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem*. Tomsk, 2021, vol. 1, pp.16-19.

Atlas paleotektonicheskikh i paleogeologo-landshaftnykh kart neftegazonosnykh provintsiy Sibiri [Atlas of paleotectonic and paleogeological-landscape maps of the petroleum provinces of Siberia]. Editor V.S. Surkov, Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1995.

Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyy mir, 2007, 456 p.

Hantschel T., Kauerauf A.I. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009, 476 p.

Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods for quantitative prediction of oil and gas content]. Moscow: Nedra 1976, 250 p.

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode* [Paleogeography of the Western Siberian sedimentary basin in the Cretaceous]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp.745-776.

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaydeburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva V.P., Moskvina V.I., Yan P.A. *Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v yurskom periode* [Paleogeography of the Western Siberian sedimentary basin in the Jurassic]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 972-1012.

Kurchikov A.R., Stavitskiy B.P. *Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri* [Geothermy of oil and gas bearing regions of Western Siberia]. Moscow: Nedra, 1987, 134 p.

McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planet. Sci.*

Lett., 40, 1978, pp. 25-32.

Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas from kerogen. *Marine and Petroleum geology*, 1995, vol. 12, no. 3, pp. 219-319.

Spravochnik po geokhimii nefiti i gaza [Handbook of oil and gas geochemistry]. Editor S.G. Neruchev. St.-Petersburg: Nedra, 1998, 576 p.

© Сидоров Д.А., Сокольникова А.А. Фищенко А.Н., Михеев Ю.В.,
Левкович О.С., Снохин А.А., Макулов Р.И., 2023

