

УДК 553.98:551.735.1(470.5)
doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2026-65-1-35-48

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮРЮЗАНО-СЫЛВЕНСКОЙ ДЕПРЕССИИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Павел Петрович Попов¹, Мария Александровна Большакова²✉,
Наталья Владимировна Пронина³, Иван Сергеевич Хопта⁴

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; pashatamada@gmail.com

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; m.bolshakova@oilmsu.ru ✉

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; nvproncl@mail.ru

⁴ ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия; khoptais@yandex.ru

Аннотация: Современные оценки нефтематеринского потенциала пермских отложений Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуральского краевого прогиба основываются на моделях геологического строения, созданных по результатам работ, выполненных в конце прошлого века, и нуждаются в пересмотре и обновлении на основании новых геохимических данных и современных технологий. Генерационный потенциал пермских материнских толщ и их вклад в нефтегазоносность региона до конца не ясен.

Цель данной статьи — рассмотреть литологию пород и геохимию органического вещества нижнепермских потенциально нефтегазоматеринских толщ, а также оценить возможность генерации данными отложениями нефти и газа в Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуральского краевого прогиба.

Ключевые слова: Предуральский краевой прогиб, Юрюзано-Сылвенская депрессия, пермская система, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, пиролиз, кинетические исследования, углеводороды

Для цитирования: Попов П.П., Большакова М.А., Пронина Н.В., Хопта И.С. Нефтематеринский потенциал пермских отложений Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуральского краевого прогиба // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2026. № 1. С. 35–48.

THE OIL-BEARING POTENTIAL OF THE PERMIAN DEPOSITS OF THE YURYUZANO-SYLVENSKAYA DEPRESSION OF THE PRE-URAL EDGE DEPRESSION

Pavel P. Popov¹, Maria A. Bolshakova²✉, Natalia V. Pronina³, Ivan S. Khopta⁴

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; pashatamada@gmail.com

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; m.bolshakova@oilmsu.ru ✉

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; nvproncl@mail.ru

⁴ Gazprom Neft Scientific and Technical Center, Saint Petersburg, Russia; khoptais@yandex.ru

Abstract: Current estimates of the oil source potential of the Permian deposits of the Yuryuzan-Sylva Depression of the Cis-Ural Foredeep are based on geological structural models created using work conducted at the end of the last century and require revision and updating based on new geochemical data and modern technologies. The contribution of the Permian source strata and their generation potential are not fully understood.

The purpose of this article is to examine the lithology and geochemistry of organic matter in the Permian potential oil and gas source strata, to review the results of basin modeling and to assess the possibility of their generation of oil and gas in the Yuryuzano-Sylvenskaya depression of the Pre-Ural foredeep.

Keywords: Pre-Ural foredeep, Yuryuzano-Sylvenskaya depression, Permian system, oil and gas source rocks, organic matter, pyrolysis, kinetic studies, hydrocarbons

For citation: Popov P.P., Bolshakova M.A., Pronina N.V., Khopta I.S. The oil-bearing potential of the Permian deposits of the Yuryuzano-Sylvenskaya depression of the Pre-Ural edge depression. *Moscow University Geol. Bull.* 2026; 1: 35–48. (In Russ.).

Введение. Длительная история эксплуатации месторождений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (ВУ НГБ) привела к истощению значительной части ресурсной базы в его платформенной части, где перспективы открытия новых крупных залежей углеводородов существенно ограничены. В данных условиях перспективным направлением для выявления новых запасов углеводородов (УВ)

является изучение слабо исследованных периферийных областей бассейна, к которым относится Предуральский краевой прогиб (в частности Юрюзано-Сылвенская депрессия), что определяет актуальность проведения целенаправленных исследований в данном регионе.

По современным представлениям, основными нефтегазоматеринскими толщами в Предуральском кра-

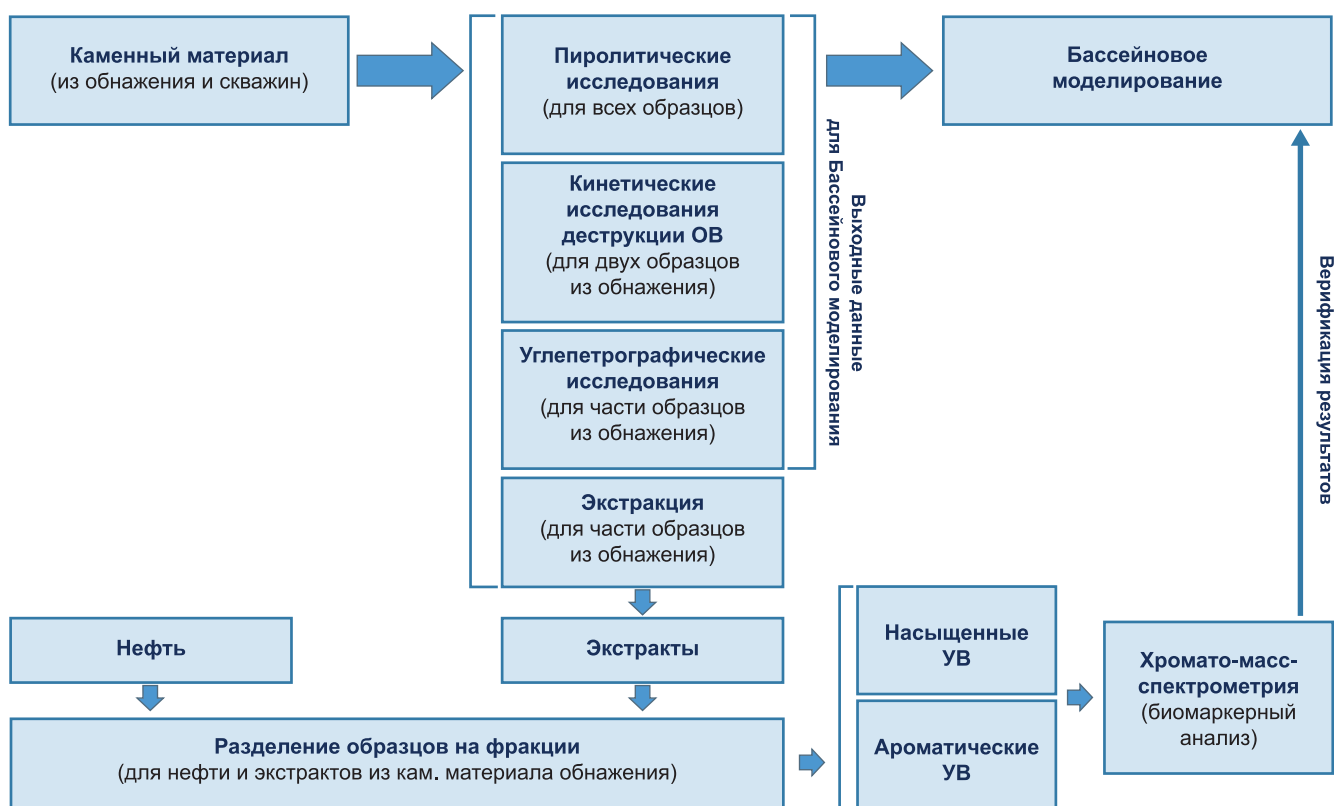


Рис. 1. План проведенных геолого-геохимических исследований органического вещества нижнепермских материнских толщ и нефти из нижнепермских отложений

евом прогибе, в том числе и в Юрюзано-Сылвенской депрессии (ЮСД), считаются отложения рифейского, вендского, девонского (доманикиты) и каменноугольного возраста [Кожанов, Большакова, 2024; Орлова, Полудеткина, 2023; Галкин, 2005]. В отличие от платформенной части ВУ НГБ, где пермские отложения залегают на небольших глубинах, в Предуральском краевом прогибе они погружены на глубины, предположительно достаточные для вступления пород в главную зону нефтегазообразования [Мизенс, 1997; Котик и др., 2017]. Несмотря на это, вклад пермских материнских толщ в формирование нефтегазоносности ЮСД до настоящего времени не исследовался, что является упущением в существующих геолого-геохимических моделях региона.

Цель данной статьи — рассмотреть литологию пород и геохимию органического вещества нижнепермских потенциально нефтегазоматеринских толщ, а также оценить возможность генерации данными отложениями нефти и газа в Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуральского краевого прогиба.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи (рис. 1):

- определение геохимических и литологических характеристик разреза пермских отложений ЮСД (типы органического вещества (ОВ), и их связь с литологией пород; степень преобразованности ОВ);
- изучение кинетики преобразования ОВ в катагенезе для геолого-геохимического моделирования;
- на основе полученных данных выполнено геолого-геохимическое бассейновое моделирование для

выяснения возможности вклада нижнепермских материнских толщ в нефтегазоносность Юрюзано-Сылвенской депрессии;

– установлена возможная связь нижнепермских материнских толщ и нефтей ЮСД при помощи биомаркерного анализа.

Материалы исследования. Основой для проведения исследований послужили образцы каменного материала из скважин и обнажения, проба нефти из Копальнинского месторождения (образец нефти получен из группы пластов А артинского возраста, глубина залежи 720 м) (рис. 2). Образцы каменного материала из скважин Юрюзано-Сылвенской депрессии представлены образцами пород каменноугольных и нижнепермских отложений (скв. Бухаровская-137, Калино-Усьва-593, Косью-Чусовская-300 и 303).

Каменный материал из обнажений был представлен породами нижнепермских отложений дивьинской свиты (рис. 3). Основными объектами исследования из обнажения послужили мергели и известковистые аргиллиты. Часть образцов (обр. 1, 2, 4, 5, 7, 10, 18, 20, 22, 24–28) были отобраны в 2017 г. и переданы из лаборатории геохимии АО «КамНИИКИГС», остальные образцы были отобраны в ходе полевого выезда летом 2024 г. (рис. 3).

Для построения геолого-геохимической модели использованы субширотный и субмеридиональный геологические профили:

Субширотный профиль (А-В) — композитный профиль, составленный из сейсмических профилей

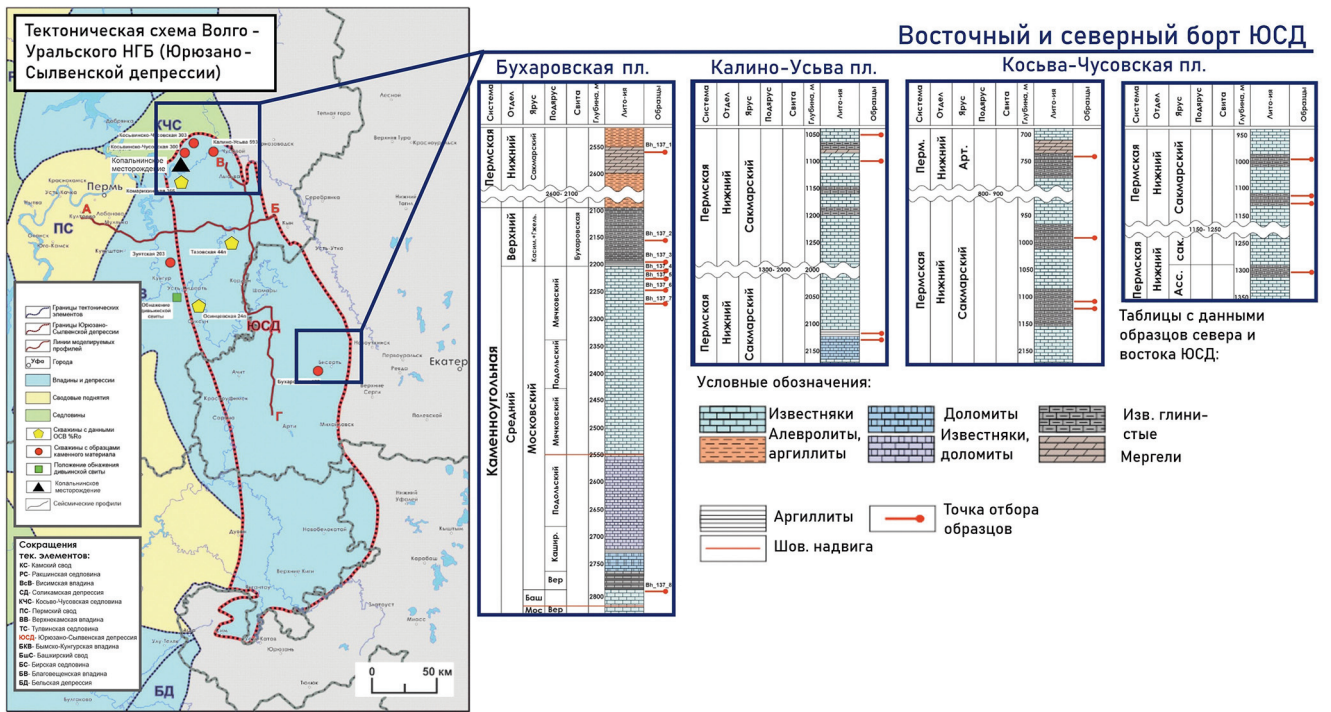


Рис. 2. Схема расположения и литологические колонки изучаемых скважин, положение моделируемых профилей, а также положение Копальнинского месторождения

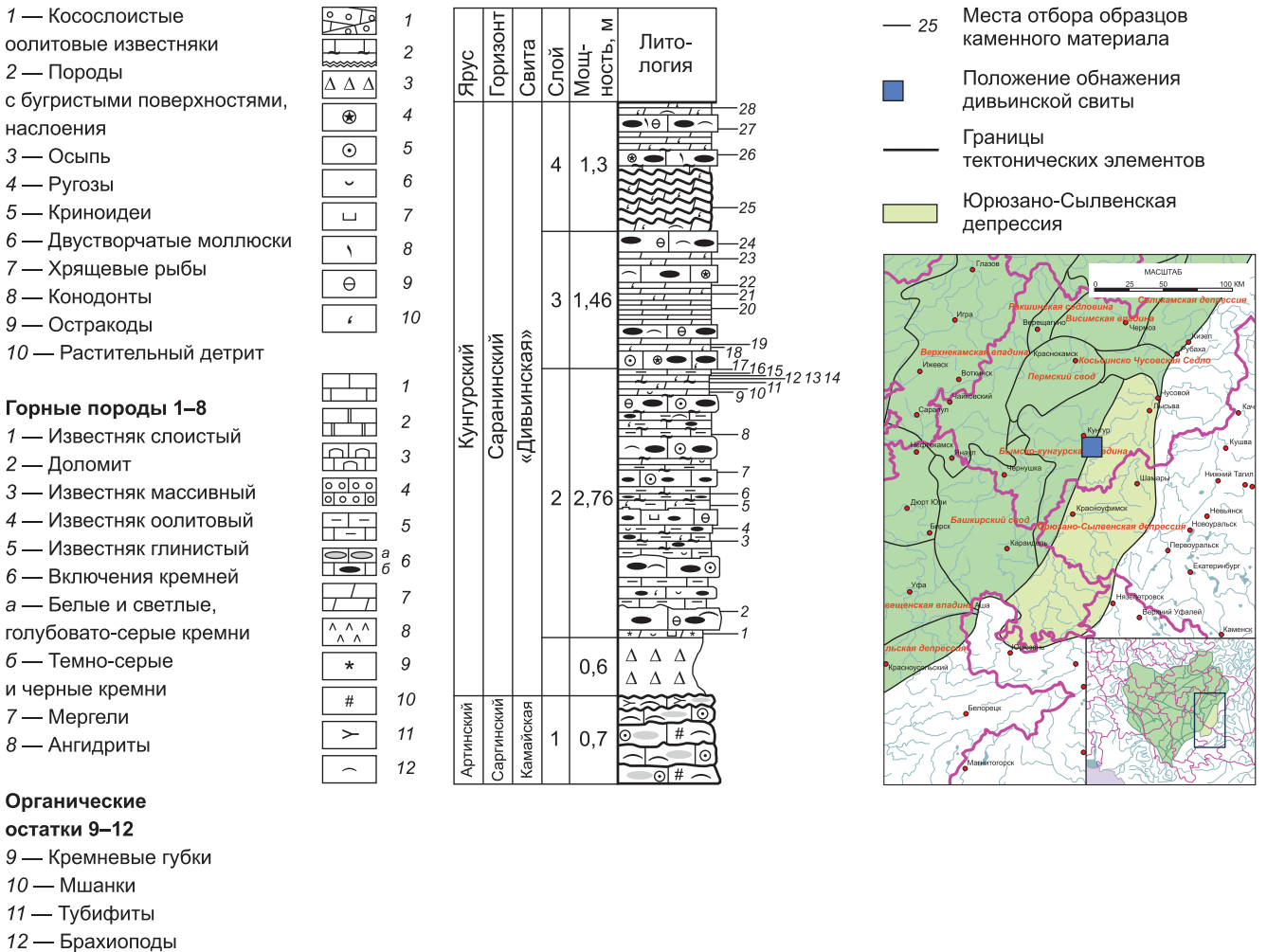


Рис. 3. Схема отбора образцов и положение обнажения на тектонической схеме Волго-Уральского НГБ (фрагмент)

1506i01a, 1506i01, 1506i203 и 1506i203a. Длина профиля составляет 220 км, и пересекает тектонические структуры первого порядка такие как: Пермский свод, Бымско-Кунгурскую впадину и Юрюзано-Сылвенскую депрессию [Колчанова и др., 2003; Соколова, 2010] (рис. 2).

Субмеридиональный профиль (В-Г) — композитный профиль, составленный из сейсмических профилей 121001, 121002, 12202a, 12202в. Длина профиля составляет 245 км, и полностью расположен в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии [Колчанова и др., 2003; Соколова, 2010] (рис. 2).

Методы исследования. В рамках этой работы выполнен комплекс геохимических и углепетрографических исследований образцов каменного материала. И построена двумерная геолого-геохимическая модель.

Пиролитические исследования потенциально нефтематеринских пород пермского возраста выполнялись на приборах Rock-Eval 6 и HAWK.

Исследования на приборе Rock-Eval 6 проводились для части образцов из обнажения (1, 2, 4, 5, 7, 10, 18, 20, 22, 24–28) (рис. 1). Исследования на данном приборе проводились в 2017 г., в лаборатории геохимии АО «КамНИИКИГС». На приборе HAWK (кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова) были исследованы образцы из обнажения, отобранные из тех же слоев в 2024 г., а также все образцы из скважин.

С помощью пиролитического оборудования на основе рабочей станции HAWK осуществлялось определение кинетических параметров преобразования ОВ потенциальных нефтегазоматеринских пород (НГМП) посредством программируемого нагрева исследуемого образца. Полученные результаты открытого пиролиза обрабатывались с помощью специального ПО. Конечным результатом обработки являются кинетические спектры образования углеводородов из керогена [Савостин и др., 2024]. Для определения кинетических параметров нефтеобразования ОВ пород выбирались образцы с высоким содержанием ОВ (ТОС — Total Organic Carbon) и высоким нефтегенерационным потенциалом на начальной стадии нефтегазообразования (T_{\max} менее 430–440 °С или R° менее 0,5–0,6%).

Экстракция образцов из обнажения нижнепермских отложений была проведена в аппарате Сокслета. Битумоид извлекают для дальнейшего его исследования (определения концентрации, группового состава, биомаркерного анализа). Исследование проводилось согласно методике [Соболева и др., 2014].

Для проведения хромато-масс-спектрометрических исследований (ХМС) полученные в ходе экстракции образцы, а также пробу нефти разделяют на фракции. В начале было проведено разделение на асфальтены и мальтены. Далее производилось разделение мальтенов на насыщенные и ароматические

углеводороды. По данным образцам были проведены ХМС исследования [Соболева и др., 2014].

Для части битумоидов образцов из обнажения (7, 9, 18, 20, 22) и для нефти Копальнинского месторождения проведены ХМС исследования, насыщенная и ароматическая фракции исследовались методом хромато-масс-спектрометрии на газовом хроматографе Agilent 8890В, снабженном автоматическим устройством ввода пробы Agilent 7693 Autosampler, масс-спектрометром Agilent 5977А MSD (Agilent Technologies, США). Дальнейшая компьютерная обработка полученных результатов проводилась в программном обеспечении MassHunter (Agilent Technologies, США). Методика анализа описана в статье Тихоновой с соавторами [2021].

Углепетрографические исследования проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке QDI 508 (CraicTechnologies) согласно ГОСТам (Р 55663-2013 (соответствует международному стандарту ISO 7404-2:2009) Методы петрографического анализа углей. Ч. 2: Методы подготовки проб углей; Р 55662-2013 (соответствует международному стандарту ISO 7404-3:2009) Методы петрографического анализа углей. Ч. 3. Методы определения мацерального состава).

Углепетрографические исследования образцов из обнажения дивьинской свиты были проведены по 6 аншлифам в простом свете. Все образцы были отобраны из обнажения нижнепермских пород дивьинской свиты.

Целью микроскопических исследований органического вещества является изучение его мацерального состава и различных наблюдаемых свойств в отраженном и ультрафиолетовом свете. В ходе изучения, для каждого образца было сделано несколько фотографий, наиболее удачно иллюстрирующие мацеральный состав образца. Для оценки показателей отражения применялась стандартная методика измерений с иммерсионным маслом (n-1,518) и эталоном Spinel (R-0,426%). Количество замеров для каждого образца составляло от 40 до 60.

Геолого-геохимическое бассейновое моделирование является инструментом, позволяющим комплексовать данные о коллекторских интервалах и нефтегазоматеринских пород для прогнозирования нефтегазоносности.

Структурным каркасом модели послужили два профиля проходящих через Юрюзано-Сылвенскую депрессию (рис. 2). Литофациальный каркас модели был построен на основе данных бурения и геологического изучения территории ЮСД [Колчанова и др., 2003; Соколова, 2010; Фортунатова и др., 2012]. Геохимические параметры модели вводились на основе собственных исследований, а также данных геолого-геохимического изучения территории депрессии. Калибровка геолого-геохимической модели проводилась по основным показателям, полученным по скважинным замерам (пластовые температуры

и давление, замеры показателя отражения витринита) и флюидному составу месторождений и залежей территории исследования. Положение скважин с замерами показателя отражения витринита показано на рис. 2. Эти данные были получены как из собственных исследований (углеперографические, кинетические и пиролитические исследования), так и из фондовой литературы [Фортулатова и др., 2012].

Результаты и обсуждение. Пиролитические исследования. Башкирские отложения. Породы башкирского яруса представлены одним образцом известняка из скважины Бухаровская-137. Содержание $C_{орг}$ — 0,56%.

Значения S1 составляют 0,32 мг УВ/г породы, то есть указывают на невысокое содержание нефтяных компонентов. Параметр S2 равен 0,85 мг УВ/г породы, что указывает на плохие нефтематеринские свойства данных отложений. ОВ вероятно гумусового типа — водородный индекс (НИ) составляет 153 мг УВ/г ТОС. Значение температур максимального выхода УВ (T_{max}) составляет 446°C и указывает на градацию катагенеза МК₂ [Espitalie, 1993] (рис. 4).

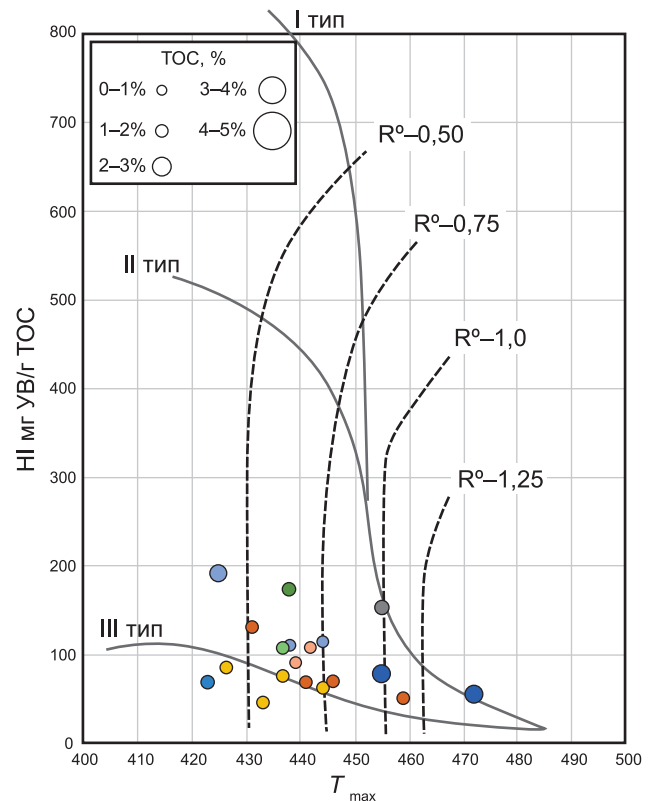
Московские отложения. Параметр S2 по результатам пиролиза соответствует бедным НМП (S2 = 0,24–0,49 мг УВ/г породы), S1 составляет 0,1–0,21 мг УВ/г породы. Водородный индекс НИ — 52–131 мг УВ/г ТОС — ОВ гумусового типа. Судя по параметру PI, можно предположить, что возможна генерация углеводородов. Значения T_{max} (431–446°C), указывают на стадию катагенеза МК₁–МК₂.

Верхнекаменноугольные отложения. Породы верхнекаменноугольных отложений представлены аргиллитами из скважины Бухаровская-137. Содержание $C_{орг}$ составило от 0,28 % до 1,75%.

По результатам пиролиза параметр S2 соответствует удовлетворительным НМП (S2 1,38–2,84 мг УВ/г породы). По показателю S1 наличие свободных углеводородов характеризуется как удовлетворительное (S1 от 0,8 до 1,1 мг УВ/г породы). Водородный индекс НИ — 56–78 мг УВ/г ТОС — ОВ, характерное для гумусового типа. Значения T_{max} (431–446°C) указывают на катагенез градации МК₁–МК₂.

Ассельские отложения. Породы ассельского яруса, представленные одним образцом известняка из скважины Косьювско-Чусовская 303, ТОС в котором составляет 1,66%.

Параметр S2, характеризующий сохранившийся к моменту анализа нефтематеринский потенциал органического вещества породы, составляет 2,89 мг УВ/г породы, что характерно для удовлетворительных нефтематеринских пород. Параметр S1, характеризующий содержание нефти и битумоидов (показатель продуктивности пласта) относительно повышен и составляет 0,58 мг УВ/г породы. Индекс нефтяной продуктивности PI принимает низкие значения 0,18, свидетельствуя о том, что основная часть углеводородов еще не сгенерирована. T_{max} (438°C) соответствует стадии катагенеза МК₁. Водородный индекс НИ равен 174 мг УВ/г ТОС, что характерно для гумусового ОВ.



- Бухаровская 127 (P₁ S)
- Бухаровская 127 (C₂ b)
- Косьювско-Чусовская 303 (P₁ A)
- Бухаровская 127 (C₃)
- Косьювско-Чусовская 300 (P₁ S)
- Косьювско-Чусовская 303 (P₁ S)
- Бухаровская 127 (C₂ мс)
- Косьювско-Чусовская 300 (P₁ Ar)
- Калино-Усьва 593 (P₁ S)

Рис. 4. Диаграмма зависимости НИ от T_{max} для образцов из скважин

Сакмарские отложения. Сакмарские отложения были изучены по 11 образцам из 4 скважин. В преимущественно карбонатных породах сакмарского яруса содержание $C_{орг}$ достигает 1,28% (в скважине Косьювско-Чусовская 300), составляя медиальное значение по ярусу 0,34% при дисперсии 0,09%.

По параметру S2 (до 2,47 мг УВ/г породы для Косьювско-Чусовской скважины 303, до 0,14 мг УВ/г породы для Косьювско-Чусовской скважины 300) образцы относятся к бедным и удовлетворительным НМП. По пиролитическому параметру S1 для изученных образцов продуктивные пласты не обнаружены ($S < 1$ мг УВ/г породы), хотя относительно повышенные количества углеводородов нефтяного ряда зафиксированы в скважинах Калино-Усьвинской 593 (0,2 мг УВ/г породы), Косьювско-Чусовской 303 (0,8 мг УВ/г породы), Бухаровской 137 (0,67 мг УВ/г породы). Водородный индекс НИ изменяется в диапазоне от 48 до 193 мг УВ/г ТОС соответствует III типу. Судя по параметру PI в перечисленных скважинах выявлена микроаккумуляция битумоидов. Значения T_{max} (437–447°C), указывают на стадию катагенеза МК₁–МК₂.

Артинские отложения. Породы артинского яруса представлены одним образцом из скважины Косьювско-Чусовская 300. Содержание $C_{орг}$ в глинистом известняке составило 0,28%.

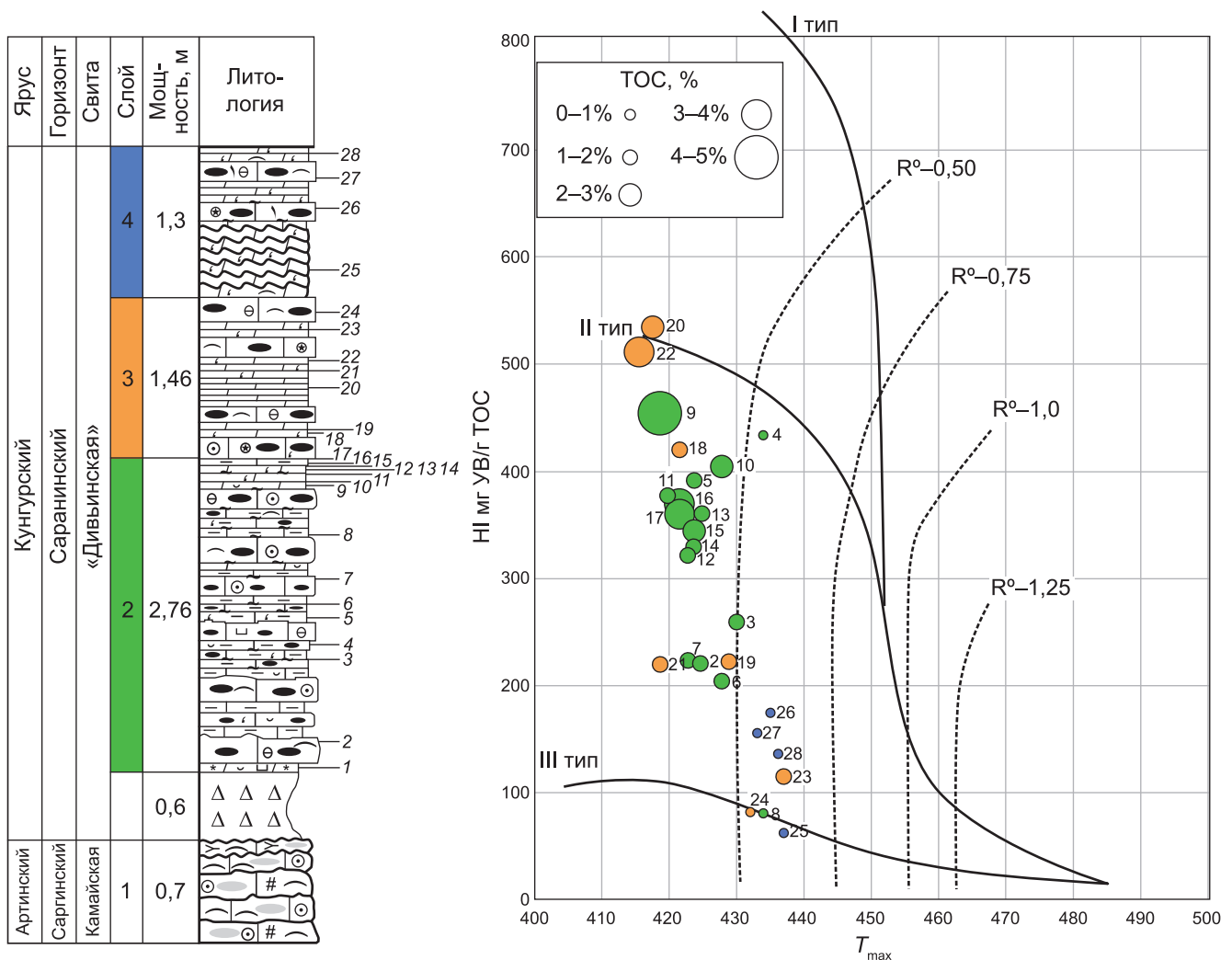


Рис. 5. Диаграмма зависимости водородного индекса HI от T_{\max} для образцов дивинской свиты

По результатам пиролиза по параметру S2 обнаружены лишь бедные НМП (S2 до 0,19 мг УВ/г породы). ОВ гумусового типа: водородный индекс HI — 68 мг УВ/г ТОС.

По показателю S1 продуктивный пласт не обнаружен (S1 < 1 мг УВ/г породы; до 0,13 мг УВ/г породы). Значения T_{\max} (423 °C), указывают на стадию катагенеза ПК₃.

Дивинские отложения. В известняках и мергелях «дивинской» свиты слоя 2 по результатам пиролиза содержание ТОС в образцах изменяется от 0,41 до 4,60% (минимальное значение в образце 1, максимальное в образце 9), характеризующие их от очень бедных до обогащенных органическим веществом (рис. 5). Значения S1 находятся в пределах от 0,05 до 0,39 мг УВ/г породы, показывающие наличие свободных углеводородов как очень бедное. Углеводородные продукты пиролиза керогена можно охарактеризовать в широком диапазоне от бедных до очень хороших (значения S2 между 0,13 и 21,04 мг УВ/г породы), в целом образцы содержат значения как удовлетворительные. Данные пиролиза показывают в целом умеренный нефтегенерационный потенциал (S1+S2=0,18–21,43 мг УВ/г породы), за исключением образца 9 (S2=21,04), который выде-

ляется высоким потенциалом. Водородный индекс изменяется в широком диапазоне (83–457 мг УВ/г ТОС), что предполагает наличие сапропелево-гумусового и гумусового ОВ (II и III тип). Значения T_{\max} 419–445 °C соответствуют ранней стадии катагенеза и говорят о незрелости органического вещества (градация катагенеза ПК₃–МК₂).

Слой 2 характеризуется высокой вариативностью содержания органического вещества — от бедных (<1%) до обогащенных (>4%) образцов. Преобладает ОВ II и III типов. Нефтегенерационный потенциал варьируется от умеренного до высокого, особенно в образцах с повышенным S2 (например, образец 9).

Слой 3, представленный плитчатыми мергелями с прослоями глинистых известняков, по содержанию ТОС в образцах изменяется в диапазоне от 0,27 до 3,27% (минимальное в образце 24, максимальное в образце 17). В целом, большинство образцов содержат ТОС >1%, что характеризует их как относительно обогащенные органическим веществом.

Значения S1 изменяются от 0,03 до 0,67 мг УВ/г породы, то есть указывают на невысокое содержание нефтяных компонентов. Параметр S2 изменяется в широком диапазоне между 0,68 и 19,52 мг УВ/г породы, в основном углеводородные продукты

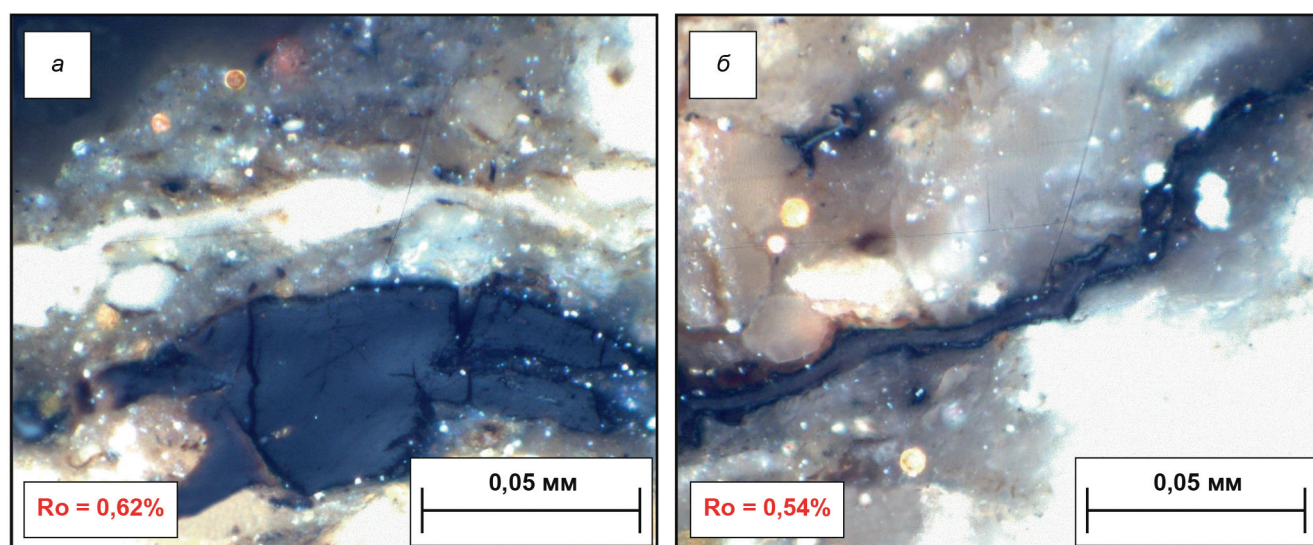


Рис. 6. Микрофотографии аншлифов дивьинской свиты в отраженном свете: а — витродетритинит, б — «сингинетичный» витринит

пиролиза керогена можно охарактеризовать как очень хорошие. Нефтегенерационный потенциал пиролиза в целом хороший ($S1+S2 = 0,78-20,03$ мг УВ/г породы). Водородный индекс изменяется от 84 до 537 мг УВ/ г ТОС), что предполагает наличие гумусово-сапропелевого и гумусового органического вещества (II и III тип). Значения T_{max} 419–446°C свидетельствуют о незрелости органического вещества (градация катагенеза PK_2-MK_1).

Слой 3 содержит образцы с высоким ТОС (>1%) и хороший генерационный потенциал ($S2$ до 19,52 мг УВ/г породы). Преобладает сапропелево-гумусовое ОВ (тип II), что делает слой перспективным для нефтегенерации. Однако низкие значения PI и T_{max} указывают на раннюю стадию созревания.

Значения ТОС для слоя 4, который сложен мергелями с бугристыми поверхностями наложения и прослоями глинистых известняков, невысокие и изменяются в узких пределах — от 0,15 до 0,51% (минимальное в образце 27, максимальное в образце 28).

Параметр $S1$ очень низок (менее или равен 0,06 мг УВ/г породы). Остаточный углеводородный потенциал (продукты пиролиза керогена) можно охарактеризовать как бедный (значения $S2$ между 0,22 и 0,99 мг УВ/г породы). Данные пиролиза показывают в целом небольшой суммарный нефтегенерационный потенциал ($S1+S2 = 0,28-1,05$ мг УВ/г породы). Изменения значений водородного индекса от бедных до удовлетворительных (64–177 мг УВ/ г ТОС) предполагает присутствие гумусового керогена (III тип). Значения T_{max} 433–437°C свидетельствуют о невысокой зрелости органического вещества (градация катагенеза MK_1).

Углетрографические исследования образцов из обнажения дивьинской свиты. Мацеральный состав изучаемых отложений представлен переотложенными мацералами группы витринита и инертинита, а также битумными пленками, которые встречаются в межзерновом пространстве или на поверхности органических включений.

Данные мацеральные компоненты встречаются в породе в виде мельчайших включений, располагающихся между минеральными зёрнами и слоями. Их оптические свойства (из-за крайне малых размеров включений) невозможно точно охарактеризовать и измерить. Редко встречаются крупные компоненты, на которых и проводились замеры показателя отражения.

Мацералы группы витринита представлены двумя переотложенными разновидностями; витринит, который попал в еще не сформированный осадок в виде сформированного мацерала (рис. 6, а), и витринит, который попал в осадок в виде фрагментов высших растений (древесинные ткани корней, стволов, коры и листьев) (рис. 6, б). Морфологически они выражены либо изометричными фрагментами, либо вытянутыми разновидностями.

Мацералы группы инертинита в образцах дивьинской свиты представлены в основном переотложенными разновидностями (инертдетритинит) (рис. 7, а), а также переотложенными мацералами фунгинита, который сохранил растительную структуру (рис. 7, б). В данных образцах данные включения характеризуются более высокими показателем отражения и, следовательно, более светлым цветом. В изученных образцах встречается в виде отдельных включений.

Битумные пленки в прямом смысле являются пленками — оболочками, которые равномерно покрывают минеральный матрикс породы (рис. 8, а) или «обволакивают» органические включения (рис. 8, б), и придают образцам коричневый цвет в отраженном свете. Это всегда подвижные новообразованные продукты, сопровождающие трансформацию ОВ. Их присутствие в породе свидетельствует о начале процессов нефтеобразования.

Определение катагенетической преобразованности органического вещества являлось ключевой задачей данных исследований. Результаты пиролитических исследований не давали точных данных о зрелости отложений. Часть образцов указывали на

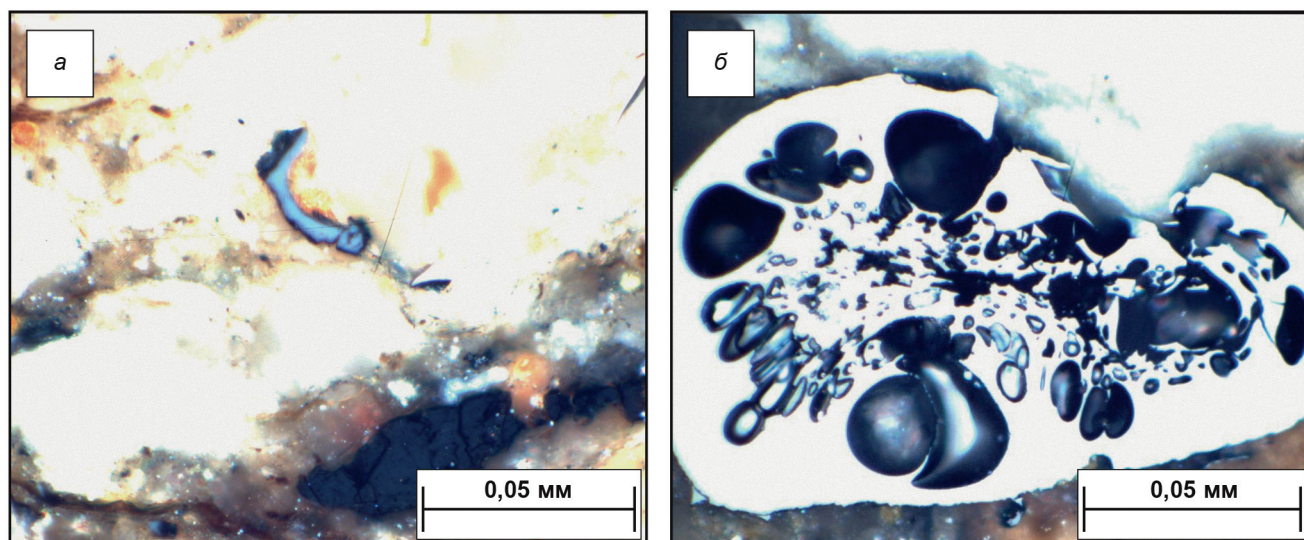


Рис. 7. Микрофотографии аншлифов дивьинской свиты в отраженном свете: а — инертдетритин, б — фунгинит

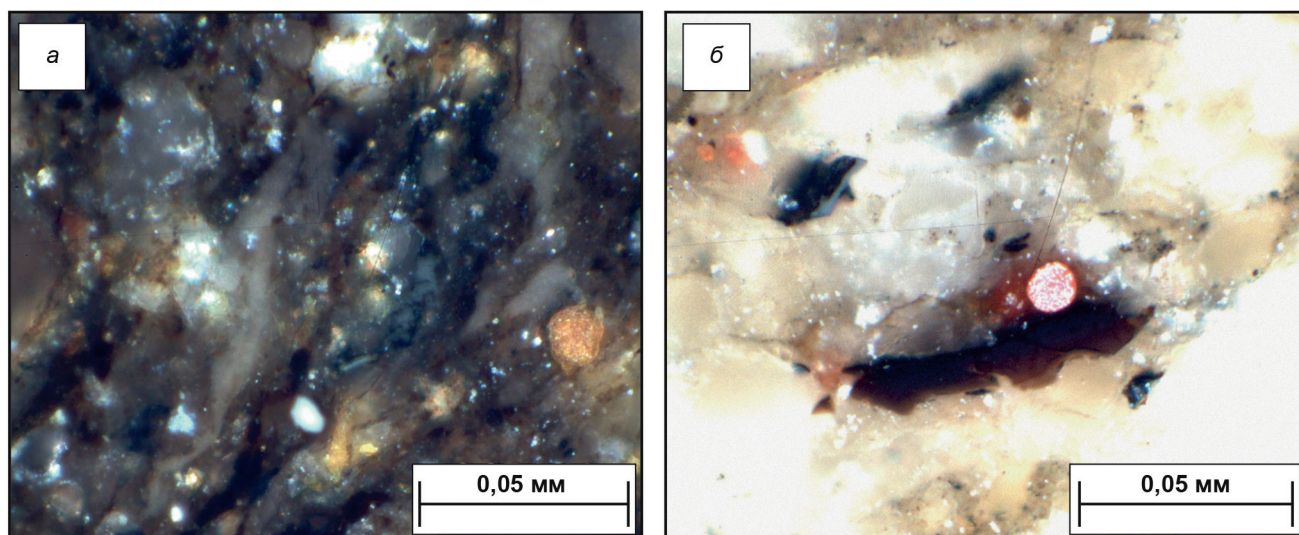


Рис. 8. Микрофотографии аншлифов дивьинской свиты в отраженном свете: а — битумные пленки в межзерновом пространстве, б — битумные пленки, сорбированные на поверхности органического включения

то, что органическое вещество является не зрелым, но другая часть образцов говорили о начале катагенетической преобразованности на уровне МК₁ (T_{\max} 424 до 437°C).

Замеры показателя отражения витринита не давали однозначного результата (в связи с двумя разностями витринита в образцах). Образцы перетолженного витринита в целом характеризуются более высокой катагенетической преобразованностью (сред. 0,61%). Данные образцы не могут говорить о катагенетической преобразованности ОВ, но по ним можно судить о верхней границе возможной зрелости отложений.

Также в образцах встречались включения витринита, который попал в осадок в виде фрагментов высших растений. Данные образцы уже характеризуются более низкими значениями отражательной способности от 0,53 до 0,55% (на эти значения мы и опираемся при определении зрелости). Судя по

данным образцам, породы характеризуются катагенетической преобразованностью стадии МК₁.

Кинетические спектры деструкции ОВ. Кинетические спектры деструкции ОВ дивьинской свиты. Полученные результаты открытого пиролиза обрабатывались с помощью ПО «Kinetics2015». Однокомпонентные кинетические спектры деструкции ОВ определены для II типа керогена второго слоя (образцы № 15 и 17). Содержание ТОС в образцах различны. Для образца № 15 ТОС = 2,15%, а для образца № 17 = 3,27%. Показатели T_{\max} для образцов равны 424 (образец № 15), и 422 (образец № 17).

Результаты обработки: на однокомпонентных кинетических спектрах ОВ образца № 15 (при фиксированном частотном факторе $A = 10^{14} \text{ c}^{-1}$) отмечается диапазон выхода УВ — энергии активации (E_a) от 47 до 64 ккал/моль (рис. 9).

Энергия активации максимального выхода УВ соответствует 53–54 ккал/моль. При не фик-

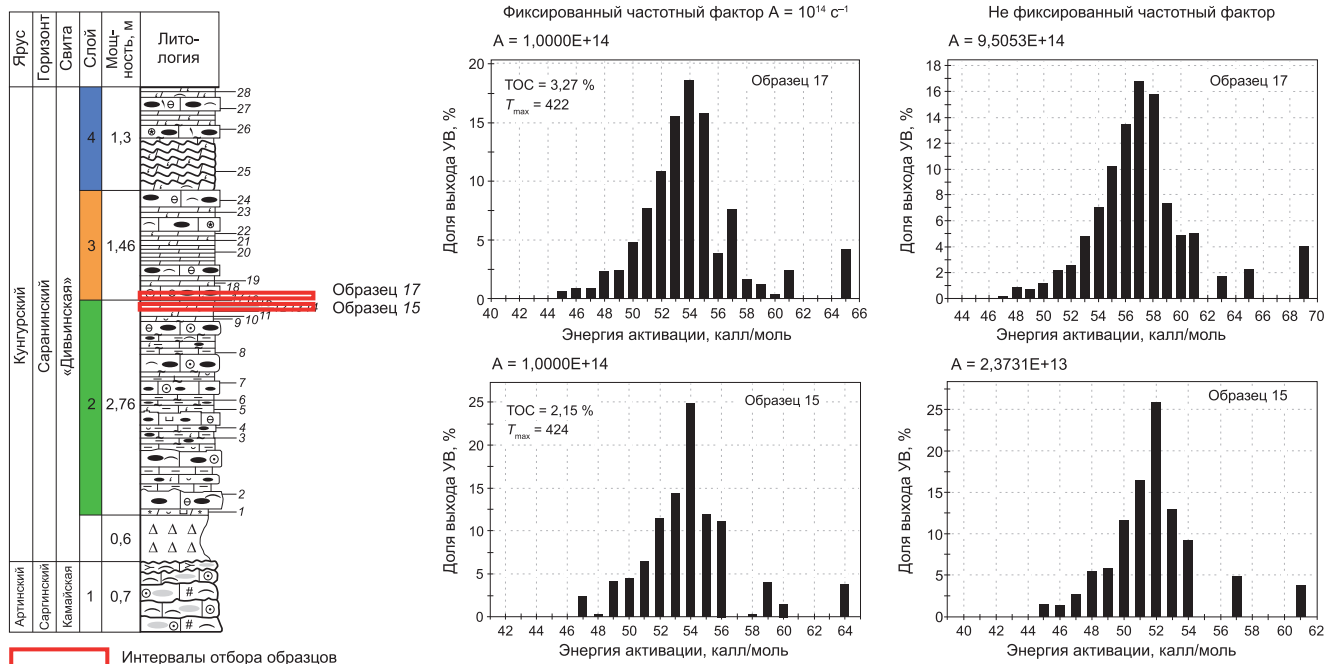


Рис. 9. Результаты обработки кинетических спектров

сированном частотном факторе ($A = 2,3 \cdot 10^{13} \text{ c}^{-1}$) диапазон выхода УВ от 45 до 61 ккал/моль. Энергия активации максимального выхода УВ соответствует 51–52 ккал/моль. Для образца № 17 (при фиксированном частотном факторе $A = 10^{14} \text{ c}^{-1}$) диапазон энергии активации составляет от 45 до 65 ккал/моль. Энергия активации максимального выхода УВ фиксируется при значениях 53–55 ккал/моль. При не фиксированном частотном факторе ($A = 9,5 \cdot 10^{14} \text{ c}^{-1}$) диапазон выхода УВ варьируется от 47 до 69 ккал/моль. Энергия активации максимального выхода УВ соответствует 56–58 ккал/моль.

Для разделения полученных однокомпонентных кинетик на выход нефти и газа отдельно спектры были сопоставлены с двухкомпонентными кинетиками из библиотеки кинетических спектров для бассейнового моделирования. Из-за отсутствия кинетики схожих отложений в библиотеке сопоставление кинетики производилось со средними значениями кинетик для II типа керогена. Полученные значения получились следующие: выход газа — 23%, выход нефти — 77% (рис. 10).

Бассейновое моделирование. Моделирование процессов нефтегазообразования в Юрюзано-Сылвенской депрессии Предуралья позволяет оценить возможность вклада пермских материнских толщ в формирование нефтегазоносности. На данном этапе изучения депрессии наиболее слабоизученными и интересными с точки зрения нефтегазоносности являются породы каменноугольного и нижнепермских комплексов. Построение геолого-геохимической бассейновой модели и интерпретация результатов моделирования позволило объединить данные о нефтегазоматеринских толщах прогиба, и выявить связь между каменноугольно-нижнепермскими

ми материнскими толщами и залежами Юрюзано-Сылвенской депрессии.

Главной задачей моделирования было оценить катагенетическую преобразованность НГМТ прогиба и выяснить потенциально возможный вклад пермских материнских толщ в нефтегазоносность региона. Индекс трансформации материнских толщ по моделируемым профилям приведен на рис. 11.

В ассельских и сакмарских материнских толщах коэффициент трансформации достигает 35–55%, что свидетельствует об их катагенетической зрелости. Также полученные данные согласуются с пиролитическими исследованиями. Исходя из полученных пиролитических данных и данных моделирования, эти отложения зрелые, и могли вносить свой вклад в нефтегазоносность депрессии.

Моделирование артинских пород дивьянской свиты было проведено по четырем кинетическим спектрам (рис. 12). Коэффициент трансформации варьируется от 25 до 32% (при фиксированном частотном факторе), и от 28 до 35% (при не фиксированном частотном факторе) в очаге генерации. Судя по результатам моделирования, углепетрографическим и пиролитическим исследованиям, дивьянская свита могла вносить вклад в нефтегазоносность Юрюзано-Сылвенской депрессии.

Также была проведена оценка степени насыщения нефтью и газом отложений Юрюзано-Сылвенской депрессии (рис. 13). В связи с отсутствием месторождений вдоль профилей в ЮСД, оценка УВ насыщения также проведена для Бымско-Кунгурской впадины. Месторождения УВ пересекает лишь профиль А-Б (Козубаевское, Кукуштанское и Ожгинское месторождения Бымско-Кунгурской впадины), профиль В-Г проходит в близости от Лысьвенского месторождения (северная часть профиля).

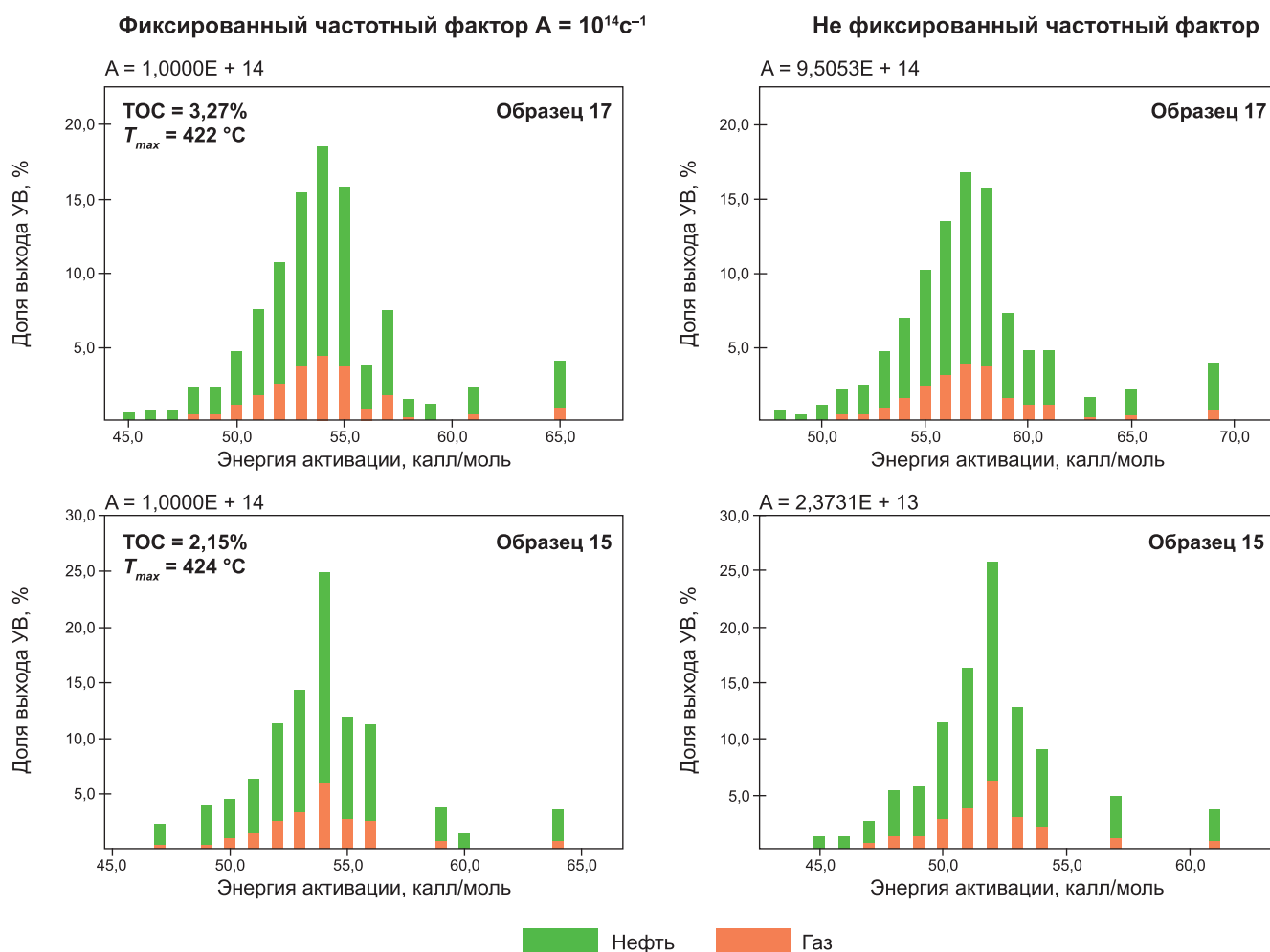


Рис. 10. Полученные двухкомпонентные кинетические спектры деструкции керогена дивьинской свиты

В нижнепермском комплексе по результатам моделирования УВ насыщение может достигать 50–60% (на севере профиля В-Г). По фазовому составу (по результатам моделирования) сформированные залежи в основном нефтяные. Это также согласуется с доказанной нефтегазоносностью. В отложениях данного комплекса в северной и центральной части ЮСД открыто пять месторождений: три нефтяных месторождения: Лысьвенское, Копальнинское и Селинское (Пермский край) и два газовых — Кедровское и Кордонское (Свердловская область). Моделируемые профили проходят вдали от газовых месторождений, но в близости от нефтяных (Лысьвенское месторождение). Свой вклад в данном комплексе могли внести нижнепермские материнские толщи. Наиболее высоким потенциалом обладают материнские отложения дивьинской свиты. По результатам моделирования углеводороды дивьинской свиты способны к миграции. По результатам исследований породы данной свиты обладают потенциалом для генерации в основном нефтяных УВ, что также согласуется с тем, что залежи вышележащих пород также в основном нефтяные.

Сопоставление органического вещества нефти и нефтегазоматеринских пород. Для проверки гипотезы о вкладе пермских НГМП в формирование

нефтегазоносности мы провели сопоставление молекулярного состава нефти и битумоидов.

По результатам ХМС исследований в образцах экстрактов пород из обнажения и образце нефти обнаружены *n*-алканы в диапазоне C_{14} – C_{41} . Низкомолекулярные *n*-алканы обнаружены в следовых количествах.

Изопренаны пристан (iC_{19}) и фитан (iC_{20}) обнаружены в нефти, но не во всех образцах из обнажения (в образце 18 не обнаружен пристан (iC_{19}), а в образце 7 не обнаружено пристана (iC_{19}) и фитана (iC_{20})).

Практически во всех образцах из обнажения (кроме образца 18) наблюдается нечетность, доминирование *n*-алканов с нечетным количеством атомов углерода над четными, в области высокомолекулярной части n - C_{23} – n - C_{31} . В образце нефти наблюдается равномерный спад концентрации *n*-алканов в диапазоне от n - C_{17} до n - C_{38} (рис. 14).

Так же по группе алканов в образцах были рассчитаны и другие геохимические параметры: K_i -изопреноидный коэффициент, и Carbon Preference Index (CPI) [Bray, Evans, 1961].

K_i (изопреноидный коэффициент) — в образцах 9 и 20 значения коэффициента указывают на ранние градации катагенеза, а в образце 22 на не зрелое ОВ (высокая погрешность в связи с низкими концен-

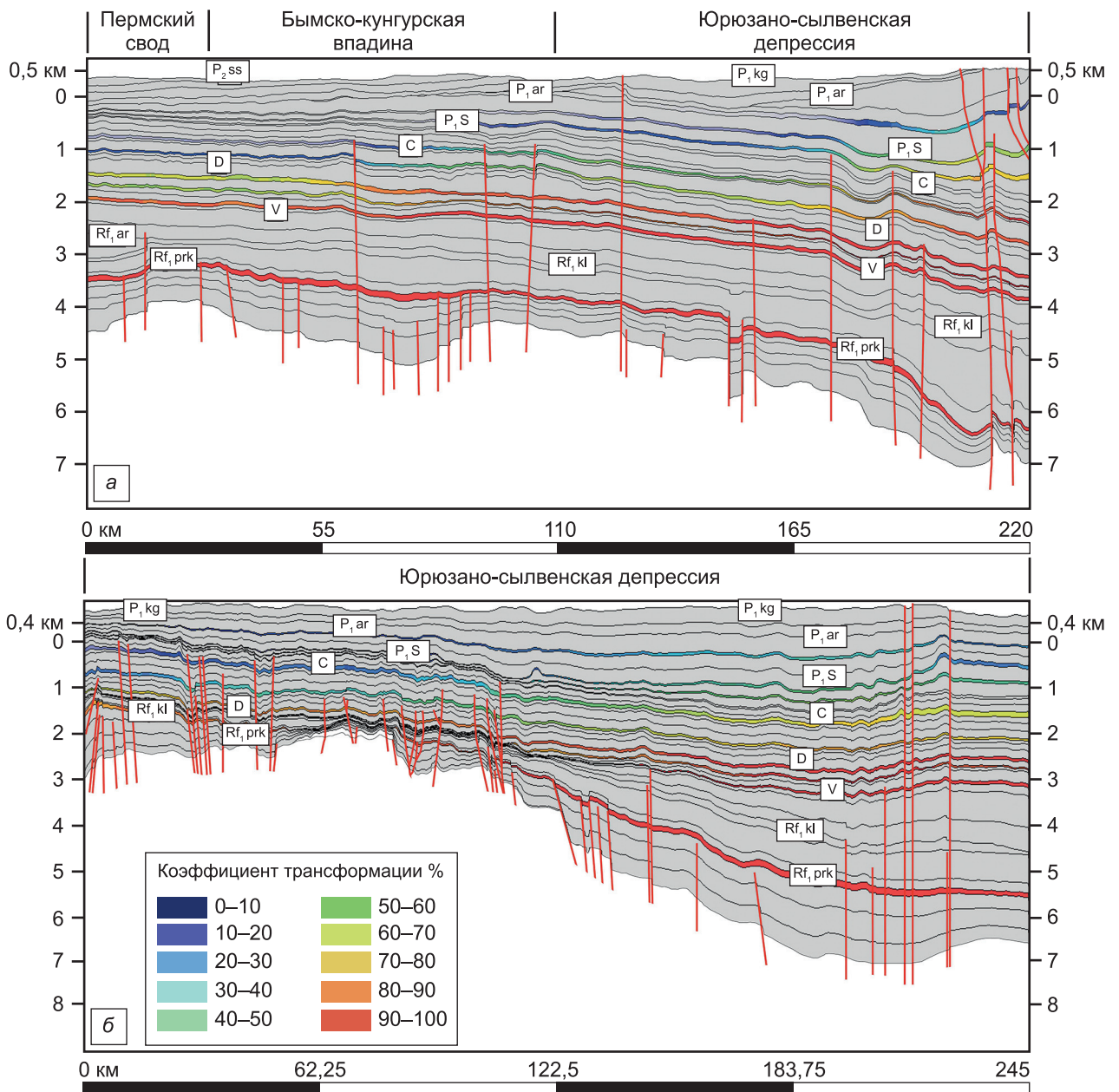


Рис. 11. Коэффициент трансформации органического вещества нефтематеринских пород; а — профиль А-Б, б — профиль В-Г

трациями пристана (iC_{19}) и фитана (iC_{20}). В нефти данный коэффициент указывает на зрелое ОВ.

Значения $СР1$ в образцах из обнажения указывают на термическую зрелость органического вещества (в образце 22 на низкую зрелость). В нефти данный коэффициент указывает на зрелое ОВ.

Параметр T_{24} (C_{24} тетрациклический терпан)/ N_{30} (C_{30} $\alpha\beta$ -гопан) — в образцах из обнажения данный показатель указывает на вклад бактериального ОВ (значения меньше 0,1), а в нефти на вклад смешанного бактериально-водорослевого ОВ (значение выше 0,3).

Параметр H_{29}/N_{30} в образцах и нефти указывают на термическую зрелость и окислительные условия осадконакопления, что не коррелируется с другими показателями. Данный параметр не учитывался в дальнейшем.

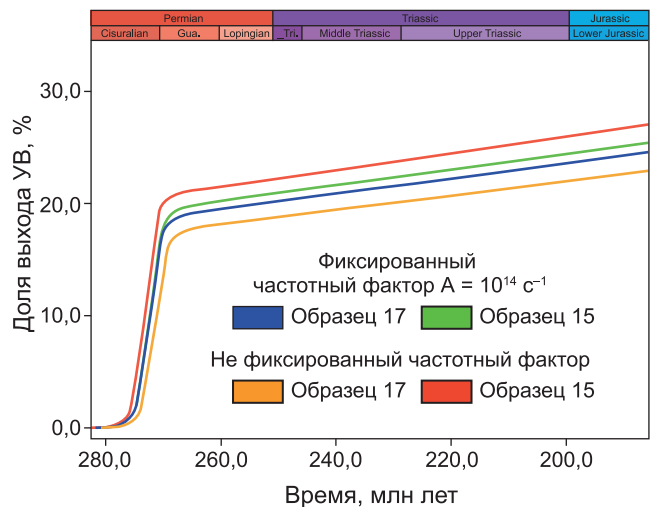


Рис. 12. Графики коэффициента трансформации от времени при разных кинетических спектрах разрушения керогена

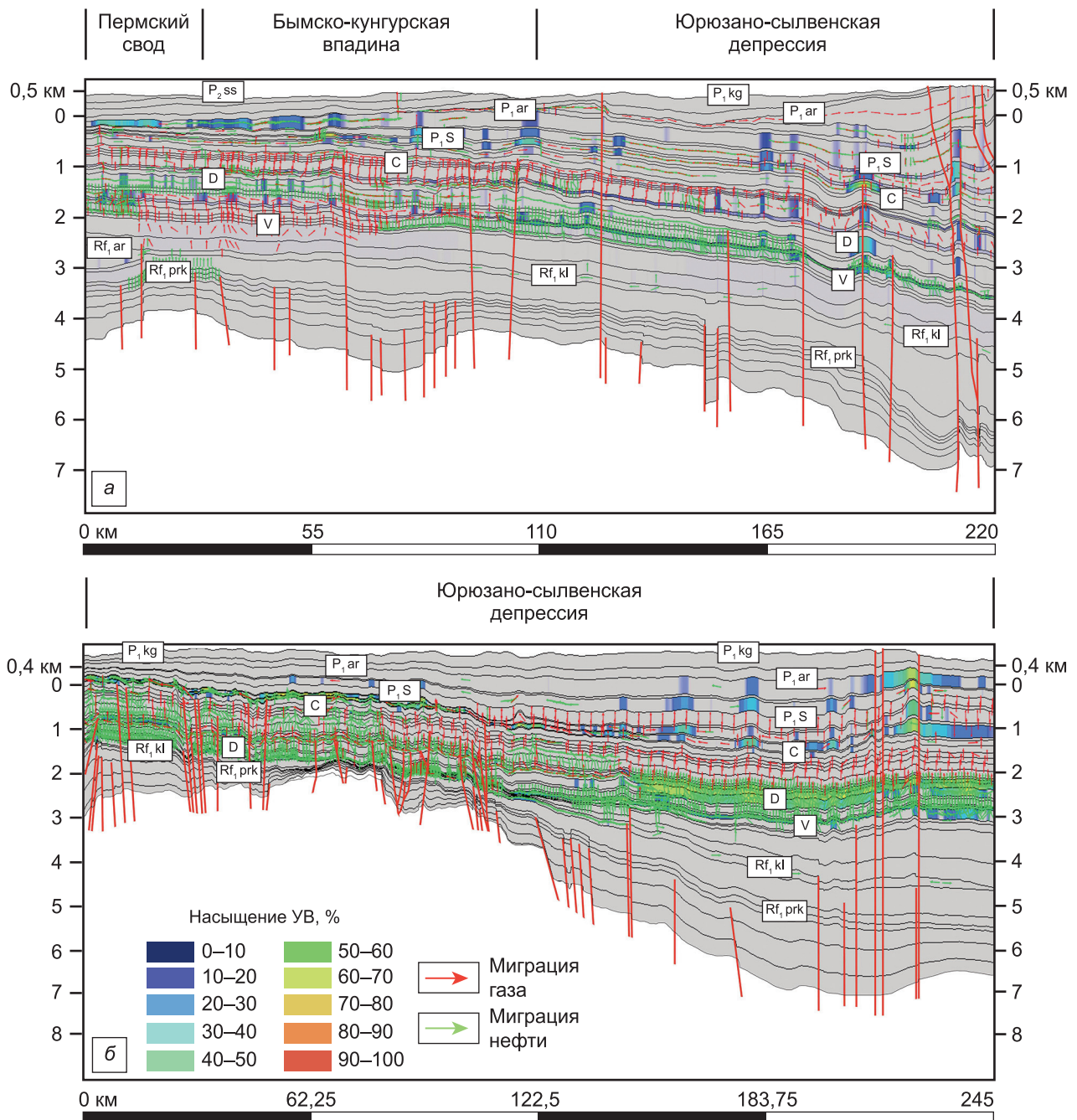


Рис. 13. Степень насыщения нефтью и газом и данные миграции: а — профиль А-Б, б — профиль В-Г

G (гаммацеран)/H30 (C₃₀-αβ-ганопан) указывает на соленость бассейна седиментации. Значение в образцах и нефти указывают на повышенную соленость во время накопления органического вещества.

Показатели dia27S/(reg27S+dia27S) и dia29S/(reg29S+dia29S) в образцах из обнажения указывают на вклад в основном морского (аквогенного) ОВ. В нефти данный показатель указывает на более высокий вклад наземного ОВ.

Показатель Ts/Ts+Tm в образцах из обнажения указывает на низкую термическую зрелость, а в нефти на стадию «нефтяного окна».

Параметр 31S/31S+31R во всех образцах указывает на стадию нефтяного окна (значения выше

0,5). Коэффициент 32S/32S+32R также указывает на термическую зрелость органического вещества.

Показатели reg27-28-29 bb/(bb+aa) указывают на невысокую термическую зрелость образцов из обнажений, и на более высокую зрелость нефти.

Также был построен треугольная диаграмма распределения стеранов (рис. 15).

Исходя из данной диаграммы ОВ накапливалось в прибрежноморских условиях заливов, лагун или устьев. Наблюдается схожесть условий накопления для дивьинской свиты и исходного органического вещества нефти.

По данным интерпретации были рассчитаны показатели зрелости (MPI-1 [Radke et al., 1982]

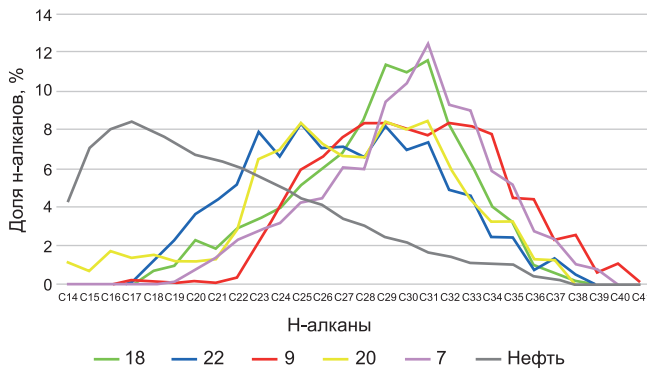


Рис. 14. Сравнение распределений n-алканов в образцах

и 4MDBT/ 1MDBT [Radke et al., 1986]). Значения MPI-1 плохо коррелируются с данными о зрелости образцов из обнажения и нефти (значения лежат в одном диапазоне). Значение же 4MDBT/ 1MDBT более достоверные, и указывают на низкую зрелость ОВ в образцах из обнажения (что также согласуется с данными пиролиза и углепетрографическими исследованиями), а в нефти значения 4MDBT/ 1MDBT указывают на начало нефтегенерации (эквивалент VR_0 (%) 0,5–0,7%).

Рассчитанные коэффициенты были разделены на две группы: параметры, характеризующие зрелость, и параметры, характеризующие ОВ. По данным группам были построены звездчатые диаграммы (рис. 16).

По результатам биомаркерного анализа органическое вещество в образцах из обнажения и исходное ОВ нефти накапливались в мелководноморских восстановительных условиях. Образец нефти характеризуется более высокой катагенетической преобразованностью, чем образцы из обнажения. Стадия преобразованности ОВ в образцах из обнажения не высокая, соответствует начальной стадии нефтяного окна. Также и нефть характеризуется не высокой термической зрелостью, но выше чем в образцах обнажения (в более погруженных частях Юрюзано-Сылвенской депрессии зрелость дивьинской свиты



Рис. 15. Треугольная диаграмма распределения стеранов

может быть и выше). Хотя ОВ и образовывалось в схожих условиях, но в нефти Копальнинского месторождения наблюдается больший вклад гумусового ОВ. Вероятнее всего, дивьинская свита является единственной материнской толщей для данной нефти. Требуется дальнейшие исследования, и анализ материнских толщ депрессии.

Заключение. В ассель-сакмарских материнских толщах содержание органического углерода колеблется от 0,2 до 1,7%. Уровень водородного индекса свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену III типа. Значения T_{max} (в среднем от 437 до 444 °C) свидетельствуют о термической зрелости стадий $МК_1$ – $МК_2$.

В образцах из обнажения дивьинской свиты содержится значительное количество органического углерода — в среднем более 1,5–2%. Водородный индекс свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену II типа со значитель-

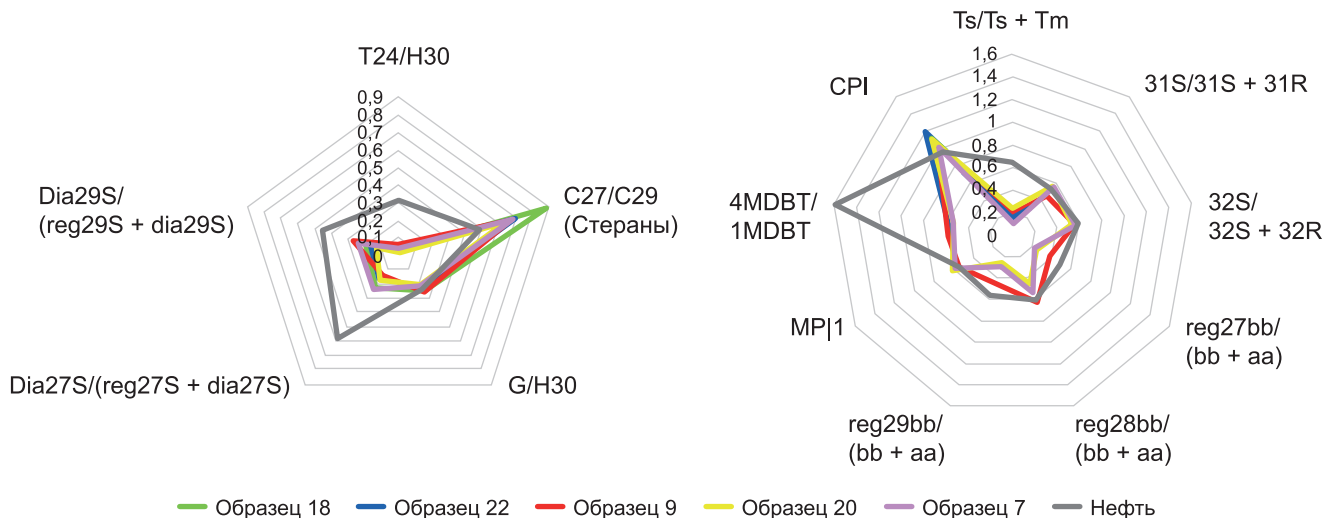


Рис. 16. Звездчатые диаграммы распределения рассчитанных геохимических параметров

ными примесями органического вещества III типа. Все проанализированные образцы имеют невысокую термическую зрелость с T_{\max} около 436 °С (ПК₃–МК₁), отражательная способность витринита (для сингенетичного витринита) составляет Ro- 0,54% (ранняя стадия МК₁).

Судя по высокому содержанию и типу органического вещества породы нижнепермских материнских толщ характеризуются значительным нереализованным потенциалом.

Степень выработанности потенциала отложений нижнепермских материнских толщ в наиболее погруженных частях Юрюзано Сылвенской депрессии достигает 23–35%, что означает, что эти породы могли внести свой вклад в формирование нефтегазоносности Предуралья Краевого прогиба.

По результатам биомаркерного анализа органическое вещество в образцах из обнажения и исходное ОВ нефти накапливались в мелководноморских восстановительных условиях. Образец нефти характеризуется более высокой катагенетической преоб-

разованностью, чем образцы из обнажения. Стадия преобразованности ОВ в образцах из обнажения не высокая, соответствует начальной стадии нефтяного окна. Также и нефть характеризуется невысокой термической зрелостью, но выше чем в образцах обнажения (в более погруженных частях Юрюзано-Сылвенской депрессии зрелость дивьинской свиты может быть и выше). Хотя ОВ и образовывалось в схожих условиях, но в нефти Копальнинского месторождения наблюдается больший вклад гумусового ОВ. Вероятнее всего, дивьинская свита не является единственной материнской толщей для данной нефти, но вклад ее в формирование всё же не исключен. Требуются дальнейшие исследования, и анализ материнских толщ депрессии.

Финансирование. Работа выполнена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в рамках госбюджетной темы «Оценка ресурсов трудноизвлекаемых углеводородов и разработка инновационных методов их освоения», номер ЦИТИС АААА-А16-116033010113-2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Галкин С.В. Методика вероятностной оценки генерационных перспектив в «старых» нефтедобывающих районах (на примере Пермского Прикамья) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 9–10. С. 5–8.

Кожанов Д.Д., Большакова М.А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. 2024. № 266. С. 199–217.

Колчанова Р.Н., Кузнецова Н.М., Березина Е.Г. и др. Региональные сейсморазведочные исследования геологического строения Юрюзано-Сылвенской депрессии с целью выявления региональных зон нефтегазоаккумуляции, связанных с Камско-Кинельской системой прогибов: отчет сейсмических партий 15, 12 / ОАО «Пермнефтегеофизика». 2003. 115 с. 23 л. граф. пр.

Котик О.С., Котик И.С., Каргиева Т.Г. Пермские отложения юго-востока Коротаихинской впадины: углетрография, геохимия и нефтегазогенерационный потенциал // Геология нефти и газа. 2017. № 4. С. 91–102.

Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш западного Урала. УрО РАН, 1997.

Орлова А.Ю., Полудеткина Е.Н. Геохимия нефтей и органического вещества доманиковых отложений южно-татарского свода // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. № 1. С. 188–208.

Савостин Г.Г., Махнутина М.Л., Костышина М.О. и др. Изменчивость кинетических характеристик органического вещества баженовской свиты на примере исследования ядерного материала одной скважины в центральной части Западной Сибири // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2024. № 6. С. 140–151.

Соболева Е.В., Гусева А.Н. Практикум по химии горючих ископаемых. М., 2014. С. 96.

Соколова Е.В. Информационный отчет «Зонально-региональные геофизические исследования (сейсморазведка в комплексе с гравиметрической съемкой) на Саргинской площади в восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции»: В 3 кн. / ФГУНПП «Росгеолфонд», ФГУ «Уральский ТФГИ», ФГУП «Баженовская геофизическая экспедиция». Кн. 1. 221 л. Кн. 2. 157 л. Кн. 3. 215 л.

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А. и др. Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Краснотинского свода (Западная Сибирь) // Георесурсы. 2021. № 23(2). С. 158–169.

Фортунатова Н.К., Швец-Тэнзта-Гурий А.Г., Агафонова Г.В. и др. Отчет «Оценка перспектив нефтегазоносности прогибов древних платформ России с целью выделения новых нефтегазоперспективных зон и объектов». М., 2012. Кн. 6.

Bray E.E., Evans E.D. Distribution of n-paraffins as a key to recognition of oil source formations // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1961. V. 22. No. 1. P. 2–15.

Espitalie J., Bordenave M.L. Rock-Eval pyrolysis // Bordenave (Ed.) Applied Petroleum Geochemistry. Technip ed., Paris, 1993. P. 237–361.

Peters K.E. The biomarker guide. 2nd ed., 2005. 702 p.

Radke M., Welte D.H., Wilsch H. Maturity parameters for aromatic hydrocarbons: influence of organic matter type // Organic Geochemistry. 1986. V. 10. No. 1–3. P. 51–63.

Radke M., Wilsch H., Leythaeuser D., et al. Aromatic components of coal: relationship of distribution pattern with rank // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1982. V. 46. No. 10. P. 1831–1848.

Статья поступила в редакцию 15.08.2025,
одобрена после рецензирования 12.11.2025,
принята к публикации 27.02.2026