

Прогноз заполнения пород доюрского основания углеводородами на основе моделирования нефтегазоносных систем (Западная Сибирь)

© 2018 г. | О.А. Важенина, А.В. Тригуб

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геохимии», Тюмень, Россия;
vazheninaoa@zsniiigg.ru; trigubav@zsniiigg.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *бассейновое моделирование; нефтегазоматеринская порода; источник углеводородов; миграция; органическое вещество; доюрский комплекс.*

На малоизученных территориях, даже с определенным потенциалом нефтегазоносности, всегда существует большой риск отрицательного результата проведения геолого-разведочных работ. На начальной стадии изучения конкретного района, особенно в последнее время, используется комплексный анализ геолого-геофизических данных для выявления возможных предпосылок для обнаружения нефтегазоносных залежей и определения объема содержащихся в них углеводородов. При объединении аналитических результатов истории развития тектонических, седиментационных, геохимических и других процессов появляется возможность смоделировать условия формирования (или отсутствия) залежей нефти и газа. В статье выявлены критерии, при которых в ходе геологической истории могла существовать возможность заполнения пород-коллекторов доюрского комплекса углеводородами. Для этого авторами статьи смоделированы процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов по трем композитным разрезам площадных сейсмопрофилей на территориях Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого автономных округов и Томской области, в пределах которых открыты залежи углеводородов в доюрском комплексе.

Для цитирования: Важенина О.А., Тригуб А.В. Прогноз заполнения пород доюрского основания углеводородами на основе моделирования нефтегазоносных систем (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 39–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-39-51.

Prediction of hydrocarbon charging of pre-Jurassic basement rocks on the basis of petroleum systems modelling (Western Siberia)

© 2018 | O.A. Vazhenina, A.V. Trigub

ZapSibNIIIGG, Tyumen, Russia; vazheninaoa@zsniiigg.ru; trigubav@zsniiigg.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *basin modelling; oil and gas source rock; source of hydrocarbons; migration; organic matter; pre-Jurassic series.*

In the underexplored areas, even with certain petroleum potential, there are always high risks that exploration and prospecting results will bring no success. In the early stage of certain area exploration, especially in these recent times, integrated analysis of geological and geophysical data is used to identify possible conditions for oil and gas pools discovery and estimation of hydrocarbon amount in them. When analytical data on the development of tectonic, depositional, geochemical and other processes are integrated, modelling of oil and gas pools formation (or absence) becomes possible. The main purpose of the work summarized in the paper was to define criteria of possibility that the pre-Jurassic reservoir rocks will be filled with hydrocarbons during the course of geological history. To that end, the authors have modelled the processes of hydrocarbon generation, migration, and accumulation along three slalom seismic lines (belonging to 2D surveys) running across the territories in KhMAO, YaNAO, and Tomsk Oblast, where hydrocarbon pools were discovered in the pre-Jurassic series. Data obtained in the course of the studies allowed the authors to identify main hydrocarbon migration paths and time where the hydrocarbon migration from oil and gas source rocks to the pre-Jurassic reservoir rocks started, as well as the necessary conditions of possible filling of hydrocarbon traps during the geological history. Availability of more complete geochemical information and presence of wells drilled in the Palaeozoic series for hundreds of meters make it possible to create more accurate models of promising areas.

For citation: Vazhenina O.A., Trigub A.V. Prediction of hydrocarbon charging of pre-Jurassic basement rocks on the basis of petroleum systems modelling (Western Siberia). *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):39–51. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-39-51.

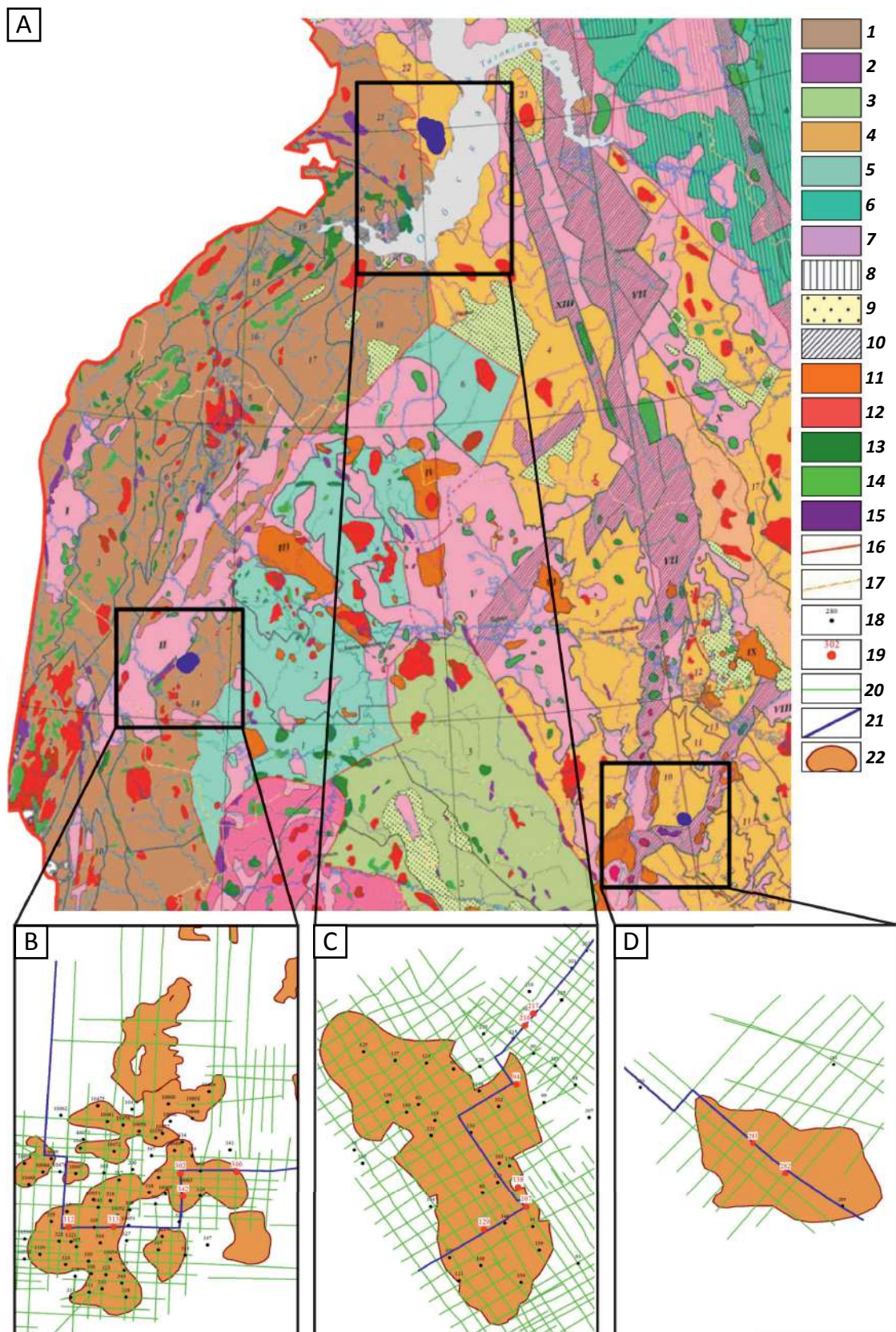
Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ в доюрском комплексе пород — непростая задача. Основным условием формирования и размещения скоплений нефти в породах фундамента является благоприятный геодинамический режим, при котором в непосредственной близости

от последних залегают осадочные породы с большим объемом органики. Рассмотрим источники залежей УВ доюрского комплекса для оценки их генерационного потенциала и его реализации в ходе геологической истории, а также степень катагенетической преобразованности органического вещества на примере

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Обзорная схема расположения исследуемых районов

Fig. 1. Location map of the regions under investigation



Усл. обозначения к рис. 1.

А — фрагмент структурно-тектонической карты Западно-Сибирской плиты (по данным ФГБУ «ЗапСибНИИГ», 2016); схемы геолого-геофизической характеристики месторождений: В — Убинского, С — Новопоортковского, D — Речного.

Консолидированные блоки доюрского основания (1–6): 1 — Уральский, структуры: 1 — Тагильско-Ляпинский, 2 — Иссетско-Салдинский, 3 — Сартыньинский, 4 — Сысконсыньский, 5 — Березовский, 6 — Шухтунгорский, 7 — Игримский, 8 — Северо-Сосьвинский, 9 — Алапаевский, 10 — Камышловский, 11 — Талицкий, 12 — Троицко-Кенгусайский, 13 — Шадринский, 14 — Шаимский, 15 — Верхне-Сургутский, 16 — Гортский, 17 — Полуйский, 18 — Ярудейский, 19 — Харбейский, 20 — Щучинский; **2 — Казахстанский, структуры:** 1 — Тюменско-Кустанайский, 2 — Тобольский, 3 — Вагай-Ишимский, 4 — Викуловский, 5 — Полтавский; **3 — Салымский, структуры:** 1 — Старосолдатско-Михайловский, 2 — Тарско-Муромцевский, 3 — Верхнедемьянский; **4 — Центрально-Западно-Сибирский, структуры:** 1 — Верхневасюганский, 2 — Межовский, 3 — Каймысовско-Вартовский, 4 — Ноябрьский, 5 — Сергеевский, 6 — Кыштовский, 7 — Малоичский, 8 — Чагвинский, 9 — Нюрольский, 10 — Северо-Васюганский, 11 — Парбигско-Соболиный, 12 — Александровский, 13 — Сильгинский, 14 — Нарымско-Колпашевский, 15 — Никольский, 16 — Пыль-Караминский, 17 — Сабунский, 18 — Тазовский, 19 — Тебисский, 20 — Убинский, 21 — Нижнепурпейский, 22 — Нурминский, 23 — Нейтинский, 24 — Северо-Ямальский, 25 — Байдаратский; **5 — Ханты-Мансийский, структуры:** 1 — Шунгурско-Заозерный, 2 — Согомский, 3 — Красноленинский, 4 — Верхнеляминский, 5 — Западно-Ватлорский, 6 — Верхненадымский; **6 — Енисей-Туруханский, структуры:** 1 — Лекосский, 2 — Сымско-Баихский, 3 — Дубчесский, 4 — Касский, 5 — Енисейский, 6 — Маковский, 7 — Долганский, 8 — Няояхский, 9 — Мессояхский, 10 — Яковлевский; **7 — Уренгойско-Колтогорская тектономагматическая система, районы:** I — Сарманский, II — Шеркалинский, III — Рогожниковский, IV — Тромъеганский, V — Сургутский, VI — Урьевско-Покачевский, VII — Колтогорский, VIII — Усть-Тымский, IX — Тунгольский, X — Верхне-толькинский, XI — Худосейский, XII — Усть-Енисейский, XIII — Худуттейский, XIV — Ямальский; **впадины, прогибы, выполненные (8, 9): 8** — карбонатными и терригенными породами, **9** — терригенно-осадочными породами; **10** — зоны полной или частичной деструкции консолидированной коры; **11** — кислые эффузивы; **12** — гранитоиды; **13** — габброиды; **14** — диориты; **15** — ультрабазиты; **границы (16, 17): 16** — консолидированных блоков, **17** — административная; **скважины (18, 19): 18** — пробуренные, **19** — продуктивные по доюрскому комплексу; **20** — площадные профили; **21** — линия композитного разреза площадных сейсмопрофилей; **22** — контур месторождений

Legend for Fig. 1.

A — fragment of structural and tectonic map, West Siberian Plate (according to Federal State Budgetary Institution ZapSibNIIG, 2016); schemes of geological and geophysical characteristics of the fields: B — Ubinsky, C — Novoportovskoy, D — Rechnoe.

Consolidated blocks of the pre-Jurassic basement (1–6): 1 — Ural, structures: 1 — Tagilsko-Lyapinsky, 2 — Issetsky-Saldinsky, 3 — Sartyń'iksky, 4 — Syskonsyn'sky, 5 — Berezovsky, 6 — Shukhtungorsky, 7 — Igrimsky, 8 — North Sos'vinsky, 9 — Alapaevsky, 10 — Kamyshlovsky, 11 — Talitsky, 12 — Troitsky-Kengusaisky, 13 — Shadrinsky, 14 — Shaimsky, 15 — Verkhnesyngsky, 16 — Gortsky, 17 — Poluisky, 18 — Yarudeisky, 19 — Kharbeisky, 20 — Schuch'insky; **2 — Kazakhstansky, structures:** 1 — Tyumensky-Kustanaisky, 2 — Tobolsky, 3 — Vagai-Ishimsky, 4 — Vikulovsky, 5 — Poltavsky; **3 — Salymsky, structures:** 1 — Starosoldatsky-Mikhailovsky, 2 — Tarsky-Muromtsevsky, 3 — Verkhnedemiansky; **4 — Central-West-Siberian, structures:** 1 — Verkhnevasyugansky, 2 — Mezhovsky, 3 — Kaimysovsky-Vartovsky, 4 — Noyabr'sky, 5 — Sergeevsky, 6 — Kyshtovsky, 7 — Maloichsky, 8 — Chagvinsky, 9 — Nyurof'sky, 10 — North Vasyugansky, 11 — Parbigsky-Soboliny, 12 — Aleksandrovsky, 13 — Sil'ginsky, 14 — Narymsky-Kolpashevsky, 15 — Nikol'sky, 16 — Pyl'-Karaminsky, 17 — Sabunsky, 18 — Tazovsky, 19 — Tebissky, 20 — Ubinsky, 21 — Nizhnepurpeisky, 22 — Nurminsky, 23 — Neitinsky, 24 — North Yamal'sky, 25 — Baidaratsky; **5 — Khanty-Mansiisky, structures:** 1 — Shungursko-Zaozerny, 2 — Sogomsky, 3 — Krasnoleninsky, 4 — Verkhneliaminsky, 5 — West Vatlorsky, 6 — Verkhnenadymsky; **6 — Yenisei-Turukhansky, structures:** 1 — Lekossky, 2 — Symsky-Baikhsky, 3 — Dubchessky, 4 — Kassky, 5 — Yeniseisky, 6 — Makovsky, 7 — Dolgansky, 8 — Nadoyakhsky, 9 — Messoyakhsky, 10 — Yakovlevsky; **7 — Urengoiysky-Koltogorsky tectonic and plutonic system, regions:** I — Sarmansky, II — Sherkalinsky, III — Rogozhnikovsky, IV — Trom'egansky, V — Urv'sky-Pokachevsky, VII — Koltogorsky, VIII — Ust'-Tymsky, IX — Tungol'sky, X — Verkhnetol'kinsky, XII — Ust'-Yeniseisky, XIII — Khudutteisky, XIV — Yamalsky; **depressions, troughs filled with (8, 9): 8** — carbonate and terrigenous rocks, **9** — terrigenous-sedimentary rocks; **10** — zones of complete or partial destruction of consolidated crust; **11** — acid volcanic rocks; **12** — granitoids; **13** — gabbroids; **14** — diorites; **15** — ultrabasites; **borders (16, 17): 16** — consolidated blocks, **17** — administrative; **wells (18, 19): 18** — drilled, **19** — producing from the pre-Jurassic series; **20** — 2D lines; **21** — slalom line; **22** — field limits

Убинского (Ханты-Мансийский АО), Новопоортковского (Ямало-Ненецкий АО) и Речного (Томская область) месторождений УВ (рис. 1).

Районы и объекты исследований

Выбор районов для проведения бассейнового моделирования определялся наличием открытых месторождений УВ в доюрском комплексе, присутствием в доюрском комплексе резервуаров разных по мощности, литологическому составу и глубине залегания, наличием необходимого объема геолого-геофизической информации и геохимических исследований. Территории проведения бассейнового моделирования имеют плотную сетку 2D-сейсмического профилирования, поисково-разведочные сква-

жины испытаны на всех перспективных интервалах, включая породы доюрского комплекса.

Убинское нефтяное месторождение в тектоническом отношении приурочено к Шаимскому мегавалу (см. рис. 1). Основным продуктивным интервалом в доюрском комплексе являются пористо-трещиноватые сланцы коры выветривания. Максимальные дебиты нефти из отложений коры выветривания составили 46 м³/сут.

Новопоортковское нефтегазоконденсатное месторождение в тектоническом отношении приурочено к Южно-Ямальскому валу. К основным продуктивным интервалам в доюрском комплексе относятся внутрипалеозойские толщи девон-каменноугольного возраста. На Новопоортковском месторождении



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

установленная толщина карбонатного разреза в отдельных участках превышает 1000 м (скв. Новопортовская-300). Максимальные дебиты газа из доюрского комплекса определены в 837 тыс. м³/сут. *Речное газоконденсатное месторождение* в тектоническом плане расположено в пределах локальных поднятий Лучистое и Змеиное, осложняющих южную переклиналь Среднеасяганского мегавала. Основным продуктивным интервалом в доюрском комплексе являются трещиноватые известняки верхней части палеозоя. Максимальные дебиты газа из палеозойских отложений составили 98,7 тыс. м³/сут.

Источники и пути миграции УВ в доюрском комплексе

Наиболее дискуссионные и сложные вопросы — генезис нефти и условия формирования залежей УВ в ловушках фундамента. Существуют две основные точки зрения об источнике нефти в зоне контакта палеозойского складчатого основания и мезозойского осадочного чехла: 1) палеозойские образования рассматриваются как самостоятельный нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий комплекс; 2) формирование залежей в палеозое связано с мезозойскими отложениями. Однако в настоящее время большинство исследователей сходятся во мнении, что нефтегазоматеринскими породами (НГМП) для УВ палеозойских залежей в каждом конкретном случае могут быть как палеозойские, так и мезозойские отложения (Трофимук А.А., Вышемирский В.С., 1975; Верховская Н.А., Лебедева Л.В., 1981; Голышев С.И. и др., 1991; Рыжкова С.М., Бадмаева Ж.О., 1994; Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., 1997; Конторович А.Э. и др., 1998; Костырева Е.А., 2005).

Возможность миграции углеводородов из юрских нефтематеринских отложений в породы доюрского комплекса подтверждена результатами лабораторных исследований, выполненных специалистами геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова [1]. Ими были проанализированы нефти, полученные как из палеозойских, так и из вышележащих юрских отложений. Так, нефтематеринскими толщами нефти из коры выветривания палеозоя Северо-Останинского месторождения и из песчаников тюменской свиты Вартовского месторождения, вероятно, являются аргиллиты тогурской свиты нижней юры и глинистые прослои тюменской свиты средней юры.

Генетическую принадлежность залежей доюрского комплекса Новопортовского месторождения к нефтегазоматеринским породам внутреннего палеозоя подтверждают результаты биомаркерного анализа УВ скв. Новопортовская-216. По результатам данного анализа битумоиды в скв. Новопортовская-216 являются автохтонными, значения биомаркерных параметров указывают на аквагенный генотип ис-

ходного органического вещества, в то время как углеводородам, генетически связанным с нижнеюрскими нефтегазоматеринскими толщами, свойственен смешанный террагенно-аквагенный состав исходного органического вещества. В качестве вторичного признака наличия собственных источников для внутрипалеозойских коллекторов может служить тот факт, что залежи углеводородов перемещаются на многие сотни (иногда и тысячи) метров ниже кровли доюрского комплекса.

В районах Убинского, Новопортовского и Речного месторождений УВ по результатам анализа данных пиролиза и литературным источникам [2] зрелые нефтегазоматеринские породы присутствуют в отложениях шеркалинской (тогурская и радомская глинистые пачки и ее аналоги), тюменской и баженовской (и ее аналоги) свит. Свойства НГМП определены по результатам геохимических исследований керн из скважин, пробуренных в пределах исследуемых месторождений и сопредельных площадей (таблица).

В пределах Убинского месторождения мощность баженовской свиты в среднем составляет 50–55 м. На Новопортовском месторождении мощность тогурской пачки глин в среднем изменяется от 10 до 20 м, радомской — от 10 до 20 м, мощность баженовской свиты вследствие верхнеюрского размыва сокращена и составляет в среднем 5–10 м. На территории Речного месторождения мощность радомской пачки около 10–15 м, мощность баженовской свиты в среднем равна 18–20 м. Для залежей УВ в трещинно-кавернозных образованиях фундамента роль зональных флюидоупоров могут играть, наряду с региональными глинисто-аргиллитовыми толщами юрского/палеозойского возраста, плохо проницаемые кристаллические или карбонатные породы, залегающие в кровле выступов фундамента.

Залежи нефти в доюрских отложениях могут формироваться несколькими способами. Если источником УВ являются внутривпалеозойские толщи, миграция флюидов осуществляется вверх по разломам и зонам разуплотнения к доюрскому резервуару. Во втором случае — это нисходящая миграция УВ из вышележащих отложений. Это объясняется тем, что палеозойский, его верхняя часть, где развита трещиноватость и кавернозность, и мезо-кайнозойский комплексы по гидродинамическому режиму представляют собой резко отличные объекты с различными пластовыми давлениями, причем часто меньшими в палеозойском коллекторе. В третьем случае латеральная миграция УВ осуществляется из прилегающих к выступам фундамента отложений.

Методика моделирования нефтегазоносных систем

При моделировании использован программно-методический комплекс PetroMod (Schlumberger). Система PetroMod ориентирована на моделирование

Таблица. Средние характеристики нефтегазоматеринских пород в пределах исследуемых районов по данным пиролиза
Table. Average characteristics of oil and gas source rocks within the regions under investigation (in accordance with pyrolysis data)

Месторождение	НГМП	Тип ОВ	$C_{орг}$ %	Стадия катагенеза	S_1 , мг УВ/г	S_2 , мг УВ/г	T_{max} °С	HI, мг УВ/г $C_{орг}$
Убинское	Радомская пачка глин	Гумусовый, гумусово-сапропелевый	3,4–12,1	МК ₂	0,8	18	440	180
	Баженовская свита	Сапропелевый	3–29	МК ₁	6,4	52,1	434	500
Новопортовское	Внутри РЗ-толщи	Гумусово-сапропелевый	0,2–3	МК _{3–4}	0,1	0,3	496	150
	Тогурская пачка глин	Сапропелевый, гумусово-сапропелевый	1	МК _{2–3}	Очень низкий	< 0,2	486	–
	Радомская пачка глин			МК _{2–3}				–
	Тюменская свита	Гумусовый, гумусово-сапропелевый	2–3,7	МК ₁ –МК ₃	1,5	8,5	< 430	300
Баженовская свита	Сапропелевый	4–6	МК _{1–2}	< 0,2	0,33	454	–	
Речное	Тогурская пачка глин	Гумусовый, гумусово-сапропелевый	1–3	МК ₂	Очень низкий		450	–
	Радомская пачка глин			МК ₂				–
	Баженовская свита	Сапропелевый	6–9	МК _{1–2}	0,5–1	4	430	335

основных процессов, протекающих при формировании скоплений УВ. По выбранным композитным разрезам площадных сейсмопрофилей создан структурный каркас строения доюрских и юрско-меловых отложений, отражающий закономерности их осадконакопления. Протяженность композитного сейсмогеологического разреза в пределах Убинского месторождения составляет 56,1 км, Новопортовского — 62,8 км, Речного — 12,8 км (рис. 2).

На первом этапе была построена цифровая модель, включающая элементы нефтегазоносных систем (нефтегазоматеринских пород, коллекторов и покрышек), возраст отложений, литолого-фациальные особенности, тип кинетической реакции, время активации разломов и т. д. Далее произведен пересчет свойств НГМП на момент ее формирования ($C_{орг}$, HI₀), так как от этого напрямую зависит объем генерируемых УВ. Для восстановления истории погружения и прогрева исследуемых территорий в модели задавались граничные условия: палиобатиметрия — палеоглубины воды на момент отложения осадков (часто на основе палеогеографических карт); температура на границе раздела сред (часто вручную либо автоматически на основе температуры поверхности и палеоглубины воды); значение теплового потока.

После первой итерации авторы статьи проанализировали полученные модели: степень созревания ОВ, объемы, места аккумуляции и время миграции УВ, термобарические и фильтрационно-емкостные свойства. Если смоделированные свойства не совпадали с входными данными, начинался этап калибровки.

Построенные модели были откалиброваны по пористости, проницаемости, определенным по результатам интерпретации ГИС (рис. 3). Для калибровки значений тепловых потоков в 1D-моделях использовались показатель отражательной способно-

сти витринита (R_o , %), значения пластовых температур, измеренных в скважинах, а также схемы теплового потока Западно-Сибирской равнины [3]. Анализ 1D-моделей исследуемых месторождений показал хорошую сходимость между исходными и расчетными значениями температур и давлений (см. рис. 3).

Для характеристики степени фактической реализации нефтегазоматеринского потенциала применялся коэффициент трансформации TR, отражающий отношение реализованного потенциала керогена (сгенерированное количество УВ) к общему потенциалу нефтематеринской породы (количество УВ, которое способна генерировать данная толща). Модельные значения данного параметра сравнивались со значениями, рассчитанными по ряду скважин исследуемых месторождений и сопредельных площадей по формуле Т. Хантшела [4] (рис. 4)

$$TR = (1200 (HI_0 - HI)) / (HI_0 (1200 - HI)),$$

где HI₀ — исходный водородный индекс (определялся по графику зависимости HI — T_{max} и опубликованным данным); HI — водородный индекс на настоящий момент времени в НГМП.

Генерационный потенциал отложений баженовской свиты выработан не полностью (< 40 %), в то время как нижнеюрские нефтематеринские отложения почти полностью преобразованы (> 70 %).

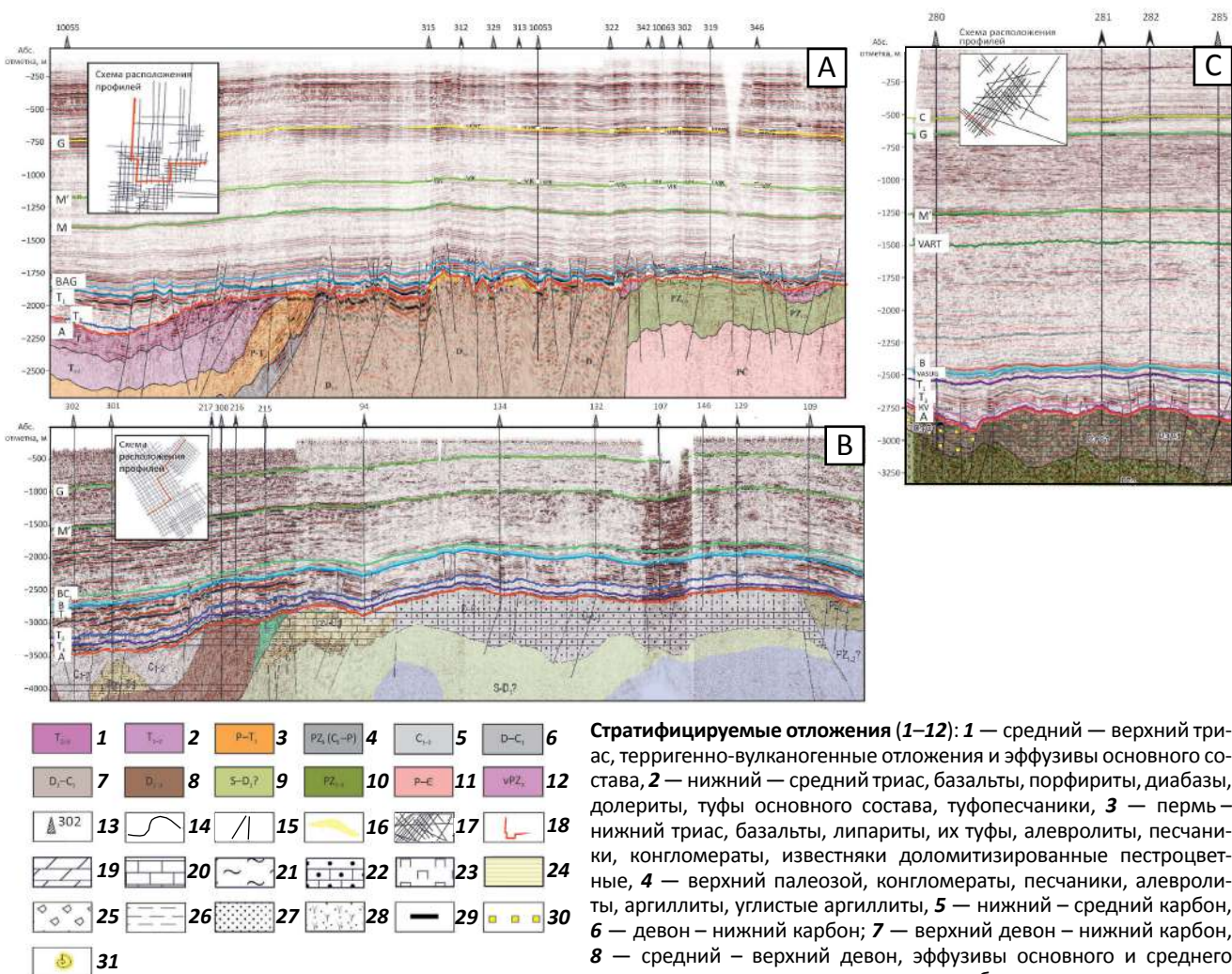
Для оценки времени нахождения отложений в главной фазе нефтеобразования ее границы выделялись на основе расчетных значений R_o и принимались равными 0,7 % для начала фазы и 1 % для ее окончания.

Результаты

На территории Убинского месторождения заполнение резервуаров коры выветривания и отложений средней юры произошло за счет нефтематеринских пород баженовской свиты, так как благодаря боль-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

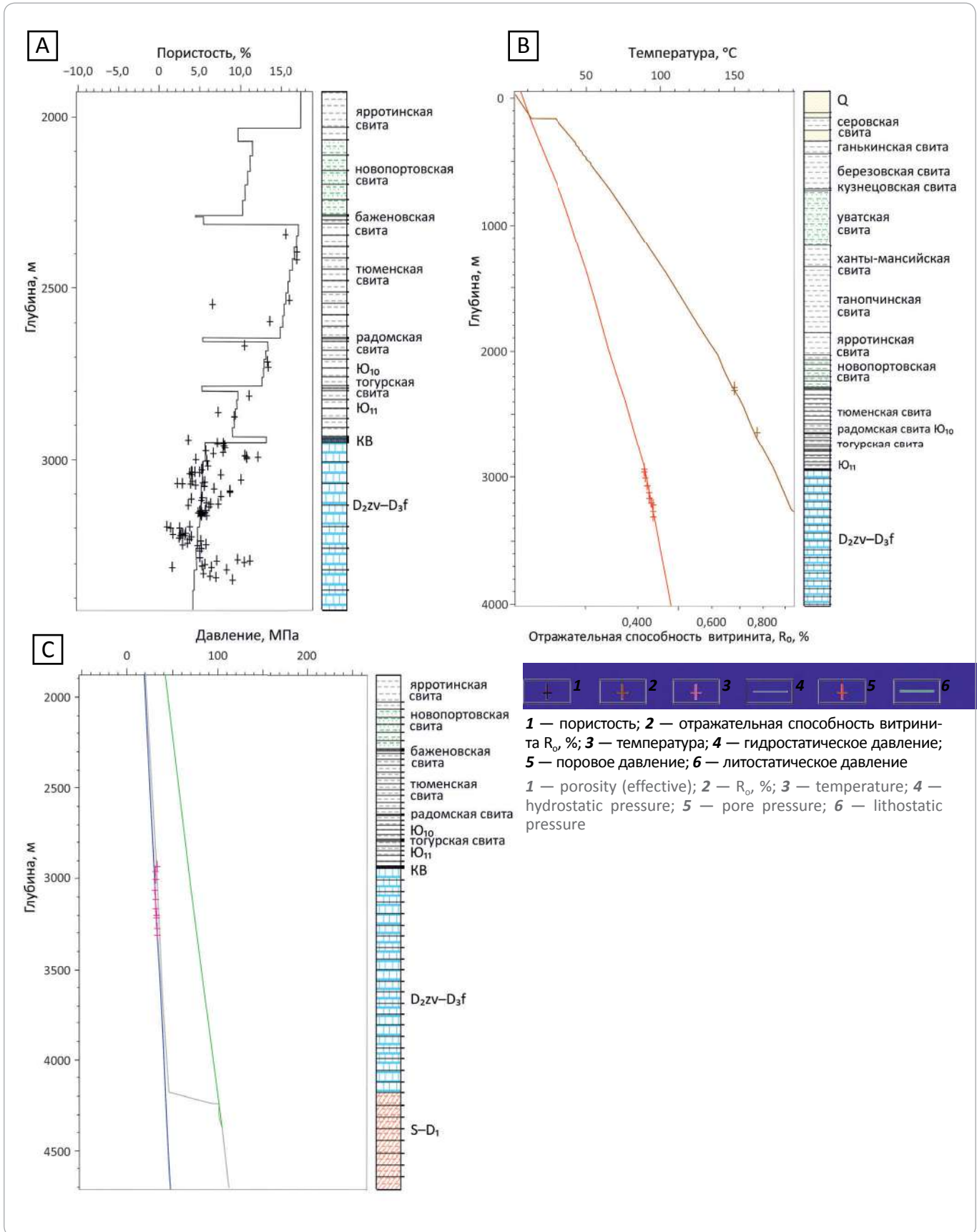
Рис. 2. Глубинные сейсмогеологические разрезы Убинского (А), Новопортовского (В) и Речного (С) месторождений
 Fig. 2. Deep geoseismic sections across the Ubinsky (A), Novoportovskiy (B), and Rechnoe (C) fields



глинистые сланцы с прослоями карбонатных и терригенно-карбонатных пород, 9 — силур — нижний девон (?), 10 — нижний — средний палеозой, сланцы альбит-кварц-хлорит-серцитовые, углисто-карбонатно-кремнистые, филлиты, мраморизованные известняки, доломиты, эффузивы и туфы основного состава, 11 — докембрий, кристаллические сланцы, гнейсы, кварциты, амфиболиты, прослои вулканитов разного состава, 12 — позднепалеозойские интрузии; 13 — скважина на плоскости разреза; 14 — прогнозируемые стратиграфические границы между разновозрастными комплексами пород; 15 — предполагаемые разрывные нарушения; 16 — кора выветривания; 17 — сейсмопрофили; 18 — композитный сейсмопрофиль; **породы (19–28):** 19 — существенно доломитовая пачка с редкими прослоями аргиллитов, в основании слой известняков, 20 — существенно известковистая пачка (известняки с прослоями доломитов, реже аргиллиты и песчаники), 21 — сланцевая пачка (глинистые, хлоритовые сланцы), 22 — терригенно-известковистая пачка (известняки с прослоями песчаников, аргиллитов, сланцев), 23 — перидотиты, 24 — предполагаемые рифовые постройки, 25 — брекчированные (преимущественно известняки), 26 — аргиллиты, 27 — песчаники, 28 — вулканогенно-осадочные; 29 — пласты углей; 30 — пиритизация; 31 — фауна

Stratified deposits (1–12): 1 — volcanic; 2 — metamorphic rocks, 1 — Middle — Upper Triassic, terrigenous-volcanogenic deposits and basic volcanic rocks, 2 — Lower — Middle Triassic, basalt, porphyrite, traprock, dolerite, basic tuff, tuffstone, 3 — Permian — Lower Triassic, basalt, liparite, their tuffs, siltstone, sandstone, conglomerate, variegated dolomite limestone, 4 — Upper Palaeozoic, conglomerate, sandstone, siltstone, claystone, carbonaceous claystone, 5 — Lower — Middle Carboniferous, 6 — Devonian — Lower Carboniferous; 7 — Upper Devonian — Lower Carboniferous, 8 — Middle — Upper Devonian, basic and intermediate volcanic rocks with interbeds of carbonate and terrigenous-carbonate rocks; sandy-argillaceous shale with interbeds of carbonate and terrigenous-carbonate rocks, 9 — Silurian — Lower Devonian (?), 10 — Lower — Middle Palaeozoic, albite-quartz-chlorite-sericitic shale, coaly-carbonate-siliceous shale, phyllite, marmorized limestone, dolomite, volcanic rocks and basic tuffs, 11 — pre-Cambrian, schist, gneiss, quartzite, amphibolite, interbeds of volcanic rocks of different composition, 12 — Late Palaeozoic intrusions; 13 — well in the section plane; 14 — predicted stratigraphic interfaces between the heterochronous rock associations; 15 — supposed faults; 16 — weathering crust; 17 — seismic lines; 18 — slalom line; **rocks (19–28):** 19 — highly dolomite member with rare claystone interbeds, limestone bed in the basal part, 20 — highly calcareous member (limestone with dolomite interbeds, rarely claystone and sandstone), 21 — shale member (mud shale, chlorite schist), 22 — terrigenous-calcareous member (limestone with sandstone, claystone, shale interbeds), 23 — peridotite, 24 — supposed reef structures, 25 — brecciated (mainly limestone), 26 — claystone, 27 — sandstone, 28 — igneous-sedimentary; 29 — coal beds; 30 — pyritization; 31 — fauna

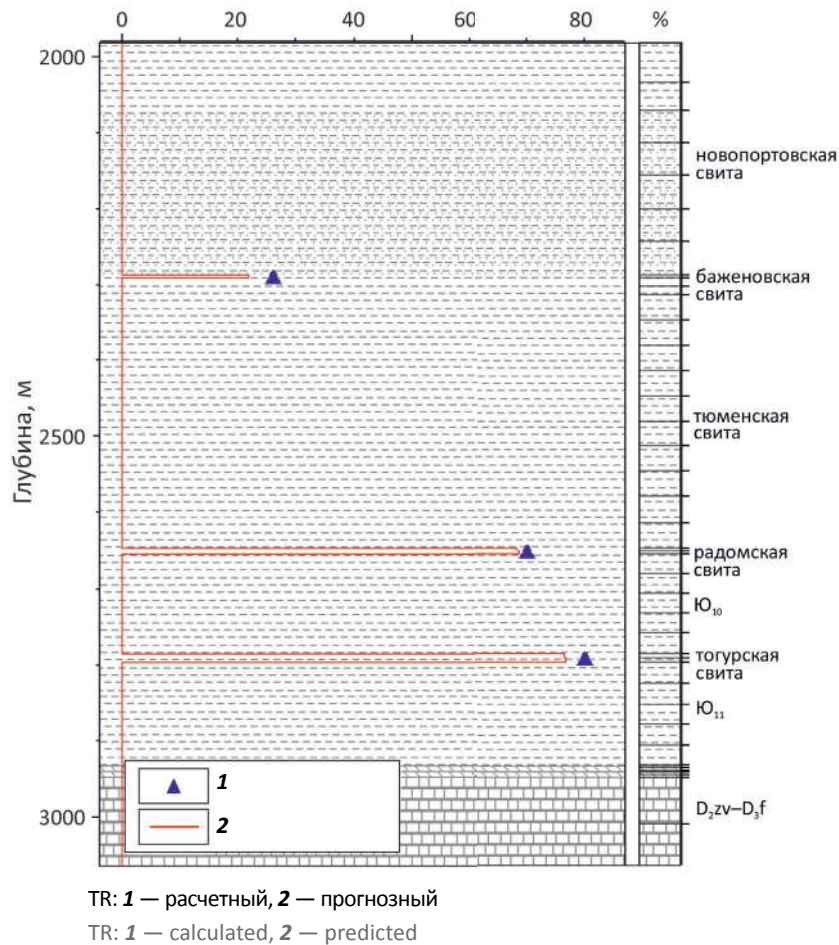
Рис. 3. Калибровка 1D-моделей скв. Новопортовская-216 по пористости (А), температуре (В), давлению (С)
Fig. 3. Calibration of 1D models for the well Novoportovskiy-216: porosity (A), temperature (B), pressure (C)





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Калибровка прогнозных значений с расчетными значениями TR на примере скв. Новопортовская-216
Fig. 4. Calibration of predicted values with calculated TR values by the example of the well Novoportovsky-216



шому объему органического вещества генерируется поток углеводородов, достаточный для нисходящей миграции (рис. 5). Нижнеюрские нефтематеринские породы (радомская пачка глин) в этом процессе не участвуют. В пределах модели область распространения нижнеюрских отложений незначительна (северная часть района работ в районе скв. Убинская-10055), предполагаемая мощность нижнеюрских нефтематеринских пород изменяется от 3 до 10 м, расстояние до ближайшего резервуара отложений средней юры составляет около 12 км, а до резервуара в отложениях коры выветривания — 19,5 км. Миграционно-дренажный путь УВ от очага генерации к зоне аккумуляции в тогурско/радомско-палеозойской системе за редким исключением — короткий. Это обычно связано с небольшими размерами очагов генерации нефти, умеренным или невысоким генерационным потенциалом керогена тогурских и радомских глин (Нестеров И.И. Переинтерпретация ..., 2007, фондовая).

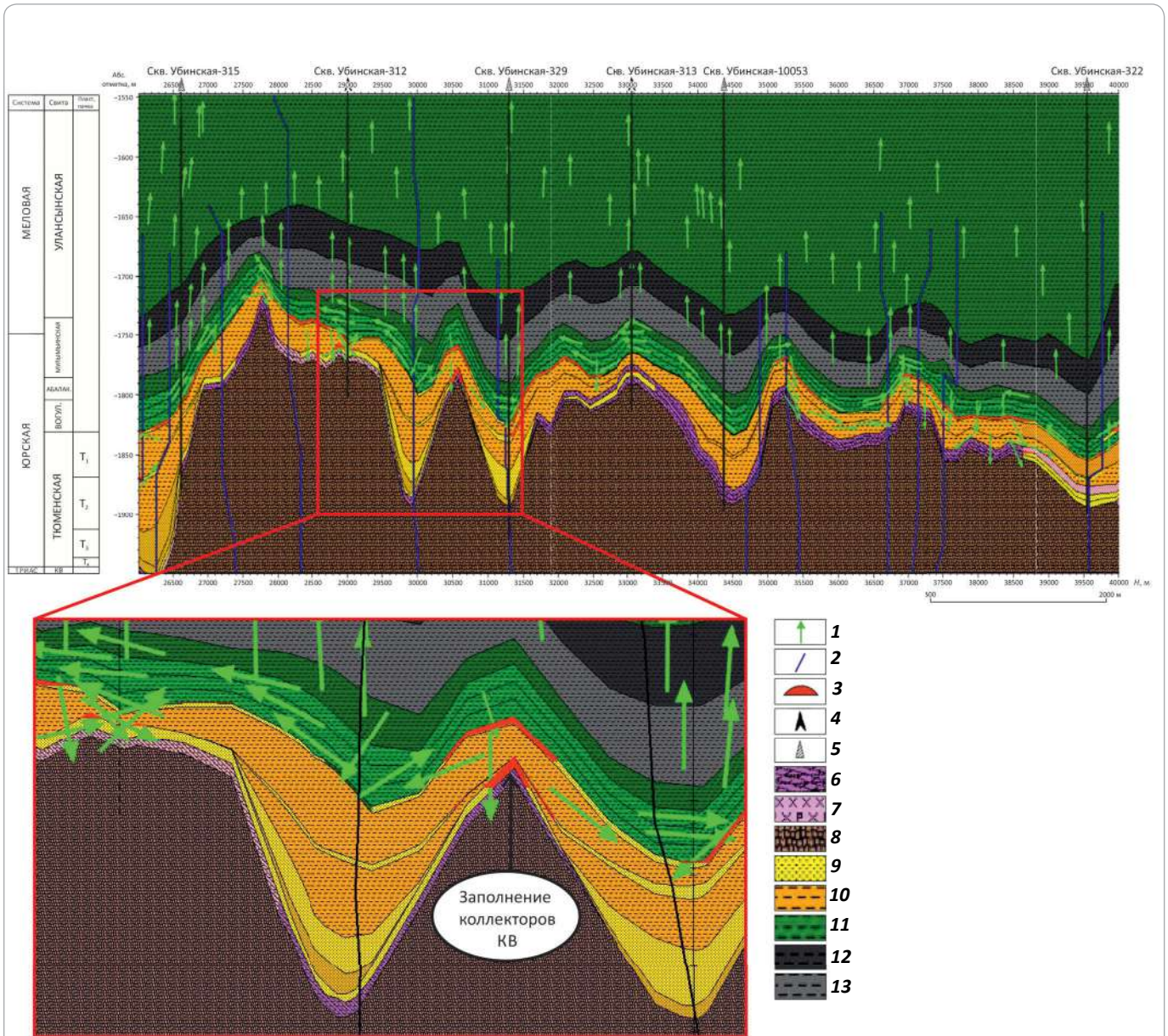
Отложения баженовской свиты начали погружаться в главную зону нефтеобразования около 15–29 млн лет назад (рис. 6). Однако на данный момент

большая часть территории еще не достигла главной зоны нефтеобразования. Расстояние нисходящей миграции в отложения коры выветривания изменялось от 30 до 60 м.

В пределах *Новопортовского месторождения* заполнение резервуаров доюрского комплекса за счет УВ, генерируемых юрскими НГМП, невозможно (рис. 7). Крупные залежи палеозоя могли образоваться только за счет миграции флюидов по разломам и зонам разуплотнения из внутripалеозойских источников, так как в верхних нефтегазоносных комплексах месторождения, даже учитывая процесс вторичного крекинга углеводородов и смешанный тип ОВ, отсутствуют условия для генерации такого объема газа и газоконденсата. В терригенно-карбонатных породах палеозоя Новопортовского месторождения содержание $C_{орг}$ колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3%. Содержание хлороформенного битумоида (ХБ) составляет 0,3%. Состав *n*-алканов свидетельствует о фитопланктонном характере исходного ОВ, накопившегося в восстановительной обстановке. Терригенные породы палеозоя содержат $C_{орг}$ 0,8–3,5%,

Рис. 5. Геологический 2D-разрез по композитному сейсмическому профилю Убинской площади с направлениями миграции и зонами аккумуляции УВ

Fig. 5. 2D geological cross-section along the seismic slalom line in the Ubinsky area showing migration directions and HC accumulation zones



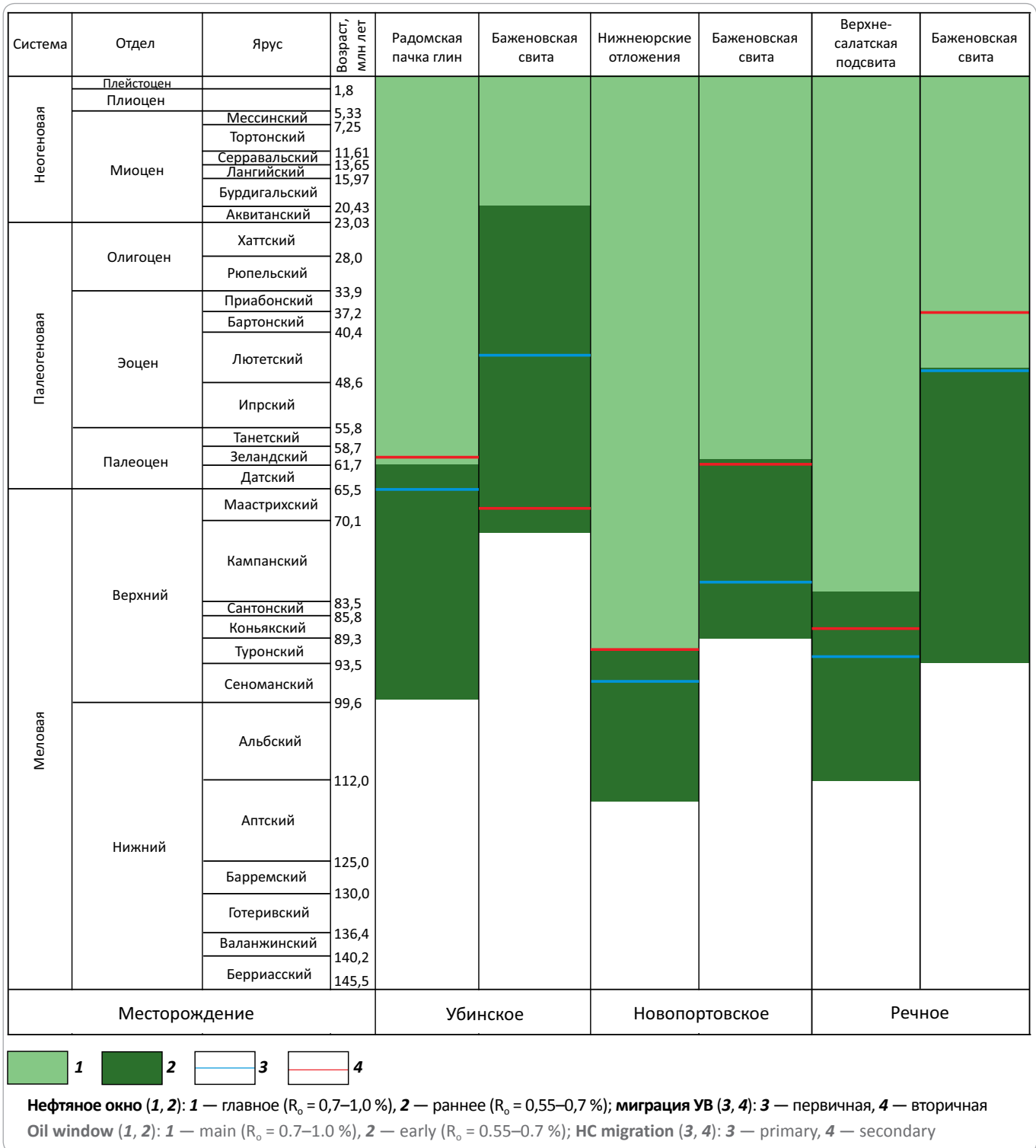
1 — направление миграции УВ; 2 — разломы; 3 — зоны аккумуляции УВ; скважина (4, 5): 4 — продуктивная по доюрскому комплексу, 5 — на плоскости разреза; 6 — сланец (65 %), аргиллит (15 %), известняк (20 %); 7 — аргиллит (10 %), алевролит (10 %), андезит (30 %), базальт (30 %), диабаз (20 %); 8 — андезит (30 %), базальт (35 %), песчаник (5 %), аргиллит (10 %), алевролит (10 %), известняк (10 %); 9 — песчаник (100 %), 10 — песчаник (30 %), аргиллит (40 %), алевролит (25 %), уголь (5 %); 11 — аргиллит (80 %), алевролит (20 %); 12 — аргиллит битуминозный; 13 — аргиллит битуминозный (95 %), алевролит (5 %)

1 — direction of HC migration; 2 — faults; 3 — HC accumulation zones; well (4, 5): 4 — producing from pre-Jurassic series, 5 — in the cross-section plane; 6 — shale (65 %), claystone (15 %), limestone (20 %); 7 — claystone (10 %), siltstone (10 %), andesite (30 %), basalt (30 %), traprock (20 %); 8 — andesite (30 %), basalt (35 %), sandstone (5 %), claystone (10 %), siltstone (10 %), limestone (10 %); 9 — sandstone (100 %), 10 — sandstone (30 %), claystone (40 %), siltstone (25 %), coal (5 %); 11 — claystone (80 %), siltstone (20 %); 12 — bituminous claystone; 13 — bituminous claystone (95 %), siltstone (5 %)



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Схема основных этапов генерации и миграции УВ в пределах исследуемых месторождений
Fig. 6. Major HC generation and migration stages within the studied fields



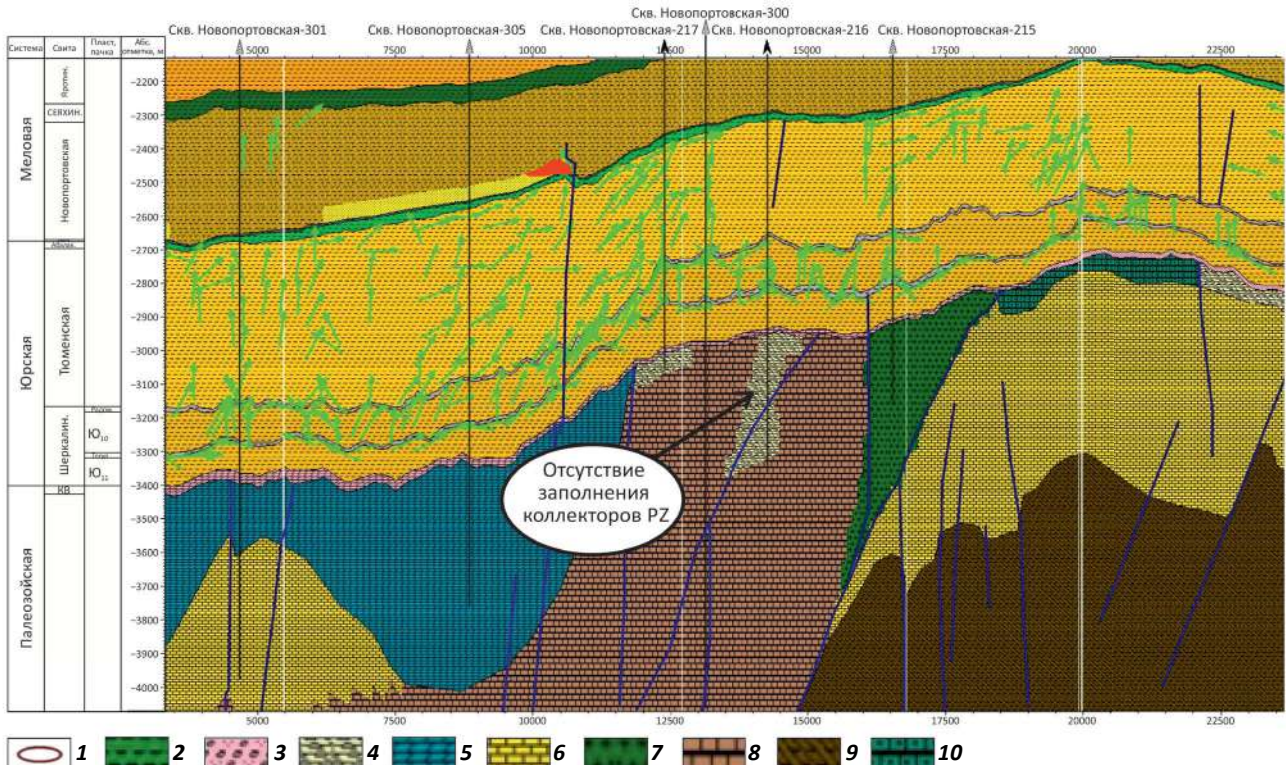
ХВ — 0,08–0,29 %. Источниками нефти было как морское, так и континентальное ОВ. По совокупности геохимических параметров терригенные и карбонатно-терригенные породы палеозоя можно отнести к нефтематеринским толщам [5]. Катагенез ОВ палеозойских отложений Новопортовского мес-

торождения соответствует стадии МК₃₋₄. На Бованенковской площади в образце с глубины 3523 м отмечены слабоизмененные битумоиды, что косвенно указывает на степень ОВ стадии мезокактогенеза.

На территории Речного месторождения заполнение резервуаров доюрского комплекса происходит

Рис. 7. Геологический 2D-разрез по композитному сейсмическому профилю Новопортовской площади с направлениями миграции и зонами аккумуляции УВ

Fig. 7. 2D geological cross-section along the seismic slalom line in the Novoportovskiy area showing migration directions and HC accumulation zones



1 — контур месторождений; 2 — аргиллит (65 %), алевролит (10 %), известняк (20 %); 3 — породы коры выветривания; 4 — трещинно-кавернозные коллекторы палеозоя с притоком УВ по данным испытаний; 5 — доломит (70 %), аргиллит (10 %), известняк (20 %) (C₁₋₂); 6 — предполагаемые рифовые постройки (D_{2zv}–D_{3f}); 7 — позднепалеозойские интрузии (перидотит); 8 — известняк (55 %), доломит (25 %), песчаник (10 %), аргиллит (10 %) (D_{2zv}–D_{3f}); 9 — сланец (70 %), песчаник (20 %), аргиллит (15 %) (S–D₁); 10 — известняк (50 %), аргиллит (20 %), песчаник (20 %), сланец (10 %) (D–C₁).
Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

1 — field limits; 2 — claystone (65 %), siltstone (10 %), limestone (20 %); 3 — rocks of weathering crust; 4 — fractured-cavernous Palaeozoic reservoirs with HC inflow according to testing data; 5 — dolomite (70 %), claystone (10 %), limestone (20 %) (C₁₋₂); 6 — supposed reef structures (D_{2zv}–D_{3f}); 7 — Late Palaeozoic intrusions (peridotite); 8 — limestone (55 %), dolomite (25 %), sandstone (10 %), claystone (10 %) (D_{2zv}–D_{3f}); 9 — shale (70 %), sandstone (20 %), claystone (15 %) (S–D₁); 10 — limestone (50 %), claystone (20 %), sandstone (20 %), shale (10 %) (D–C₁).
For other Legend items see Fig. 5

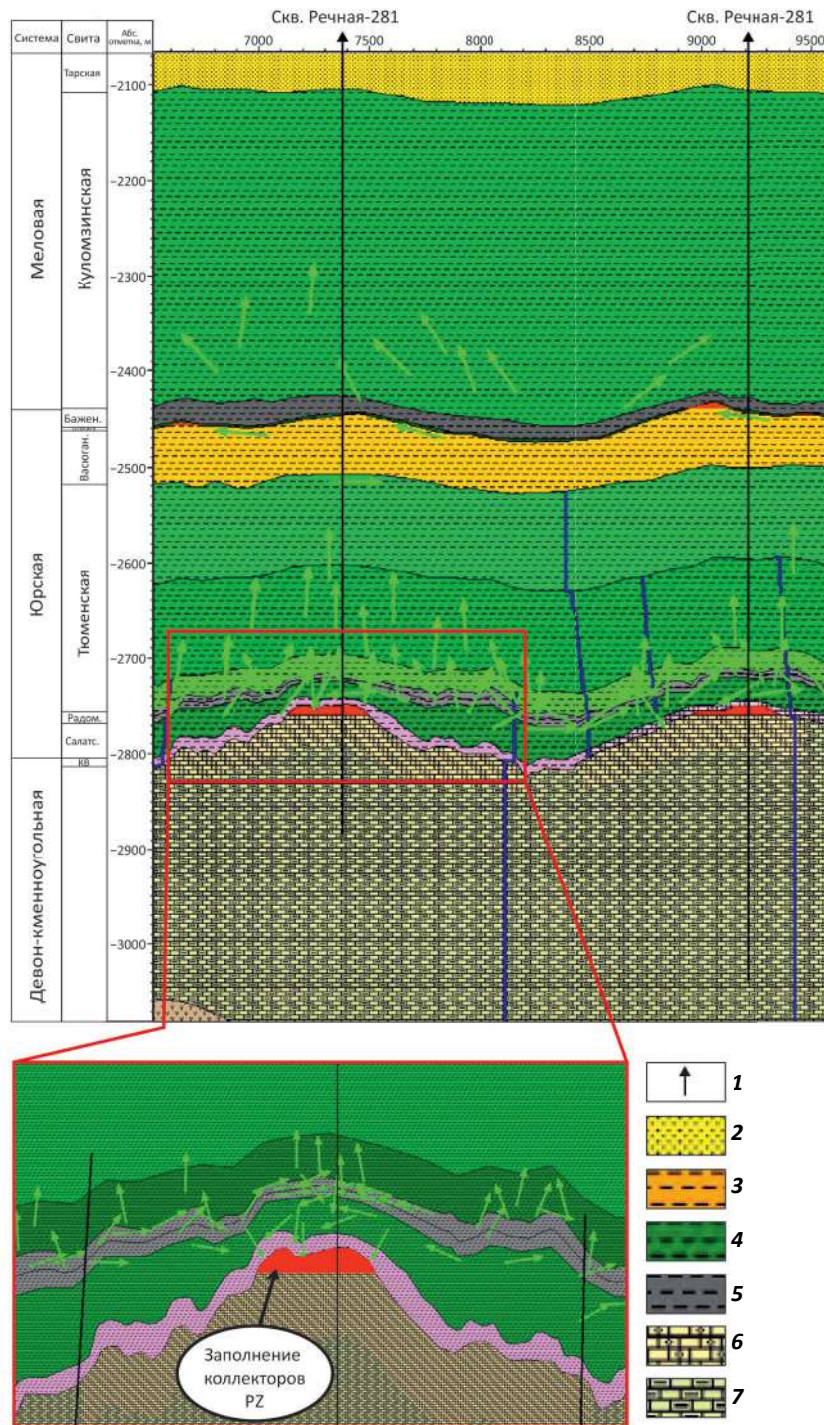
за счет УВ, источником которых были нефтематеринские отложения радомской пачки глин. Породы доюрского комплекса находятся на небольшом расстоянии от нижнеюрских нефтематеринских толщ (около 25 м), концентрация органического вещества и степень его преобразованности (МК₂) позволяют сформировать объем углеводородов, достаточный для вторичной миграции вниз по направлению к трещинно-кавернозным внутрипалеозойским коллекторам. Основное окно генерации УВ в отложениях верхнесалатской подсвиты (аналог радомской пачки глин) начинается около 80–83 млн лет (см. рис. 6). Авторы статьи также не исключают возможность латеральной миграции УВ из нефтегазоматеринской тогурской свиты, отложения которой выклиниваются вблизи Речного месторождения (рис. 8).

На территории Убинского и Речного месторождений по результатам проведенного моделирования спрогнозирована возможность формирования залежей в доюрских отложениях за счет нефтегазообразующих осадочных толщ юрского возраста. Основными критериями заполнения и сохранности залежей УВ доюрского основания являются: сокращенный разрез ниже-среднеюрских отложений (в случае нисходящей миграции УВ); наличие зон выклинивания отложений мезозойских НГМП вблизи выступов фундамента (в случае латерального перетока УВ); расположение резервуара доюрского комплекса в непосредственной близости от НГМП; наличие путей миграции УВ (разломы, зоны разуплотнения); разница пластовых давлений между верхней частью палеозойского комплекса и мезозойским чехлом; благоприятные геодинамические и палеотермобари-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Геологический 2D-разрез по композитному сейсмическому профилю Речной площади с направлениями миграции и зонами аккумуляции УВ

Fig. 8. 2D geological cross-section along the seismic slalom line in the Rechnaya area showing migration directions and HC accumulation zones



1 — скважина; **2** — песчаник (80 %), аргиллит (20 %); **3** — песчаник (31 %), аргиллит (35 %), алевролит (27 %), уголь (7 %); **4** — аргиллит (60 %), алевролит (20 %), песчаник (20 %); **5** — аргиллит битуминозный (50 %), алевролит (10 %), уголь (40 %); **6** — трещинно-кавернозные коллекторы палеозоя (D_3-C_1); **7** — известняк (D_3-C_1).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

1 — well; **2** — sandstone (80 %), claystone (20 %); **3** — sandstone (31 %), claystone (35 %), siltstone (27 %), coal (7 %); **4** — claystone (60 %), siltstone (20 %), sandstone (20 %); **5** — bituminous claystone (50 %), siltstone (10 %), coal (40 %); **6** — fractured-cavernous Palaeozoic reservoirs (D_3-C_1); **7** — limestone (D_3-C_1).

For other Legend items see Fig. 5

ческие условия, не приводящие к полной деструкции скоплений УВ; присутствие УВ-биомаркеров, свидетельствующих о наличии глубинных источников УВ.

Результаты выполненных исследований позволят выявлять и ранжировать нефтегазоперспективные зоны в доюрском комплексе при проведении дальнейших поисково-разведочных работ. Для уста-

новления более точных закономерностей размещения залежей УВ в доюрском комплексе необходимо оценивать степени катагенеза пород методом углепетрографии (по витриниту), выполнять детальные геохимические исследования флюидов, пиролитические исследования отложений методом Rock-Eval, определение элементного состава керогена пород для оптимального подбора кинетических реакций.

Литература

1. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.
2. *Ulmishek Gregory F.* Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. U.S. Geological Survey Bulletin. 2003;2201-G:49.
3. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев А.Т., Голубев В.А., Десяткин В.Н., Дорофеева Р.П., Зорин Ю.А., Казанцев С.А., Калинин А.Н., Курчиков А.Р., Лепина С.В., Силифонкин В.И., Соколова Л.С., Ставицкий Б.П., Ратников С.А., Цибульский В.Р. Тепловое поле недр Сибири – Новосибирск : Наука, 1987. – 196 с.
4. *Hantschel T., Kauerauf A.I.* Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin: Springer; 2009. – 475 p.
5. Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 66–70.

References

1. *Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V.* Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesources*. 2015;61(2):63–76.
2. *Ulmishek Gregory F.* Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. U.S. Geological Survey Bulletin. 2003;2201-G:49.
3. *Duchkov A.D., Lysak S.V., Balobaev A.T., Golubev V.A., Devyatkin V.N., Dorofeeva R.P., Zorin Yu.A., Kazantsev S.A., Kalinin A.N., Kurchikov A.R., Lepina S.V., Silifonkin V.I., Sokolova L.S., Stavitskii B.P., Ratnikov S.A., Tsibulskii V.R.* Subsurface thermal field of Siberia. Novosibirsk: Nauka; 1987. 196 p.
4. *Hantschel T., Kauerauf A.I.* Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin: Springer; 2009. 475 p.
5. *Kiryukhina T.A., Ulyanov G.V., Dzyublo A.D. et al.* Geochemical aspects of gas and oil presence in the Jurassic and pre-Jurassic deposits of Western Siberia north and adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost*. 2011;(7):66–70.