

УДК 553.98(470.53/.57)

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-1-60-68

ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕПЕРМСКИХ ПОТЕНЦИАЛЬНО НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА НА ПРИМЕРЕ ДИВЬИНСКОЙ СВИТЫ

Павел Петрович Попов¹✉, Мария Александровна Большакова²,
Галина Юрьевна Пономарева³, 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 Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия; galinapon0mareva@yandex.ru

⁴ ЗАО «Моделирование и мониторинг геологических объектов им. В.А. Двуреченского», Москва, Россия; KhoptaIS@yandex.ru

Аннотация: Современные оценки потенциала нефтегазоматеринских толщ Предуральского прогиба базируются на геологических моделях его строения и нефтегазоносности, созданных по результатам региональных и поисковых работ, выполненных в конце прошлого столетия, и нуждаются в пересмотре и обновлении на основании новых геохимических данных и современных технологий. Вклад нижнепермских материнских толщ и их генерационный потенциал до конца не ясен. Цель данной статьи — рассмотреть литологию и геохимию органического вещества нижнепермских потенциально нефтегазоматеринских толщ на примере дивьинской свиты, оценить возможность генерации ими нефти и газа в Предуральском краевом прогибе.

Ключевые слова: Предуральский краевой прогиб, пермская система, дивьинская свита, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, пиролиз, кинетические исследования, углеводороды

Для цитирования: Попов П.П., Большакова М.А., Пономарева Г.Ю., Хопта И.С. Характеристика нижнепермских потенциально нефтегазоматеринских толщ Предуральского краевого прогиба на примере дивьинской свиты // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 1. С. 60–68.

CHARACTERISTICS OF THE LOWER PERMIAN POTENTIAL OIL AND GAS SOURCE STORIES OF THE PRE-URAL FOREDEEP ON THE EXAMPLE OF THE DIVINSKAYA FORMATION

Pavel P. Popov¹✉, Mariya A. Bolshakova², Galina Yu. Ponomareva³, 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 Perm State National Research University, Perm, Russia; galinapon0mareva@yandex.ru

⁴ Dvurechensky Closed Joint-Stock Company Modeling and monitoring of geological objects, Moscow, Russia; KhoptaIS@yandex.ru

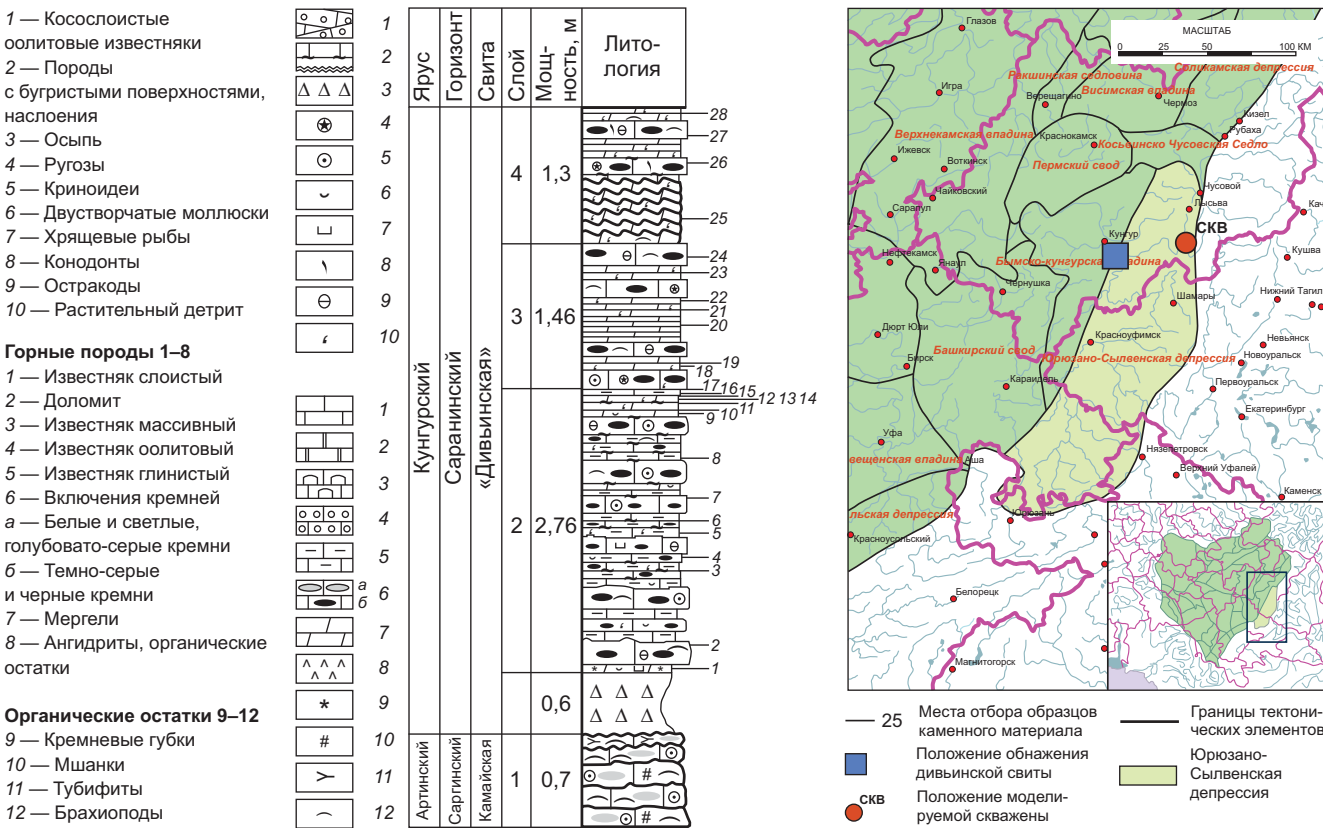
Abstract: Current estimates of the potential of the oil and gas source strata of the Pre-Ural foredeep are based on geological models of its structure and oil and gas potential created based on the results of regional and exploration work carried out mainly at the end of the last century, and need to be revised and updated based on new geochemical data and modern technologies. The contribution of the Lower Permian source rock formation and their generation potential have also not been clarified. The purpose of this article is to assess the Lower Permian source rock formation from the point of view of lithology, geochemistry, and to evaluate the possibility of their generation in the Pre-Ural foredeep using the example of the Divinskaya Formation.

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

For citation: Popov P.P., Bolshakova M.A., Ponomareva G.Yu., Khopta I.S. Characteristics of the lower permian potential oil and gas source stories of the Pre-Ural foredeep on the example of the Divinskaya formation. *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 1: 60–68. (In Russ.).

Введение. На основе мирового опыта изучения нижнепермских нефтегазоматеринских пород можно сделать вывод о том, что в различных осадочных бассейнах по всему миру в этих породах происходила генерация жидких и газовых углеводородов (УВ). Известные примеры таких бассейнов включают Пермский бассейн (Permian Basin) и бассейн Тукумари (Tucumcari basin) в США, бассейн Пхетчабун

(Phetchabun Basin) в Индонезии и Сычуаньский бассейн (Sichuan basin) в Китае. Нижнепермские нефтематеринские породы в этих бассейнах накапливались преимущественно в условиях морской седиментации. Углеводородные флюиды, образовавшиеся в этих породах, мигрировали в резервуары как по латерали, так и вертикально через разломы. Вклад в общий объем генерации углеводородов (УВ)



Образцы были отобраны авторами статьи в ходе полевых выездов 2017 и 2024 гг.

Основными объектами исследования в настоящей работе были мергели и известковистые аргиллиты обнажения дивьинской свиты. Пиролитические исследования выполнялись на приборах Rock-Eval 6 и Hawk. Исследования на приборе Rock-Eval 6 (1, 2, 4, 5, 7, 10, 18, 20, 22, 24–28) (рис. 1) проводились в 2017 г., в лаборатории геохимии АО «КамНИИ-КИГС»), образцы для исследования на приборе Hawk (остальные образцы) были отобраны из тех же слоев обнажения в 2024 г.

Кинетические спектры деструкции ОВ. С помощью пиролитического оборудования на основе рабочей станции HAWK осуществлялось определение кинетических параметров преобразования ОВ потенциальных НГМП посредством программируемого нагрева исследуемого образца. Суть кинетического метода заключается в нагреве серии от 3 до 5 навесок одного и того же образца с разными скоростями повышения температуры пиролиза в инертной среде. Для калибровки и тестирования оборудования используются длительные временные схемы нагрева в 1 °С/мин, 2 °С/мин, а также 5 °С/мин, 10 °С/мин и 30 °С/мин от 300 до 650 °С. Полученные результаты открытого пиролиза обрабатывались с помощью специального ПО «Kinetics2015». Конечным результатом обработки являются кинетические спектры образования углеводородов из керогена. Для определения кинетических параметров нефтеобразования ОВ пород выбирались образцы с высоким содержанием ОВ (ТОС — Total Organic Carbon) и высоким нефтегенерационным потенциалом на самой начальной стадии нефтегазообразования (T_{\max} менее 430–440 °С или R° менее 0,5–0,6 %).

Определение содержания битумоида в породе выполнялось для образцов 1, 2, 4, 5, 7, 10, 18, 20, 22, 24–28 методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета [Руководство..., 1966]. Исследования выполнены в лаборатории геохимии АО «КамНИИКИГС» в 2017 г.

Определение концентрации хлороформенных битумоидов количественно проводилось с помощью экстракции раздробленной породы в аппаратах Сокслета с последующей отгонкой растворителей и определением содержания битумоидов весовым методом [Руководство..., 1966]. Фракционирование битумоидов пород осуществлялось методом тонкослойной хроматографии. Метод состоит в разделении битумода на фракции — легкие и тяжелые смолы, ароматические и парафино-нафтенновые УВ, за счет их перераспределения между слоем адсорбента и подвижными растворителями. Асфальтены осаждаются из битумоида петролевым эфиром и определяются гравиметрически после высушивания [Белоконь, 1985].

Бассейновое 1D моделирование проводилось при помощи специализированного ПО «PetroMOD» на

основе данных скважины, пробуренной в северо-восточной части Юрюзано-Сылвенской депрессии.

Результаты и обсуждение. Обстановки осадко-накопления пермских отложений на территории естественного выхода пород дивьинской свиты (заказник «Предуралье»). Заказник Предуралье относится к зоне сочленения платформенной части и краевого прогиба ВУ НГБ (зона сочленения Бымско-Кунгурской впадины и Юрюзано-Сылвенской депрессии).

Дивьинская свита в рассматриваемом районе протягивается субмеридиональной полосой вдоль западной окраины Юрюзано-Сылвенской впадины Предуральского прогиба в 6 км от изученных разрезов (рис. 2).

Граница сочленения карбонатного плато Уфимского вала и Предуральского прогиба, известная как Суксунский разлом, проходит в окрестностях с. Усть-Кишерть. Здесь отмечается контакт разнотипных и разновозрастных пород. На правом берегу субмеридионального участка р. Сылвы обнажаются биогермы сылвенской свиты саранинского горизонта кунгурского яруса. На левом берегу Сылвы в устье р. Таз вскрыты турбидитовые песчаники кошелевской свиты иренского горизонта кунгурского яруса [Мизенс, 1997]. Типовая дивьинская свита делится на три части и сложена мергелями, аргиллитами с прослоями известняков [Беклемишев и др., 1973]. В породах почти постоянно присутствуют спиккулы губок, встречаются спонголиты. Дивьинская свита является фациальным, одновозрастным аналогом камайской свиты саргинского горизонта верхнеартинского подъяруса и рифогенного комплекса сылвенской и шуртанской свит саранинского горизонта кунгурского яруса востока платформы. Отмечается, что в приплатформенной части ее мощность не превышает 10 м.

На территории заказника Предуралье дивьинская свита обнаружена только в двух разрезах — Межевой Лог и Камайский Лог [Пономарева, Хопта, 2023]. Образцы пород дивьинской свиты для исследований отобраны из обнажения Камайского лога. Камайский лог и одноименный разрез находятся в ядре пологой антиклинальной складки Уфимского вала (восточная часть Бымско-Кунгурской впадины).

В Камайском Логу породы представлены равномерным чередованием одинаковых по мощности плит окремненных известняков и спонголитов с пакетами тонкоплитчатых известковых аргиллитов, с желваками черных кремней. В этой части многочисленны спиккулы кремневых губок, встречаются брахиоподы, криноидеи, мелкие одиночные ругозы, растительный детрит, конулярии, зубы и плавниковые шипы хрящевых рыб, чешуи и кости лучеперых рыб. Верхняя часть дивьинской свиты в обоих разрезах сложена мергелями, известковыми аргиллитами серыми, коричнево-серыми, алевроитистыми, тонко- и микрослоистыми, плитчатыми, с ровными поверхностями наслоения, с остатками мелких брахиопод,

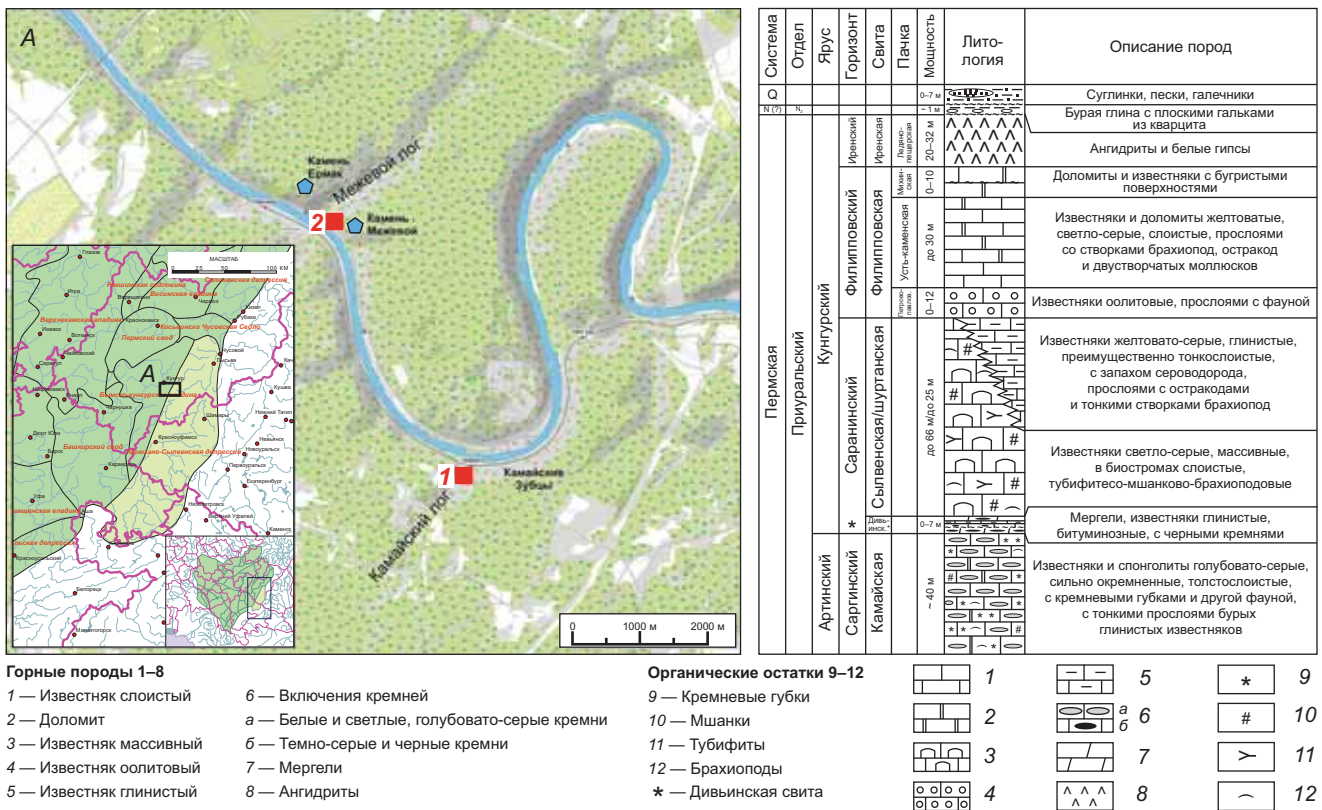


Рис. 2. Схема расположения разрезов с выходами пород дивьинской свиты и стратиграфическая колонка заказника «Предуралье». 1 — Камайский Лог, 2 — разрез Межевой Лог

двустворчатых моллюсков, лучеперых и хрящевых рыб, прослоями обогащены мелким растительным детритом, встречаются известковые водоросли (?) и фрагменты стволов хвойных и хвощевидных растений *Paracalamites frigidus* Neub. Имеется несколько прослоев темно-серых, глинистых известняков с черными кремнями (10–15 см). Перекрывается дивьинская свита в Межевом Логу породами биострома сылвенской свиты, в Камайском Логу — светлыми желтовато-серыми, охристыми известняками шуртанской свиты. Мощность дивьинской свиты заказника Предуралье не превышает 7 м. Комплексом фораминифер свита датируется кунгурским ярусом по присутствию *Nodosinelloides pugioidea simulata* (Zolotova) и многочисленным *Hemigordius* [Пономарева и др., 2017]. Рассматриваемая толща практически тождественна средней и верхней частям дивьинской свиты.

Карбонатный материал в исследованных породах микрозернистый, в сочетании с пелитовыми частицами он указывает на их формирование в условиях морского шельфа с глубинами ниже базиса штормовых волн (вероятно 70–100 м). Терригенный и глинистый материал, а также растительный детрит демонстрируют связь бассейна с Сылвенской впадиной Предуральского прогиба, так как на западе располагалась обширная карбонатная платформа, протянувшаяся до меридиана Москвы. Напрашивается вывод о формировании здесь в послекамайское (раннекунгурское) время впадины, более

глубоководной в сравнении с окружающим ландшафтом. Впадина вдавалась в массив карбонатной платформы примерно на 10 км и открывалась на восток в Предуральский прогиб в тыловой части. На самом западном участке, в разрезе Межевой Лог, накопившаяся толща подверглась разрушению в начале филипповского времени кунгурского века. В дивьинской части разреза между нижней и верхней пачками вмыты отдельные плиты органогенных известняков биострома сылвенской свиты саранинского горизонта.

Ввиду отсутствия геофизических сведений и данных бурения, границы впадины можно определить по косвенным признакам. Выявленная линейная зона совпадает с крупным полем развития фаций межрифовых понижений шуртанской свиты саранинского горизонта. Эти фации дивьинская свита подстилает. Впадина была компенсирована осадками оолитовых известняков в начале филипповского времени. Оолитовые известняки петропавловской пачки филипповской свиты кунгурского яруса образуют линзу северо-западного простирания между Камнями Коронка и Межевой размером 2×5 км. Долиной р. Сылвы линза разделена на две части. На этом участке петропавловская пачка имеет максимальную мощность более 12 м.

К условиям формирования самой толщи можно добавить следующее. Значительная мощность окремненных известняков и спонголитов камайской свиты саргинского горизонта, обилие спикул губок в по-

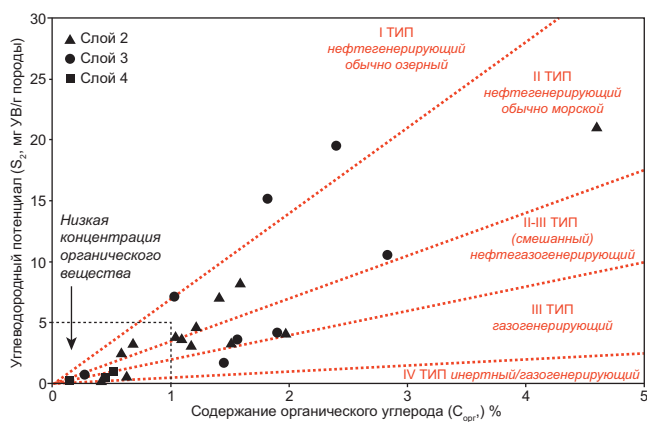


Рис. 3. График распределения значений отношения остаточного потенциала (S_2) к содержанию органического углерода ($C_{орг}$) для пород дивьинской свиты

родах дивьинской свиты, обогащение мергелей и аргиллитов органическим веществом, специфический комплекс органических остатков и прочие признаки говорят о том, что камайская и дивьинская свиты накопились в зоне апвеллинга. Эти зоны формируются на внешнем краю шельфа, характеризуются кислородным минимумом [Мизенс, 1997]. Созданию такой обстановки на шельфе способствуют заморы, время от времени случающиеся в зонах подъема глубинных вод. Осадок зон апвеллинга всегда содержит кремневые скелеты морских организмов, зерна кварца, кремнистые глины, горючие сланцы, фосфориты, глауконит. Формирование зон апвеллинга связано с глобальными процессами. В середине артинского века произошел подъем уровня Мирового океана, изменилась циркуляция океанских вод. Уральский морской путь постепенно закрывался, температура мелководья падает. Наступление фазы углубления фиксируется исчезновением фузулинидово-мшанковых известняков и появлением спиккулит-мшанковых известняков и спонголитов.

Геохимические характеристики дивьинской свиты. Содержание органического углерода ($C_{орг}$) в породах дивьинской свиты изменяется от 0,15 до 4,6 %, медианное значение 1,09 %. По результатам пиролиза содержание S_1 составляет 0,01–0,51 мг УВ/г породы (медиана 0,09 мг УВ/г породы). Величина параметра S_2 0,09–21,04 мг УВ/г породы. Диапазон изменения водородного индекса ($HI = 26–537$ мг УВ/г $C_{орг}$) позволяет отнести кероген ко II (сапропелевому) и смешанному II-III (сапропелево-гумусовому) типам (рис. 3). Значения T_{max} варьируются в диапазоне 419–446 °С, что соответствует градации $PK_3–MK_1$ (рис. 4) и говорит, о том, что породы только начали вступать в зону «нефтяного окна». Степень выработанности керогена (PI) низкая — от 0,01 до 0,28. Наблюдается дифференциация пиролитических характеристик НГМТ по слоям.

В слое 2 содержание органического углерода ($C_{орг}$) изменяется от 0,41 до 4,6 %, что качественно характеризует породы от очень бедных до обогащен-

ных органическим веществом, медиальное значение составляет 1,17 %. Диапазон содержания свободных углеводородов (S_1) очень широкий — от 0,02 до 0,39 мг УВ/г породы. Параметр S_2 изменяется от 0,13 до 21,04 мг УВ/г породы (медиана — 3,63 мг УВ/г породы), свидетельствуя об удовлетворительном и высоком материнском потенциале пород. Исключение — образец 2 с крайне бедными генерационными свойствами ($S_2 = 0,13$ мг УВ/г породы). Данные пиролиза показывают в целом умеренный нефтегенерационный потенциал ($S_1 + S_2 = 0,18–21,43$ мг УВ/г породы), медиальное значение — 3,72 мг УВ/г породы. Судя по величине водородного индекса (HI 83–457 мг УВ/г $C_{орг}$), органическое вещество относится к смешанному II-III типу, с большой долей участия II типа — сапропелевого [Тиссо, Вельте, 1981]. Значения индекса нефтяной продуктивности PI (0,01–0,28) с медиальным значением 0,03, указывают на низкую степень выработанности керогена. Катагенетическая зрелость соответствует стадии $PK_3–MK_1$ (T_{max} 419–445 °С).

Выход битумоида составляет 0,013–0,04 % (в среднем 0,026 %). Битумоид смолистого или маслянисто-смолистого типа. В составе значительна роль углеводородов (30–55 %), среди которых доминируют насыщенные (20–41 %). Смолисто-асфальтеновая составляющая битумоида (45–70 %) представлена, в основном, тяжелыми смолами (25–51 %), а доли легких смол и асфальтенов близки: 5,38–10,48 % легких смол и 5,73–9,71 % асфальтенов.

Слой 3: полученные значения содержания $C_{орг}$ в образцах слоя 3 изменяются в диапазоне от 0,27 до 3,79 %. В целом, большинство образцов содержат $C_{орг} > 1$ %, что характеризует их как относительно обогащенные органическим веществом. Содержание S_1 низкое — от 0,03 до 0,67 мг УВ/г породы. А в отношении материнских свойств качество пород очень высокое: параметр S_2 варьирует от 1,7 до 19,52 мг УВ/г породы. Лишь в одном образце S_2 составляет 0,68 мг УВ/г породы. Нефтегенерационный потенциал по пиролизу в целом хороший ($S_1 + S_2 = 0,78–20,03$ мг УВ/г породы). Водородный индекс изменяется от 84 до 537 мг УВ/г $C_{орг}$, что предполагает наличие гумусово-сапропелевого и гумусового органического вещества (II и III типы), с преобладанием сапропелевой составляющей. Степень выработанности керогена (PI) низкая — от 0,02 до 0,13. Значения T_{max} 419–446 °С свидетельствуют о градации катагенеза $PK_2–MK_1$.

Выход битумоида колеблется от 0,02 до 0,24 % (0,1 % в среднем). Битумоид смолистого или смолисто-асфальтенового типа. Состав битумоида смолисто-асфальтеновый (59–81 %). Доля тяжелых смол варьирует от 38 до 55 %, доля углеводородов с преобладаем насыщенных — от 19 до 41 %. Доля легких смол, асфальтенов и ароматической фракции часто близки (7–12 %), за исключением одного случая с наименьшим содержанием углеводородов (19 %) и наиболее высокой долей асфальтенов (21 %).

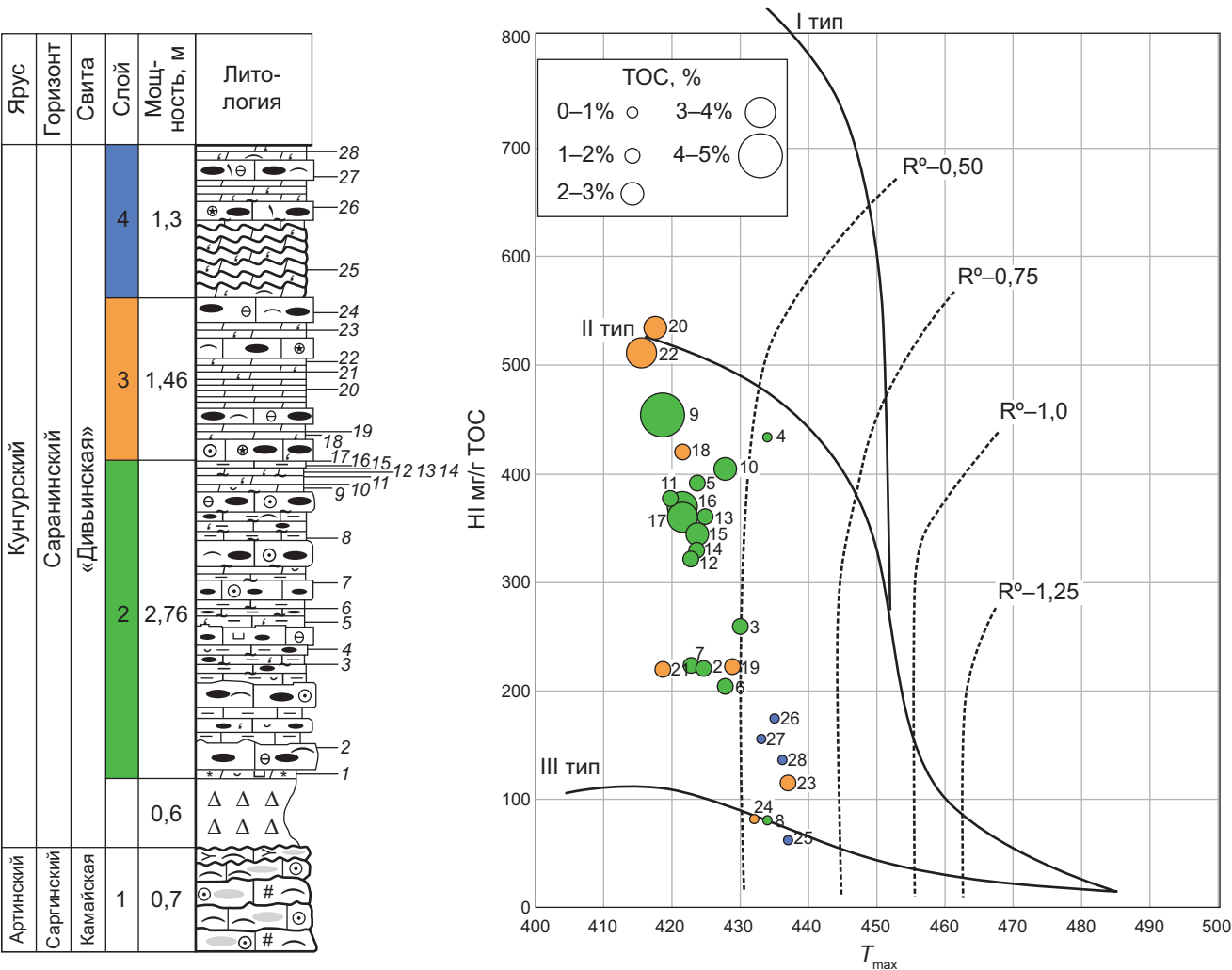


Рис. 4. Пиролитические характеристики на диаграмме HI от T_{max}

Слой 4: невысокие значения $C_{орг}$ изменяются в узких пределах — от 0,15 до 0,51 %. Параметр S_1 очень низок — менее или равен 0,06 мг УВ/г породы. Остаточный углеводородный потенциал (продукты пиролиза керогена) можно охарактеризовать как «бедный»: значения S_2 лежат между 0,22 и 0,99 мг УВ/г породы. Данные пиролиза показывают в целом небольшой суммарный нефтяной потенциал пород: сумма $S_1 + S_2$ не превышает 1,05 мг УВ/г породы. Диапазон изменения водородного индекса HI (64–177 мг УВ/г $C_{орг}$) позволяет отнести кероген к III (гумусовому) типу, обладающему, в основном, газовым потенциалом. Катагенетическая зрелость пород отвечает началу зоны «нефтяного окна» (T_{max} 435–440 °C).

Выход битумоида низкий, не превышает 0,015 %. Битумоид смолистого типа. Во фракционном составе битумоида на первый план выходят метаново-нафтовые углеводороды (36–45 %), в целом же на углеводородные фракции приходится 46–56 %. Тяжелые смолы занимают подчиненное положение (25–37 %). Доли ароматической фракции, легких смол и асфальтенов близки и варьируют в диапазоне 5–13 %.

Кинетические спектры деструкции ОВ и бассейновое моделирование. 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. 5). Энергия активации максимального выхода УВ соответствует 53–54 ккал/моль. При не фиксированном 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

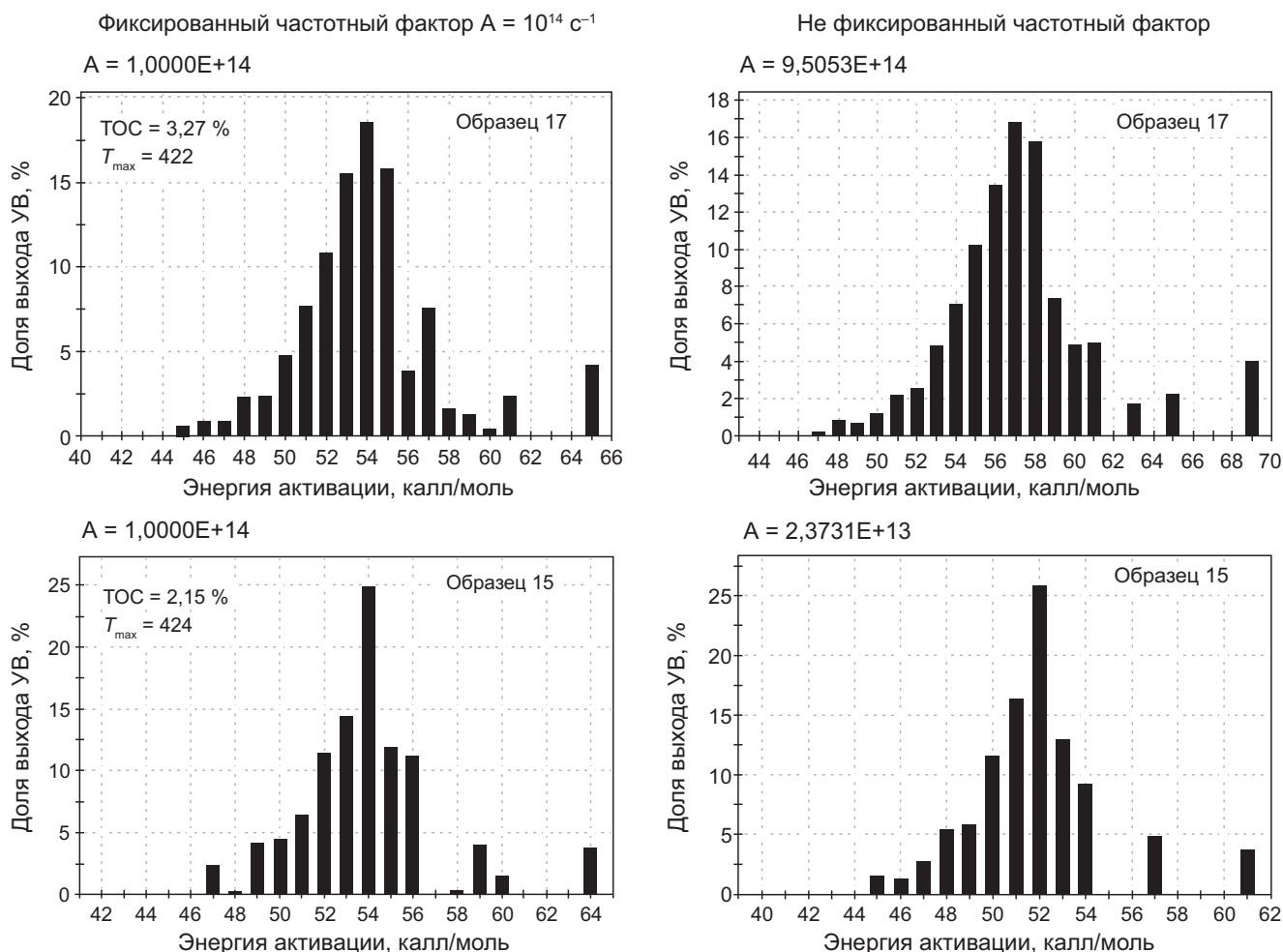


Рис. 5. Результаты обработки кинетических спектров в ПО «Kinetics2015»

активации максимального выхода УВ соответствует 56–58 ккал/моль.

Для моделирования выбрана скважина с наибольшим погружением пород дивьинской свиты на территории Юрюзано-Сылвенской депрессии (рис. 6). Рассчитанные кинетические спектры в программе *Kinetics2015* показали различия между результатами обработки спектров при фиксированном и не фиксированном частотном факторе. При фиксированном частотном факторе коэффициент трансформации (TR — transformation ratio) варьируется от 0,24 до 0,25. При не фиксированном частотном факторе данный коэффициент варьируется уже от 0,23 до 0,45. Полученные данные говорят о том, что дивьинская свита в пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии способна генерировать углеводороды в местах ее максимального погружения.

Заключение. Накопление дивьинской свиты происходило в зоне апвеллинга (зоны края шельфа, характеризующиеся кислородным минимумом). Созданию такой обстановки на шельфе способствуют заморы, время от времени случающиеся в зонах подъема глубинных вод. Формирование зон апвеллинга связано с глобальными процессами.

ми. В середине артинского века произошел подъем уровня Мирового океана, изменилась циркуляция океанских вод. Уральский морской путь постепенно закрывался, температура мелководья падала.

В образцах из обнажения дивьинской свиты содержится значительное количество органического углерода — в среднем более 1 %. Уровень водородного индекса свидетельствует о том, что органическое вещество относится к керогену II типа, со значительными примесями органического вещества III типа. Все проанализированные образцы имеют невысокую термическую зрелость, с T_{max} около 436°C (ПК₃ — МК₁). Судя по высокому содержанию и типу органического вещества породы дивьинской свиты характеризуются значительным нереализованным потенциалом.

В пределах Юрюзано-Сылвенской депрессии генерация в отложениях дивьинской свиты может начинаться уже на глубинах 1900–2100 м. Степень выработанности потенциала отложений дивьинской свиты в наиболее погруженных частях Юрюзано-Сылвенской депрессии достигает 0,23–0,45 %, что обозначает, что эти породы могли внести свой вклад в формирование нефтегазоносности Предуральяского краевого прогиба.

Фиксированный частотный фактор $A = 10^{14} \text{ c}^{-1}$

- Обр. 15 (фикс. ч. ф)
- Обр. 17 (фикс. ч. ф)

Не фиксированный частотный фактор

- Обр. 15 (Не фикс. ч. ф)
- Обр. 17 (Не фикс. ч. ф)

● скв
— Административные границы
— Границы тектонических элементов
■ Юрюзано-Сылвенская депрессия

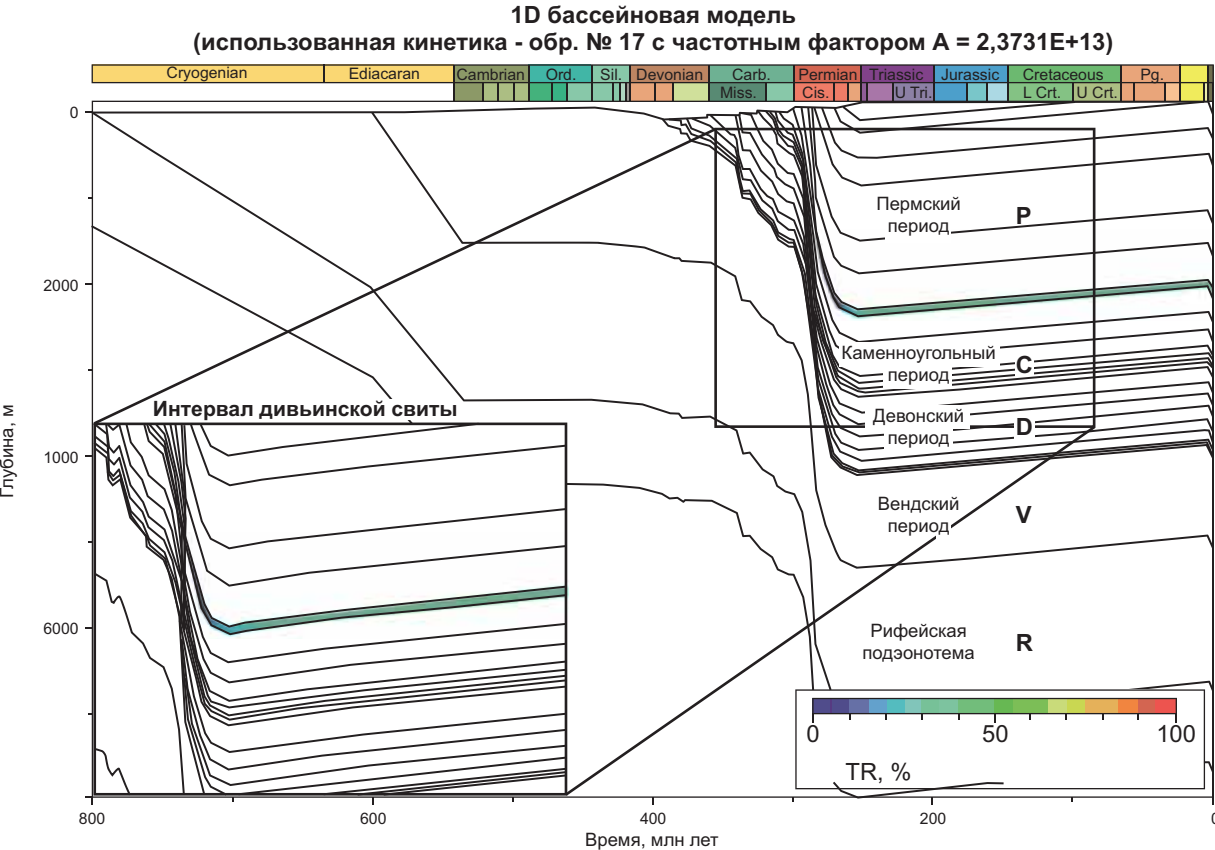
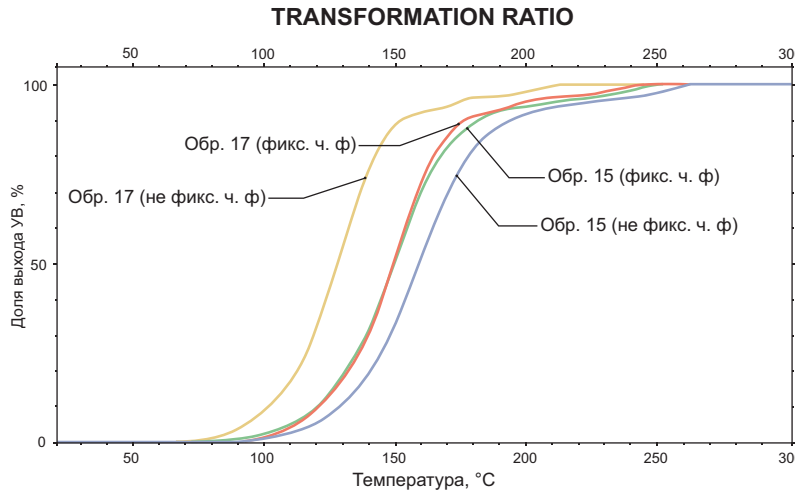
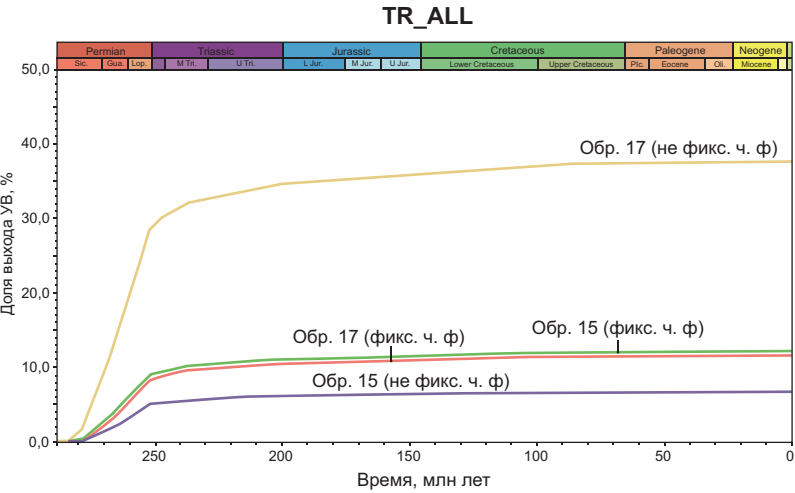
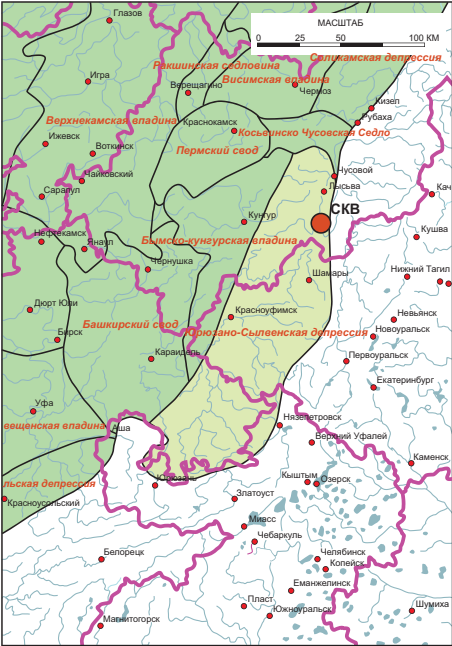


Рис. 6. Результаты моделирования с применением полученных кинетических спектров

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Беклемишев В.С., Красильников Б.В., Набоициков В.П. Дивья свита Сылвенской впадины и природа поднятий, картируемых по ее кровле // Нижнепермские отложения Камского Приуралья. Пермь, 1973. С.247–252.

Белоконь Т.В., Белокрылова Л.М. Способ фракционирования битумоидов пород с помощью тонкослойной хроматографии // Лаб. и технол. исслед. и обогащ. минер. сырья. Экспресс-информация. М.: ВИЭМС, 1985. Вып. 12. С. 1–6.

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.

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.

Пономарева Г.Ю., Хопта И.С. Дивьянская свита в разрезах «классического кунгура» (пермская система, Пермский край): Сборник тезисов Седьмой Всероссийской конференции «Верхний палеозой России» (23–25 октября 2023 г., Казань, Россия) [Электронный ресурс]. — Электронные текстовые данные. Казань: Изд-во Казанского университета, 2023. С. 69–70.

Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород / Под ред. В.А. Успенского. Л.: Недра, 1966. 315 с.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 504 с.

Статья поступила в редакцию 28.10.2024,
одобрена после рецензирования 30.10.2024,
принята к публикации 28.02.2025