



УДК [(553.982.23+550.83):551.762]:004.94(571.16-14)

БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В ЮГО-ЗАПАДНЫХ РАЙОНАХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (НЮРОЛЬСКАЯ МЕГАВПАДИНА И СОПРЕДЕЛЬНЫЕ ТЕРРИТОРИИ)

М. О. Захрямина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

В программном комплексе PetroMod компании «Шлюмберже» для зон сочленения Нюрольской мегавпадины с положительными структурами I порядка осуществлен прогноз времени генерации, миграции углеводородов из нефтегазоматеринских пород и дана оценка наиболее вероятного положения в разрезе потенциальных ловушек и скоплений УВ. В результате выполненных работ удалось получить модель, которая доказывает возможность формирования скоплений жидких и газообразных УВ в верхнеюрских песчаных отложениях горизонта Ю₁ за счет процессов нефтегазообразования в нижнесреднеюрских и верхнеюрской баженовской нефтегазоматеринских толщах. Крупнейшие модельные скопления пространственно совпадают с реально существующими залежами УВ Нюрольского НГР и сопредельных территорий, что подтверждает адекватность выполненных построений. Разница в положении выявленных и модельных скоплений УВ приводит к выводу о существенном влиянии литологического фактора на конфигурацию ловушек или возможной неточности структурных построений.

Ключевые слова: отложения, фации, залежи углеводородов, моделирование, нефтематеринская порода, генерация, аккумуляция.

BASIN MODELING OF HYDROCARBON SYSTEMS IN THE SOUTHWEST OF THE TOMSK REGION (NYUROLKA MEGADEPRESSION AND ADJACENT TERRITORIES)

M. O. Zakhryamina

A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk

Using the Schlumberger's PetroMod software, the author has forecasted the time of hydrocarbon generation and migration from source rocks in the conjunction zones of the Nyurolka megadepression with positive first order structures, with estimation of the most probable occurrence of potential traps and pools of hydrocarbons in the cross-section. As a result, a model was built which shows and proves a possibility of accumulation of gaseous and liquid hydrocarbons in the Upper Jurassic sand deposits of U₁ horizon due to oil and gas generation in the Lower-Middle Jurassic and Upper Jurassic Bazhenov source rocks. The largest modelled accumulations spatially coincide with the existing hydrocarbon pools in the Nyurolka petroleum region and adjacent territories, which justifies the modelling performed. The differences between existing and modelled pools imply that there is a lithological factor that affects pool configuration or possible modelling inaccuracy.

Keywords: deposits, facies, hydrocarbon pools, modelling, source rock, generation, accumulation.

DOI 10.20403/2078-0575-2016-3-40-50

В последние годы в связи с истощением ресурсной базы в основных нефтедобывающих районах России возрастает потребность освоения глубокозалегающих труднодоступных и сложно построенных ловушек нефти и газа, что связано с большими технологическими сложностями и высокими финансовыми затратами. В связи с этим возникает необходимость снижения рисков бурения непродуктивных скважин. Для уменьшения геологических рисков при выборе участков, планировании и проведении геолого-разведочных работ предварительно проводится моделирование процессов формирования углеводородных систем. Моделирование выполняется по двум направлениям: 1) на региональном этапе – для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных осадочных бассейнов; 2) на поисковой стадии – для выбора первоочередных объектов.

Для корректного прогноза перспектив нефтегазоносности наиболее важно геологическое наполнение модели, которое включает оценку развития в разрезе и по площади нефтегазоматеринских толщ и их свойств, коллекторов, флюидоупоров, тепловой истории региона, наличия и проводимости разрывных нарушений, величины и продолжительности размывов и перерывов в осадконакоплении.

Компания «Шлюмберже» является одним из ведущих поставщиков программного обеспечения и сервисных услуг по моделированию углеводородных систем – основного стратегического инструмента оценки риска поисково-разведочных работ и средства поддержки принятия решений во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях [6]. При решении задач, связанных с прогнозом нефтегазоносности, широко применяются современные



технологии бассейнового моделирования, которые позволяют усовершенствовать процедуру прогноза времени образования и мест залегания скоплений нефти и газа. Так как особое внимание уделяется моделированию процессов миграции углеводородов (УВ), эта технология называется моделированием углеводородных систем и представляет собой основной стратегический инструмент оценки риска поисково-разведочных работ и средство поддержки принятия решений во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях [10]. Углеводородная система не только включает в себя геологические элементы, такие как материнские породы, продуктивные пласты и покрышки, но также определяет взаимосвязь миграции УВ и структурно-тектонического развития исследуемой территории. Наличие в разрезе осадочного бассейна зон интенсивного нефте- и газообразования, которым отвечают определенные термодинамические условия, и возможность выполнения палеотектонических и палеогеотермических реконструкций истории осадочных бассейнов создают теоретическую основу для реконструкции истории нефтеобразования в осадочных бассейнах [3].

Методика вычислительного эксперимента

Моделирование процессов формирования залежей УВ в Нюрольском НГР и на сопредельных территориях выполнялось в программном комплексе PetroMod, ориентированном на реконструкцию истории геологического развития региона и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества (ОВ) с оценкой возможности формирования залежей УВ [7].

Нефтегазовая система – это геологическая система, охватывающая нефтематеринские породы и связанные с ними месторождения нефти и газа, которая включает в себя все геологические элементы и процессы, являющиеся верными признаками наличия нефтяных и газовых залежей [11]. Моделирование дает возможность полного восстановления масштабов генерации, миграции, накопления и потерь нефти и газа в нефтегазовой системе на протяжении геологического времени. В программном комплексе PetroMod осуществляется прогноз времени генерации и масштабов миграции УВ из нефтегазоматеринских пород, реконструкция структуры бассейна, путей миграции флюидов и оценка наиболее вероятного положения в разрезе ловушек УВ.

Основными этапами создания модели являются:

- создание структурного каркаса (построение структурных карт по основным сейсмостратиграфическим горизонтам);
- описание литологии блока (построение карт литологических индексов и преобразование их в карты фаций);

- описание нефтематеринских толщ (построение карт общего содержания органического вещества $C_{орг}$ и углеводородного потенциала пород Н1);
- описание палеоклиматических и температурных условий блока (создание карт палеоглубин и палеотемператур водной среды и карт тепловых потоков с использованием тренды изменения данных параметров в течение геологического времени).

В работе представлена 3D модель нефтегазодобывающей системы осадочного чехла Нюрольской мегавпадины: восстановление истории погружения нефтематеринских толщ, определение времени и возможности генерации УВ, их миграции и аккумуляции в ловушках.

Объект – Нюрольская мегавпадина и зоны ее сочленения с прилегающими положительными структурами I и II порядков (рис. 1).

Нюрольская мегавпадина – отрицательная структура I порядка, расположенная в южной части Колтогорско-Нюрольского желоба. Окаймляется крупными положительными структурами: Верхнедемьянским мегавалом и Каймысовским сводом с запада и северо-запада, Средневасюганским мегавалом – с севера, Северо-Межовской моноклиной и Межовским мегавыступом – с юга, востока и юго-востока. В пределах депрессии выделены две отрицательные структуры II порядка – Центрально- и Южно-Нюрольская мезовпадины, осложненные положительными и отрицательными структурами III порядка [4].

Построение структурно-литологической модели и анализ истории тектонического развития Нюрольской мегавпадины и прилегающих территорий

Эти работы базируются на результатах структурных и палеоструктурных исследований, выполненных по материалам сейсморазведочных работ и глубокого бурения.

В Нюрольском НГР и на прилегающих территориях перспективы нефтегазоносности связаны в основном с юрскими отложениями. Юрские тектонические процессы, предопределяя палеорельеф района работ, оказывали существенное влияние на формирование резервуаров и флюидоупоров – ловушек УВ, а следовательно, и на нефтегазоносность [4].

На этапе, предшествовавшем формированию платформенных мезозойских отложений, на юго-востоке Западной Сибири было плато. В основании платформенных отложений залегают грубообломочные породы геттангского возраста, представленные преимущественно конгломератами и брекчиями, что свидетельствует о близости источников сноса и о контрастности палеорельефа. На рубеже триаса и юры происходили активные вертикальные тектонические движения, в результате которых палеорельеф территории был существенно дифференцирован [4]. Отложения урманской и тогурской

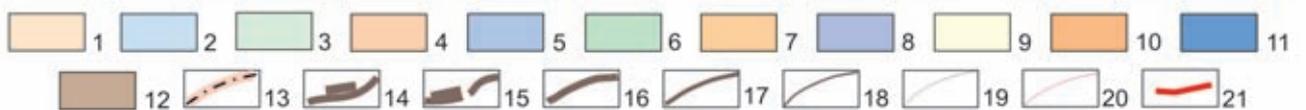
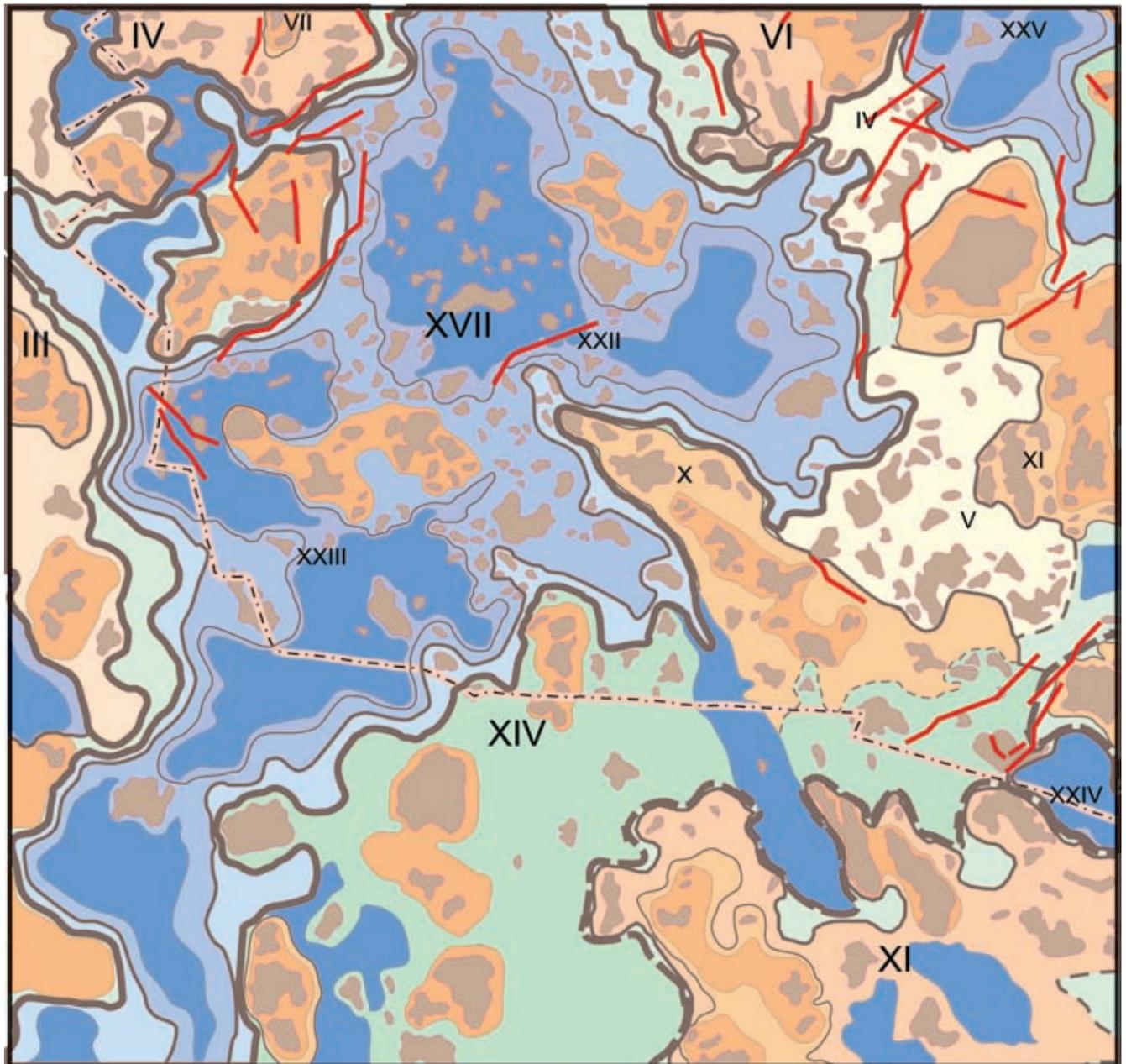


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла, Томская область (под ред. А. Э. Конторовича, 1998)

Надпорядковые структуры: 1 – положительные, 2 – отрицательные, 3 – промежуточные (моноклизы); структуры I порядка: 4 – положительные, 5 – отрицательные, 6 – промежуточные (мегамоноклинали); структуры II порядка: 7 – положительные, 8 – отрицательные, 9 – промежуточные (месоседловины); структуры III порядка: 10 – положительные, 11 – отрицательные; структуры IV порядка: 12 – положительные; границы: 13 – Томской области, 14 – внешнего пояса Западно-Сибирской плиты, 15 – «переходной» зоны, структур: 16 – надпорядковых, 17 – I порядка, 18 – II порядка, 19 – III порядка, 20 – IV порядка; 21 – разрывные нарушения, секущие юрские отложения. Структуры I порядка: III – Верхнедемьянский мегавал, IV – Каймысовский свод, VI – Средневасюганский мегавал, XI – Межовский мегавыступ, XIV – Северо-Межовская мегамоноклинали, XVII – Нюрольская мегавпадина; структуры II порядка: V – Чузикско-Чижапская месоседловина, VII – Нововасюганский мезовал, X – Лавровский мезовыступ, XI – Пудинское мезоподнятия, XXII – Центрально-Нюрольская мезовпадина, XXIII – Южно-Нюрольская мезовпадина, XXIV – Косетский мезопрогиб, XXV – Сампатский мезопрогиб

свит (179 млн лет) заполняют отрицательные палеоформы доюрского рельефа в депрессионных зонах и выклиниваются на выступах доюрского основа-

ния. Самые контрастные палеовыступы доюрского основания имели тенденцию относительного роста в течение всего юрского периода и до конца апта

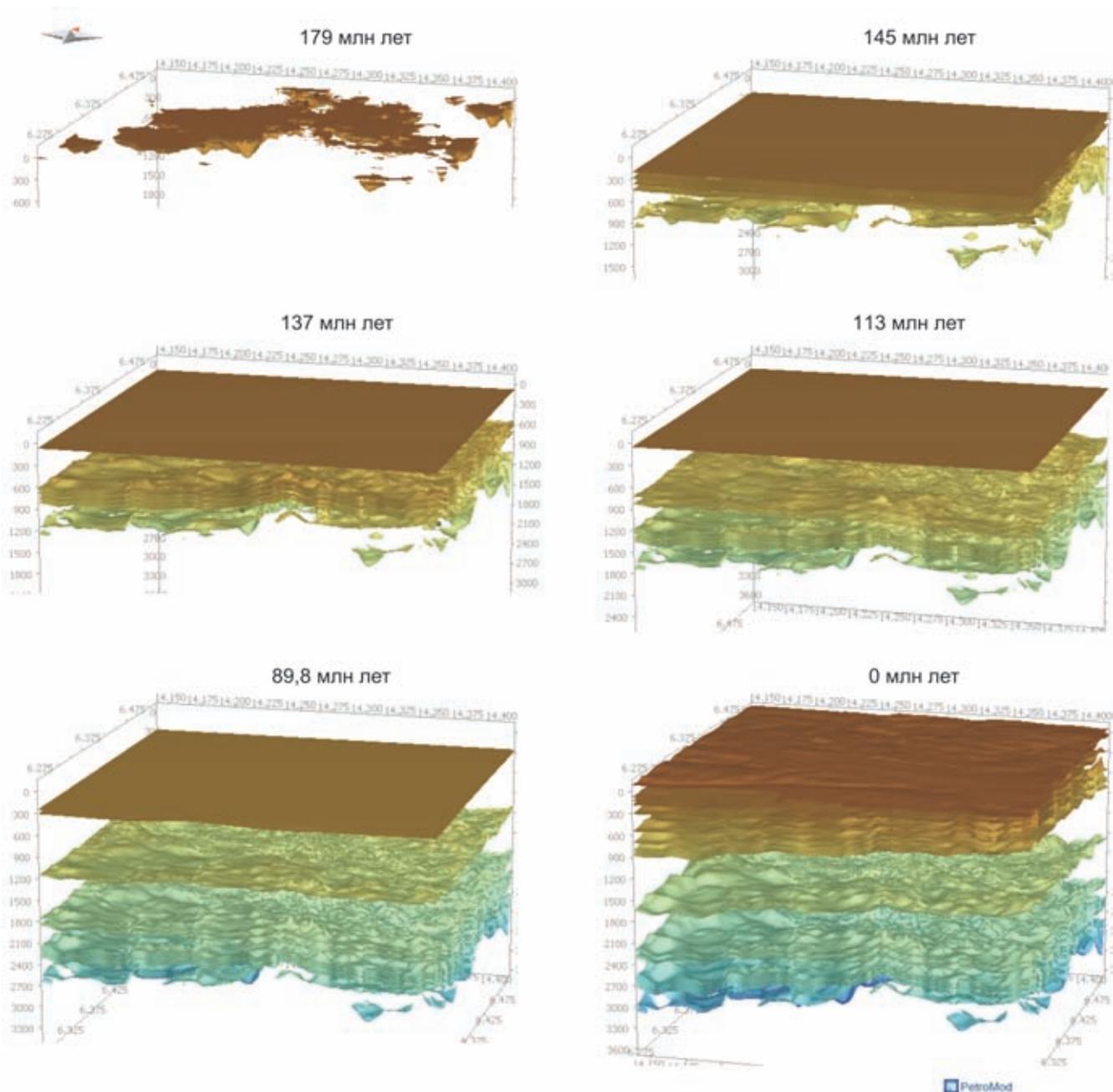


Рис. 2. История тектонического развития Нюрольской мегавпадины и прилегающих территорий

во время накопления куломзинской (137 млн лет), тарской и киялинской свит (113 млн лет) (рис. 2). Наиболее интенсивный процесс устойчивого погружения Нюрольской мегавпадины происходил в берриас-аптское и альб-туронское (89,8 млн лет) время. В посттуронское время осевая часть структуры продолжает медленно погружаться и окончательно формируется современный облик Нюрольской мегавпадины.

Анализируя тектонические процессы юрского периода, можно отметить, что на ранних стадиях формирования осадочного чехла изучаемой территории существовали палеоподнятия и палеодепрессии, отраженные в характере распределения толщин юрских отложений. Следовательно, в меловой период и кайнозойскую эру эти палеоструктуры развиваются унаследованно. Зависимости

современных глубин залегания доюрского основания от толщины юрских отложений [4, с. 85] характеризуют взаимосвязь палеоструктур в волжском веке и современных тектонических элементов. Коэффициенты регрессии в уравнениях показывают интенсивность процессов постюрского структурообразования. Таким образом, в постюрское время унаследованные вертикальные тектонические движения привели к увеличению амплитуд локальных поднятий, осложняющих Нюрольскую мегавпадину, на 44–53 %, потенциальные ловушки нефти и газа были сформированы.

Для образования перспективной ловушки УВ необходимо наличие коллектора, покрышки и благоприятных структурных условий, а для возникновения залежи нефти и газа – нефтепроизводящих пород, способных генерировать значительные объемы УВ.

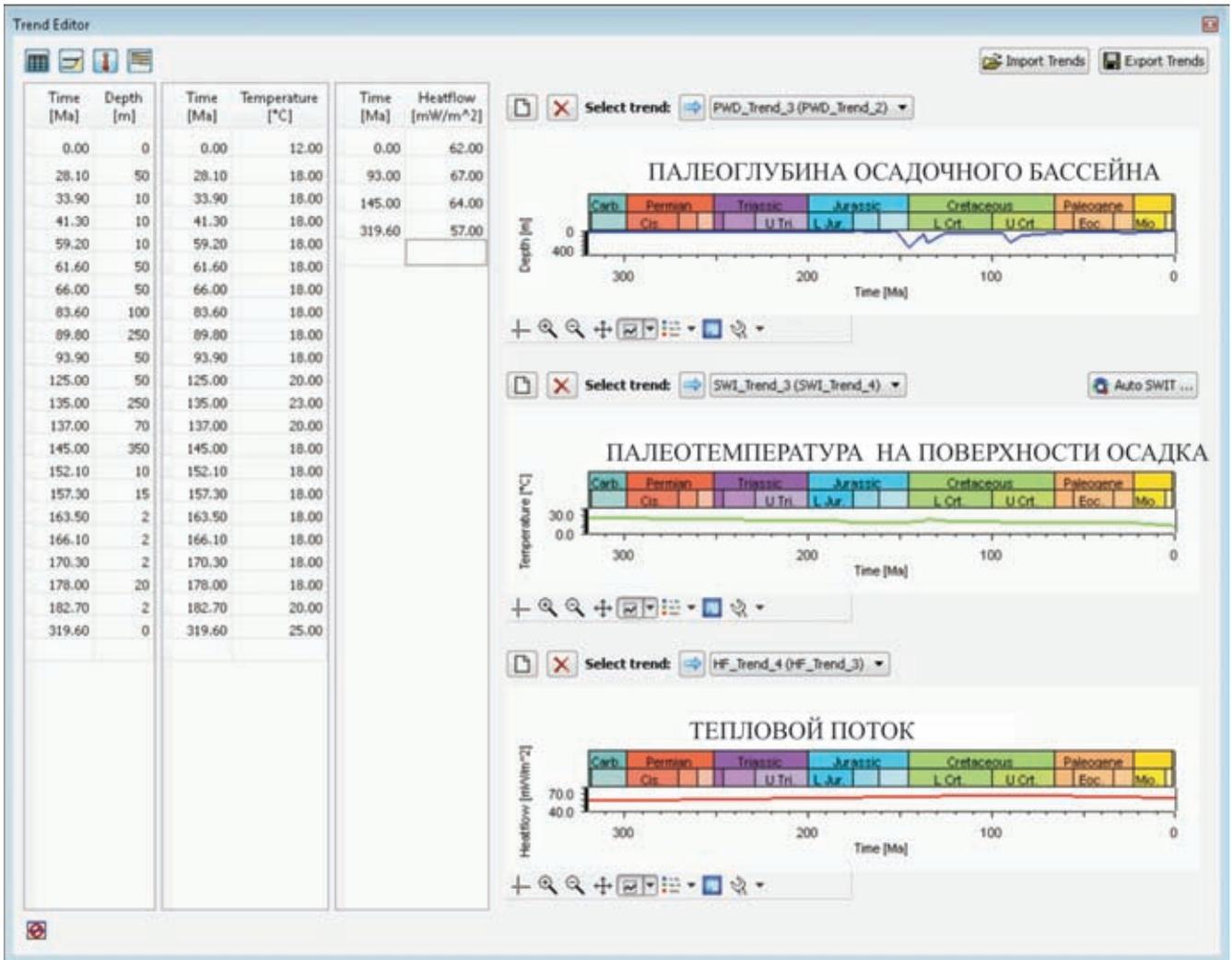


Рис. 3. Моделирование климатических и температурных условий осадконакопления в геологическом времени

Основной продуктивный резервуар на исследуемой территории – верхнеюрский нефтегазоносный песчаный горизонт Ю₁ васюганской свиты. Региональной покрывкой для него является баженовская свита. В целом литолого-стратиграфический разрез представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В осадочном разрезе Нюрольской мегавпадины нефтематеринские породы, вошедшие в главную зону нефтеобразования, – это тогурская свита и радомская пачка тюменской свиты (нижняя и средняя юра) и баженовская свита (верхняя юра).

В качестве литофациального заполнения модели использовались карты литологического состава (песчанности) продуктивных отложений для верхневасюганской подствиты, преобразованные в соответствии с используемыми в PetroMod стандартными литологическими типами. Для оставшихся отложений, учитывая терригенный тип разреза, были выбраны литологические типы, характеризующие процентное содержание песчаной и глинистой фракции. В литотипы пород для отложений нижней – средней юры были включены прослойки угля. Нефтематеринские толщи определялись как глини-

стые отложения, в различной степени обогащенные органическим веществом.

Термобарическая модель

В системе моделирования температура на верхней границе области расчета определяется палеоклиматическими условиями, характерными для эволюции бассейна [9]. Информация о палеогеографической обстановке зарождения и развития бассейна необходима как для оценки температур в момент отложения осадков на поверхности осадочной толщи, так и для определения исходного содержания и типа ОВ в связи с оценкой нефтегенерационного потенциала [1]. Вариации поверхностной температуры в процессе развития осадочного бассейна могут влиять и на скорости созревания ОВ в осадках при условии, что они охватывают достаточно большой промежуток времени (рис. 3).

Температурное моделирование проводилось на основе принятой структурно-литологической модели. При этом учитывались современные замеры теплового потока на поверхности [1, 2] и пластовых температур по скважинам. Калибровка температур-

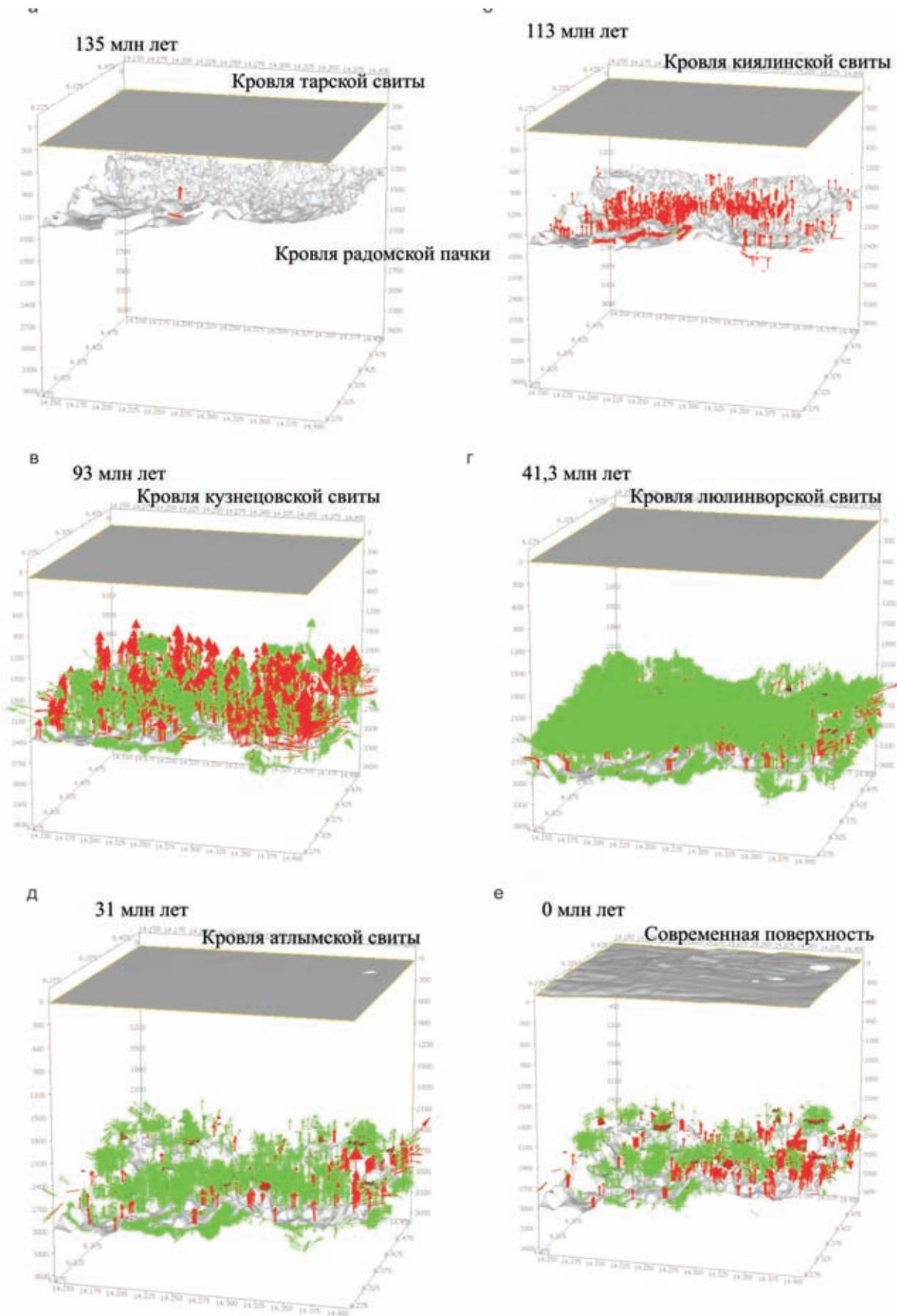


Рис. 4. Процессы нефтегазообразования в баженовской свите на конец формирования тарской (а), киялинской (б), кузнецовской (в), люлинворской (г), атлымской (д) свит и в настоящее время (е)
 Генерация и миграция УВ: зеленая стрелка – жидких, красная – газообразных

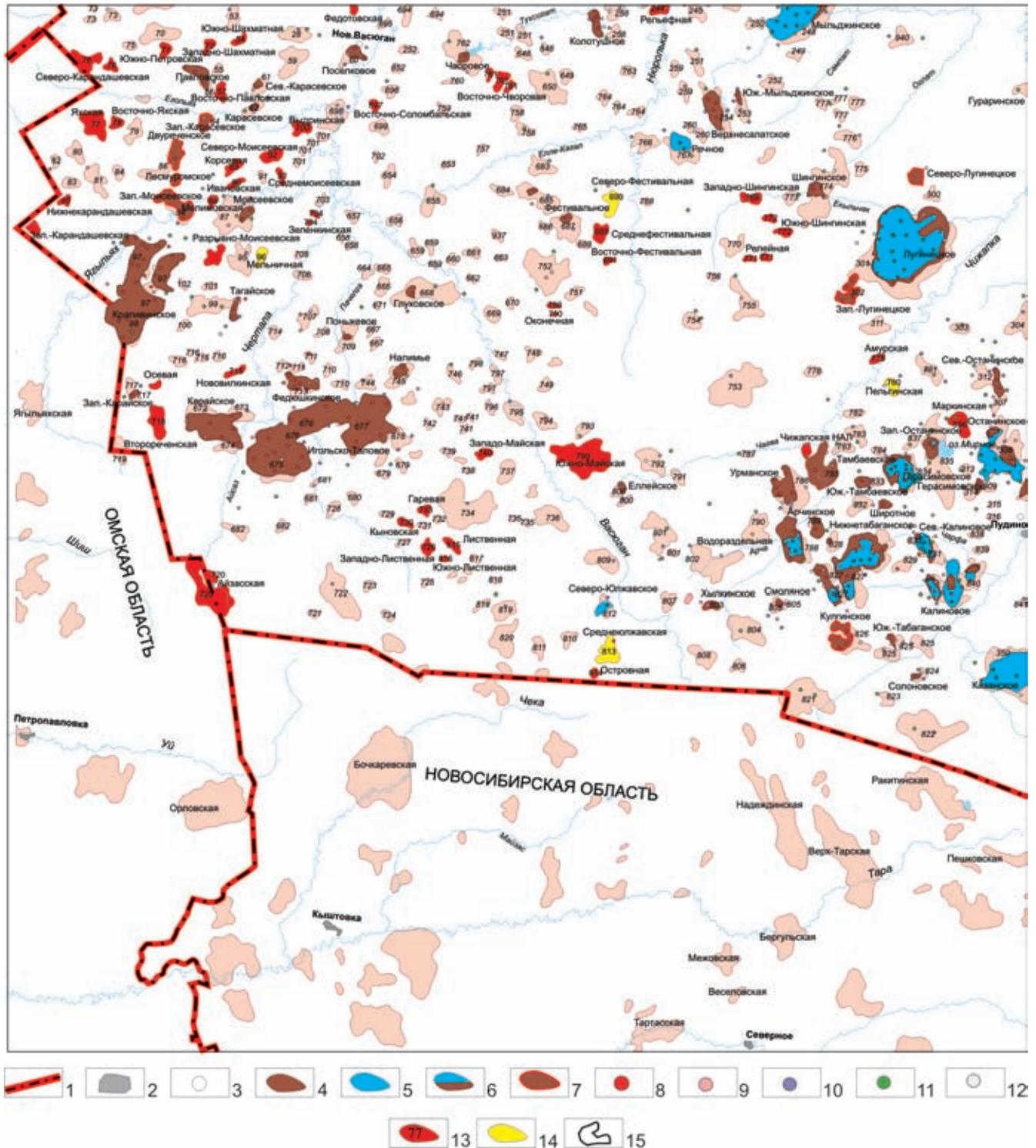


Рис. 5. Выкопировка карты распределенного и нераспределенного фонда недр Томской области и программа лицензирования нераспределенного фонда недр на 2004–2010 гг. (под ред. А. Э. Конторовича, 2003)

1 – административные границы; 2 – областной и районные центры, крупные населенные пункты; 3 – прочие населенные пункты; месторождения: 4 – нефтяные, 5 – газовые, 6 – нефтегазовые, 7 – открытые в 1991–2001 гг.; скважины: 8 – продуктивные, 9 – с нефтепроявлениями, 10 – водоносные, 11 – сухие, 12 – не испытанные; структуры: 13 – с ресурсами кат. C_3 , 14 – с ресурсами кат. C_3 , выведенные из бурения в 1991–2001 гг.; 15 – структурно-стратиграфическая ловушка с ресурсами кат. C_3 – D_1 .

Локальные структуры:

28 – Северо-Столбовая	59 – Черноозерная	71 – Южно-Петровская	79 – Южно-Котловинная
53 – Шахматная	60 – Поселковая	72 – Западно-Шахматная	80 – Карандашовская
54 – Южно-Шахматная	61 – Северо-Карасевская	73 – Пограничная	81 – Верхнекарандашовская
55 – Северо-Павловская	62 – Карасевская	76 – Северо-Карандашовская	82 – 1-я Карандашовская
56 – Павловская	64 – Западно-Карасевская	77 – Яхская	83 – 2-я Карандашовская
57 – Восточно-Павловская	70 – Петровская	78 – Восточно-Яхская	84 – Восточно-Карандашовская



85 – Нижнекарандашовская	658 – Южно-Левушкинская	721 – Южно-Тальянский	782 – Верхнетамбаевская
86 – Двуреченская	659 – Южно-Кузырская	722 – Тальянская	783 – Северо-Тамбаевская
87 – Моисеевская	660 – Северо-Глуховская	723 – Северо-Тальянская	784 – Северо-Герасимовская
88 – Мелимовская	661 – Предкотловинная	724 – Восточно-Тальянская	785 – Тамбаевская
89 – Корсева	662 – Восточно-Глуховская	725 – Верхнечерталинская	786 – Урманская
90 – Ивановская	663 – Западно-Фестивальная	726 – Западно-Лиственная	787 – Северо-Урманская
91 – Восточно-Ивановская	666 – Восточно-Хромовская	727 – Южно-Кыновский	788 – Арчинская г. п.
92 – Северо-Моисеевская	667 – Восточно-Поньжевая	728 – Раздельная	789 – Восточно-Арчинская
93 – Среднемоисеевская	668 – Глуховская	729 – Западно-Кыновская	790 – Южно-Урманская
94 – Западно-Моисеевская	669 – Западно-Оконечная	730 – Кыновская	791 – Южно-Чагвинская
95 – Южно-Моисеевская	670 – Северо-Оконечная	731 – Южно-Гаревая	792 – Чагвинская
96 – Мельничная	671 – Южно-Поньжевая	732 – Северо-Лиственная	793 – Восточно-Майская
97 – Крапивинская	672 – Карайская	733 – Гаревая	794 – Майская
98 – Западно-Крапивинская	673 – Северо-Карайская	734 – Пешеходная	795 – Северо-Майская
99 – Тагайская	674 – Южно-Карайская	735 – Восточно-Пешеходная	796 – Среднемайская
100 – Западно-Тагайская	675 – Игольская	736 – Западно-Лавровская	797 – Восточно-Черталинская
101 – Лутковская	676 – Северо-Игольская	737 – Верхнемайская	798 – Северо-Черталинская
102 – Южно-Постниковская	677 – Таловая	738 – Северо-Пешеходная	799 – Северо-Майская
244 – Рельефная	678 – Восточно-Таловая	739 – Западно-Черталинская	800 – Еллейская
245 – Гужихинская	679 – Южно-Таловая	740 – Западно-Майская	801 – Еллей-Игайская
246 – Малоколенсальская	680 – Угловая	741 – Южно-Черталинская	802 – Водораздельная
247 – Коленсальская	681 – Южно-Игольская	742 – Гарчакская	803 – Хилькинская
248 – Мыльджинская	682 – Северо-Айсазская	743 – Черталинская	804 – Верхневасюганская
249 – Маломыльджинская	683 – Угольная	744 – Северо-Таловая	805 – Смоляная
250 – Кумьельсинская	684 – Северо-Айкагальская	745 – Налимья	806 – Галеевская
251 – Бабушкинская	685 – Айкагальская	746 – Среднечерталинская	807 – Лосинская
252 – Мыгинская	686 – Кынгылатская	747 – Северо-Лавровская	808 – Южно-Лосинская
253 – Южно-Мыльджинская	687 – Фестивальная	748 – Спокойная	809 – Западно-Еллейская
254 – Верхнесалатская	688 – Малофестивальная	749 – Восточно-Лавровская	810 – Малопетряковская
255 – Ельцовая г. п.	689 – Среднефестивальная	750 – Оконечная	811 – Восточно-Зимняя
256 – Глухаринская	690 – Северо-Фестивальная	751 – Восточно-Оконечная	812 – Северо-Юлжавская
257 – Среднеключевская	691 – Восточно-Фестивальная	752 – Южно-Фестивальная	813 – Среднеюлжавская
258 – Колотушная	692 – Южно-Сосновская	753 – Нюльгинская	814 – Островная
259 – Чарымовская	693 – Восточно-Айполовская	754 – Тамратская	815 – Лиственная
260 – Речная	694 – Айполовская	755 – Квензерская	816 – Южно-Лиственная
300 – Северо-Лугинецкая	695 – Восточно-Алексеевская	756 – Западно-Квензерская	817 – Западно-Петряковская
301 – Лугинецкая	696 – Южно-Поселковая	757 – Западно-Елле-Кагальская	818 – Петряковская
302 – Западно-Лугинецкая	697 – Восточно-Соломбальская	758 – Елле-Кагальская	819 – Северо-Зимняя
303 – Калганакская	698 – Соломбальская	759 – Седловинная	820 – Зимняя
304 – Лосиноярская	699 – Центральная	760 – Западно-Чворовая	821 – Львовская
305 – Юбилейная	700 – Выдринская	761 – Восточно-Чворовая	822 – Таволгинская
307 – Северо-Останинская	701 – Южно-Выдринская г. п.	762 – Чворовая	823 – Осиновская
308 – Останинская	702 – Северо-Медведковская	763 – Южно-Колотушная	824 – Солоновская
309 – Южно-Останинская	703 – Левушкинская	764 – Северо-Речная	825 – Южно-Табаганская
311 – Колгинская	704 – Зеленкинская	765 – Контышевская	826 – Кулгинская
312 – Южно-Калганакская	705 – Малочерталинская	766 – Змеиная	827 – Нижнетабаганская
313 – Верхнеостанинская	706 – Пачелгинская	767 – Лучистая	828 – Северо-Табаганская
314 – Среднеостанинская	707 – Восточно-Моисеевская	768 – Подгорная	829 – Хатчинская
315 – Боталевская	708 – Загорная	769 – Западно-Шингинская	830 – Межструктурная
316 – Чарфинская	709 – Поньжевая	770 – Средняя	831 – Северо-Калиновая
350 – Казанская	710 – Восточно-Федюшкинская	771 – Релейная	832 – Широкая
648 – Ай-Куланская	711 – Западно-Поньжевая	772 – Южно-Шингинская	833 – Южно-Тамбаевская
649 – Восточно-Куланская	712 – Западно-Федюшкинская	773 – Верхнешингинская	834 – Герасимовская
650 – Куланская	713 – Федюшкинская	774 – Шингинская	835 – Западно-Останинская
651 – Рыбная	714 – Южно-Долинная	775 – Миндалакская	836 – Маркинская
652 – Восточно-Поселковая	715 – Нововилкинская	776 – Кыкинская	837 – Белая
653 – Северо-Кузырская	716 – Кулусай-Игайская	777 – Самлатская	838 – Стариковская
654 – Круглоболотная	717 – Западно-Карайская	778 – Неголтокская	839 – Лазаревская
655 – Кузырская	718 – Второреченская	779 – Амурская	840 – Калиновая
656 – Северо-Могутаевская	719 – Осевая	780 – Пельгинская	841 – Пономаревская
657 – Могутаевская	720 – Айсазская	781 – Сельвейкинская	940 – Воскресенская

ной истории выполнялась с использованием значенной отражающей способности витринита (R_v).

Степень катагенетической преобразованияности ОВ тогурских отложений отвечает стадиям катагенеза MK_1^2 – MK_2 , радомской пачки тюменской свиты – MK_1^2 , баженовской свиты – MK_1^1 – MK_1^2 [4]. Анализировались разные варианты при постоянном и дифференцированном во времени тепловом

потоке. Результаты моделирования подтверждают, что с изменением величины теплового потока изменяется время начала генерации и миграции углеводородов, степень заполнения ловушек и фазовый состав флюидов в прогнозируемых залежах. Устранение неопределенностей, связанных с тепловой историей, возможно за счет построения более детальных схем современной отражательной спо-

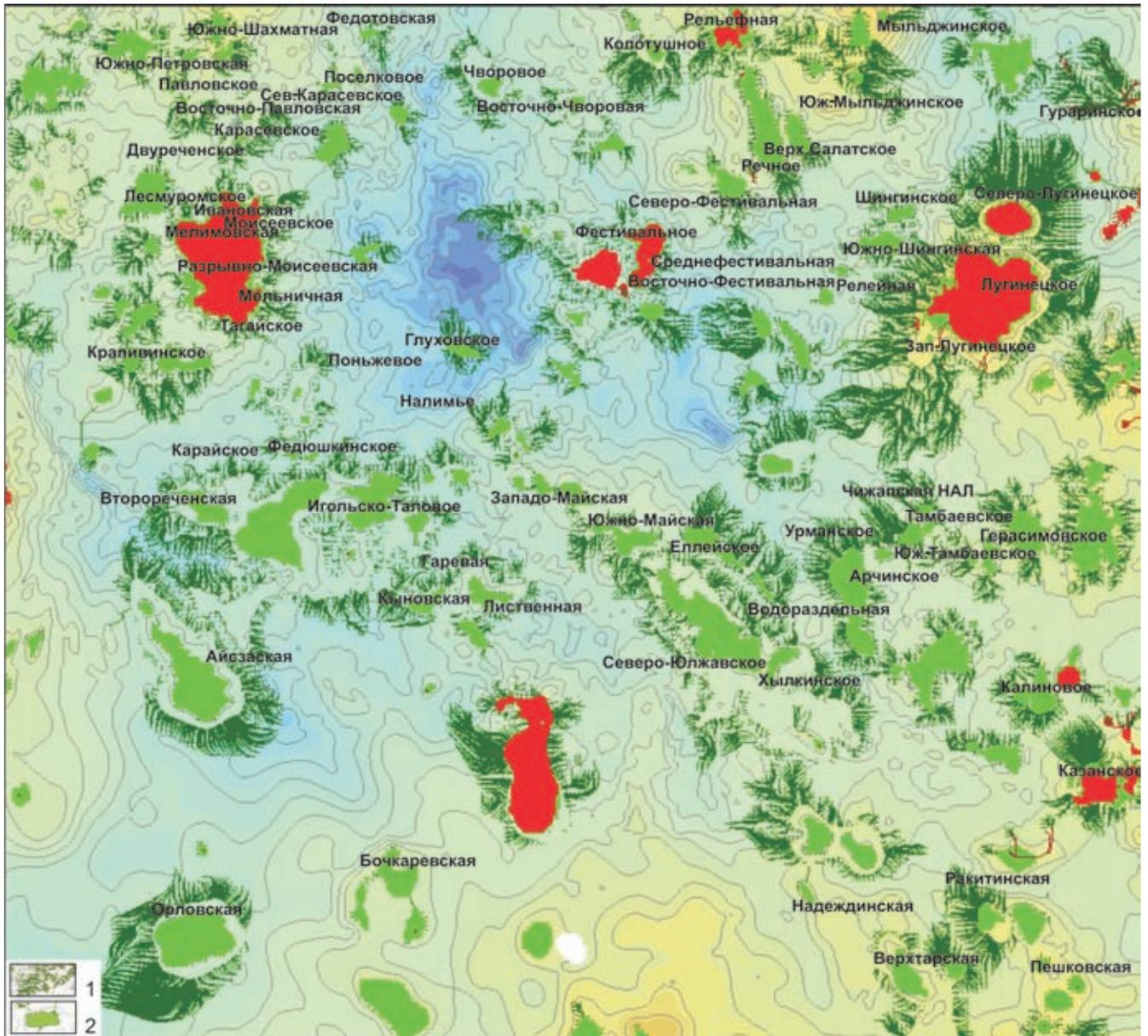


Рис. 6. Результаты моделирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Нюрольской мегавпадины 1 – пути миграции флюида; 2 – крупнейшие скопления, соответствующие реальным залежам в верхнеюрском комплексе (УВ: зеленый – жидкие, красный – газообразные)

способности витринита на разных уровнях и использования для калибровки глубинного теплового потока на нижней границе верхней мантии [8].

Свойства нефтематеринских пород используются как входные данные для моделирования реакций деструкции ОВ с образованием углеводородов. Основные свойства – общее содержание $C_{орг}$ и HI, установленный при пиролизе образцов породы для определения потенциала нефтегазообразования. Для моделирования степени и динамики преобразования рассеянного органического вещества необходимо знать и кинетические параметры термического превращения керогена материнской породы в нефть и газ.

Тогурские аргиллиты обладают высоким генерационным потенциалом. Концентрация $C_{орг}$ в них варьирует от 1,5 до 5,0 %, а значения HI составля-

ют в среднем 460 мг УВ/г $C_{орг}$. Континентальные аргиллиты тюменской свиты (радомская пачка) содержат до 2 % $C_{орг}$, значения HI в их ОВ достигает 260 мг УВ/г $C_{орг}$. ОВ тогурской и тюменской свит представлено керогеном III типа, образованным из остатков высших наземных растений, его разложение происходит в субэпизональных условиях. При пиролизе он выделяет больше газообразных УВ [5].

По сложившимся представлениям, наибольший вклад в общие объемы генерированных в осадочном чехле Западной Сибири жидких УВ внесли керогены баженовской свиты и ее аналогов [3]. Как хорошо известно из многочисленных работ А. Э. Конторовича с соавторами, кероген баженовской свиты относится ко II типу.

Отложения баженовской свиты Нюрольского НГР – это карбонатно-глинисто-кремнистые черные



битуминозные аргиллиты. ОВ в них выступает в качестве породообразующего компонента, а захороненное является представителем керогена II типа, который образуется в морских резко восстановительных обстановках, обогащенных детритом зоо- и фитопланктона. Содержание $C_{орг}$ достигает 12 %, а HI – 700 мг УВ/г $C_{орг}$. Наиболее ярким представителем керогена II типа считаются нефтематеринские породы нижнетюменских горизонтов Парижского бассейна.

При моделировании масштабов нефтегазообразования в настоящей работе были использованы термодинамические уравнения, описывающие темпы реализации УВ потенциала керогенами, близкими по параметрам к керогенам из стандартных библиотек PetroMod.

Моделирование направлено на определение зрелости основных нефтематеринских толщ по площади исследований, выделение очагов генерации углеводородов, оценку объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов, выявление зон дренирования для перспективных объектов и оценку фазового состава флюидов в залежах.

Результаты и выводы

На рис. 4 показаны время вхождения нефтематеринских толщ в зоны газо- и нефтеобразования, начало генерации и миграции образовавшихся в них УВ. В качестве репера приведена радомская пачка, ее отложения покрывают всю территорию Нюрольской мегавпадины за исключением наиболее высоких поднятий. На конец образования тарской свиты (135 млн лет) (рис. 4, а) нефтематеринская тогурская пачка входит в главную зону нефтеобразования, и практически моментально в масштабах геологического времени начинается миграция газообразных УВ из нефтегазоматеринской породы в коллектор: вертикальная – по трещинам и ослабленным разломным зонам и горизонтальная – всплывание УВ по восстанию пласта-коллектора. Так как тогурская пачка распространена на территории исследования не повсеместно, а лишь заполняет впадины в структурах доюрского основания, ее вклад в масштабы генерации газа не велик. На конец образования киялинской свиты (113 млн лет) (см. рис. 4, б) в «нефтяное окно» входят континентальные отложения тюменской свиты (радомская пачка). Углистые осадки тюменской свиты уже полностью перекрывают доюрское основание, и процессы образования газообразных УВ охватывают всю территорию Нюрольской мегавпадины, наиболее интенсивно проявляясь в более погруженных частях. К концу формирования кузнецовской свиты (93 млн лет) (см. рис. 4, в) баженовская свита, наряду с радомской пачкой и тогурской свитой, входит в главные фазы нефте- и газообразования и генерирует жидкие УВ, которые мигрируют в ниже- и вышележащий коллекторы, а затем по пласту-коллектору, формируя залежи жидких и газообразных УВ. До

начала формирования атлымской свиты процессы генерации жидких УВ происходят интенсивно (см. рис. 4, г, д), нарастая во времени, а процессы газообразования постепенно затухают. В современное время генерация нефти и газа не прекращается (см. рис. 4, е).

Таким образом, на момент вступления нефтематеринских толщ в главную зону нефтегазообразования в мел-туронское время основные палеоподнятия – потенциальные ловушки нефти и газа – и основные региональные глинистые толщи, служащие покрывками, в Нюрольской мегавпадине были уже сформированы, тем самым были созданы все условия для образования залежей УВ.

В результате выполненных работ удалось построить модель, которая показывает и доказывает возможность формирования скоплений жидких и газообразных УВ в верхнеюрских песчаных отложениях горизонта Ю₁ за счет процессов нефтегазообразования в нижнесреднеюрских и верхнеюрской баженовской нефтегазоматеринских толщах (рис. 5, 6). Крупнейшие модельные скопления пространственно совпадают с существующими залежами УВ Нюрольского НГР и сопредельных территорий, что подтверждает адекватность выполненных построений. Разница в положении выявленных и модельных скоплений УВ приводит к выводу о существенном влиянии литологического фактора на конфигурацию ловушек или возможной неточности структурных построений.

Работа выполнена в рамках программы VIII.73.2 фундаментальных научных исследований СО РАН в программном комплексе PetroMod компании «Шлюмберге».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Галушкин Ю. И.** Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный мир, 2007. – 456 с.
2. **Дучков А. Д., Соколова Л. С.** Атлас геотермических карт Сибири // Информационные технологии и обратные задачи рационального природопользования: матер. междунар. конф. – Ханты-Мансийск, 2005. – Точка доступа: http://old.uriit.ru/conf_erohin_50/Part_03_07.pdf.
3. **Историко-геологическое** моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А. Э. Конторович, Л. М. Бурштейн, Н. А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 1179–1226.
4. **Конторович В. А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. – 253 с.
5. **Костырева Е. А.** Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.



6. **Малышев Н. А., Обметко В. В., Бородулин А. А.** Роснефть: бассейновое моделирование для оценки перспектив нефтегазоносности акваторий // Российские нефтегазовые технологии. – 2013. – № 11. – С. 44–52.

7. **Моделирование** нефтегазоносного бассейна Аляски и перспективы для Сибири / О. Шенк, Д. Спахич, К. Дж. Берд, К. Е. Питерс // Российские нефтегазовые технологии. – 2011. – № 12. – С. 40–54.

8. **Моделирование** процессов нафтидогенеза в юрских комплексах центральных районов Пайдугинской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Л. М. Бурштейн, А. А. Тепляков, А. Н. Фомин, А. В. Шпильман // Успехи органической геохимии: матер. Всерос. науч. конф. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. – С. 73–77.

9. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.

10. **Применение** технологии бассейнового моделирования – программного пакета PetroMod в учебном процессе РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина / В. Ю. Керимов, Т. Хантшел, К. Соколов, М. С. Сидорова // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 4. – С. 38–47.

11. **Magoon L. B., Dow W. G.** The Petroleum system: from source to trap. – Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1994. – 655 p.

REFERENCES

1. Galushkin Yu.I. *Modelirovanie osadochnykh basseyinov i otsenka ikh neftegazonosnosti* [Modelling of sedimentary basins and appraisal of their petroleum content]. Moscow, Nauchny mir Publ., 2007. 456 p. (In Russ.).

2. Duchkov A.D., Sokolova L.S. [Atlas of geochemical maps of Siberia]. *Materialy mezhdunarodnoy konferentsii «Informatsionnye tekhnologii i obratnye zadachi ratsional'nogo prirodopol'zovaniya»*. *Informatsionnye tekhnologii i obratnye zadachi racional'nogo prirodopol'zovaniya* [Proc. of International Conference Information Technologies and Reverse Tasks of Rational Management of Natural Resources]. Khanty-Mansiysk, Russia, 12–14 April 2005. Available at: http://old.uriit.ru/conf_erohin_50/Part_03_07.pdf. (In Russ.).

3. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., et al. [Historical-geological modeling of

hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.

4. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic–Cenozoic deposits of the south-east of West Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., GEO Branch, 2002. 253 p. (In Russ.).

5. Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in the south-east of West Siberia]. Novosibirsk, SB RAS Publ., GEO Branch, 2005. 183 p. (In Russ.).

6. Malyshev N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A. [Rosneft: Basin modeling to appraise petroleum potential of offshore areas]. *Rossiyskie neftegazovye tekhnologii – Russian Petroleum Technology*, 2013, no. 11, pp. 44–52. (In Russ.).

7. Shenk O., Spahich D., Berd K.Dzh., Piter K.E. [Modelling of a petroleum basin in Alaska and prospects for Siberia]. *Rossiyskie neftegazovye tekhnologii – Russian Petroleum Technology*, 2011, no. 12, pp. 40–54. (In Russ.).

8. Burshteyn L.M., Teplyakov A.A., Fomin A.N., Shpilman A.V. [Modelling of naphtide genesis in the Jurassic plays in the central Payduginskaya petroleum region, West-Siberian petroleum province]. *Uspekhi organicheskoy geokhimii: Materialy Vseros. Nauch. Konf. (11-15 oktyabrya 2010 g.)* [Progress in organic geochemistry. Proc. of the all-Russian Scientific Conference (11–15 October 2010)]. Novosibirsk, IPGG SB RAS Publ., 2010, pp. 73–77. (In Russ.).

9. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., et al. [Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin]. *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 972–1012.

10. Kerimov V.Yu., Khantshel T., Sokolov K., Sidorova M.S. [Application of basing modelling technology—PETROMOD software during classes in the I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas]. *Neft, gaz i biznes – Oil, Gas and Business*, 2011, no. 4, pp. 38–47. (In Russ.).

11. Magoon L. B., Dow W. G. The Petroleum system: from source to trap. Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists, 1994. 655 p.

© М. О. Захрямина, 2016