

УДК 55(1/9), 550.84, 553.98

Моделирование процессов формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба

А. Н. Боталов^а, О. Л. Алексеева^б

^а Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 14990, Пермь, Комсомольский пр., 29, E-mail: botalov97@yandex.ru

^б Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15, E-mail: olga.alekseeva-2012@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 11.11.2021 г.)

Статья посвящена реконструкции условий формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба с использованием 2D бассейнового моделирования. В настоящий момент регион изучен крайне слабо, на что указывают низкая плотность сетки всего фонда пробуренных скважин и обработанных региональных сейсморазведочных профилей. Тем не менее Вычегодский прогиб считается перспективной территорией на поиски новых месторождений нефти и газа на Северо-Востоке Европейской части России. Объем информации, накопленной за весь период изучения Вычегодского прогиба, дает возможность провести комплексное исследование процессов формирования нефтегазоносного потенциала и оценить перспективы нефтегазоносности с помощью современного метода – бассейнового моделирования.

Ключевые слова: *Вычегодский прогиб, углеводороды (УВ), бассейновое моделирование, органическое вещество (ОВ), нефтегазоматеринские толщи (НГМТ).*

DOI:10.17072/psu.geol.20.4.379

Введение

На сегодняшний день территория Северо-Востока Европейской части России является наименее изученной, за исключением Тимано-Печерского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Одной из таких территорий считается Вычегодский прогиб, расположенный между Волго-Уральским нефтегазоносным бассейном и Тиманской грядой. Вычегодский прогиб считается перспективной территорией на поиски новых месторождений нефти и газа на Северо-Востоке Европейской части России. На это указывают большая мощность осадочного чехла, наличие нефтегазоматеринских пород в рифейских, вендских отложениях и доманиковом горизонте верхнего девона, а также нефтегазопроявления в древних рифей-вендских толщах и залегание пластов, пропитанных тяжелой вязкой нефтью в верхнепалеозойском комплексе. На данный момент открыты промышленные месторождения нефти в зоне сочленения Вычегодского прогиба, Соликамской депрессии и Камского свода.

Для воссоздания геолого-геохимической истории развития УВ потенциала Вычегодского прогиба был использован метод бас-

сейнового моделирования или моделирования генерационно-аккумуляционных УВ систем. Этот метод основан на осадочно-миграционной теории происхождения нефти, согласно которой УВ образуются в результате деструкции керогена ОВ. Согласно этой теории, нефтегазоносность любого осадочного бассейна обусловлена следующими основными процессами: накопление исходного ОВ в субаквальных отложениях, преобразование ОВ на стадиях литогенеза (катагенеза) и образование УВ, их эмиграция из нефтегазоматеринских толщ, последующая миграция и поступление в породы-коллекторы (Ермолкин, 2012).

Исходные данные

В работе проведено 2D бассейновое моделирование (Галушкин, 2007; Кадыров, 2020) рифейско-вендской и доманиковой «нефтяных систем». Построение бассейновой модели выполнялось на основе 6 сейсморазведочных профилей: 26-РС, 26А-РС, 091304, 150бр33, 150бр03а и 120006 (рис. 1), расположенные на территории Вычегодского прогиба и на прилегающей территории: Соликамская депрессия и Камский свод.



Рис. 1. Схема расположения профилей, выбранных для моделирования (цифрами указаны тектонические структуры: 1 – Сереговская впадина; 2 – Богородско-Большепорожский дизъюнктивный вал; 3 – Сторожевское поднятие; 4 – Аныбская ступень; 5 – Кельтменский вал (Мулукское поднятие); 6 – Кельтменский вал (Елмач-Парминское поднятие); 7 – Северо-Кельтменская впадина)

Данные профили были объединены в один общий профиль длиной 540 км, который в целом пересекает регион в юго-восточном направлении вдоль Тиманского кряжа.

Первым шагом построения 2D модели было проведение оцифровки границ сейсмокомплексов и разломов интерпретированных сейсморазведочных профилей. Каждому сейсмокомплексу был присвоен соответствующий геологический возраст. Затем проведено «гридирование» модели (создание сетки). Таким образом построен геологический разрез осадочного чехла Вычегодского прогиба с максимальной мощностью до 12000 м (рис. 2).

Следующим этапом построения 2D модели было разбиение геологического разреза на слои с учетом литологии и стратиграфии региона. Литология различных стратиграфических подразделений осадочного чехла Вычегодского прогиба при моделировании была задана в соответствии с литолого-стратиграфической характеристикой разреза с учетом содержания разных литологических типов.

Рифейский (RF) комплекс представлен карбонатно-терригенными породами, вендский (V) – терригенными, а позднепалеозойский (D₃-P₃) разрез сложен терригенно-карбонатными отложениями.

Одним из важных этапов построения модели является, во-первых, определение фа-

ций, а во-вторых, создание фациальных карт и их присвоение слоям. В ходе этого этапа каждой фации присваивается название, литология и элемент УВ системы (подстилающие, перекрывающие, материнские породы, породы-коллекторы, флюидоупоры).

Для характеристики нефтегазоматеринских пород были использованы следующие

параметры: исходные значения содержания ТОС ($C_{орг}$), %; тип ОВ – тип керогена, определяемый на основе биомаркерного анализа или при помощи пиролиза; исходные значения водородного индекса (НИ, мг УВ/г ТОС) и кинетический спектр деструкции керогена НГМТ.

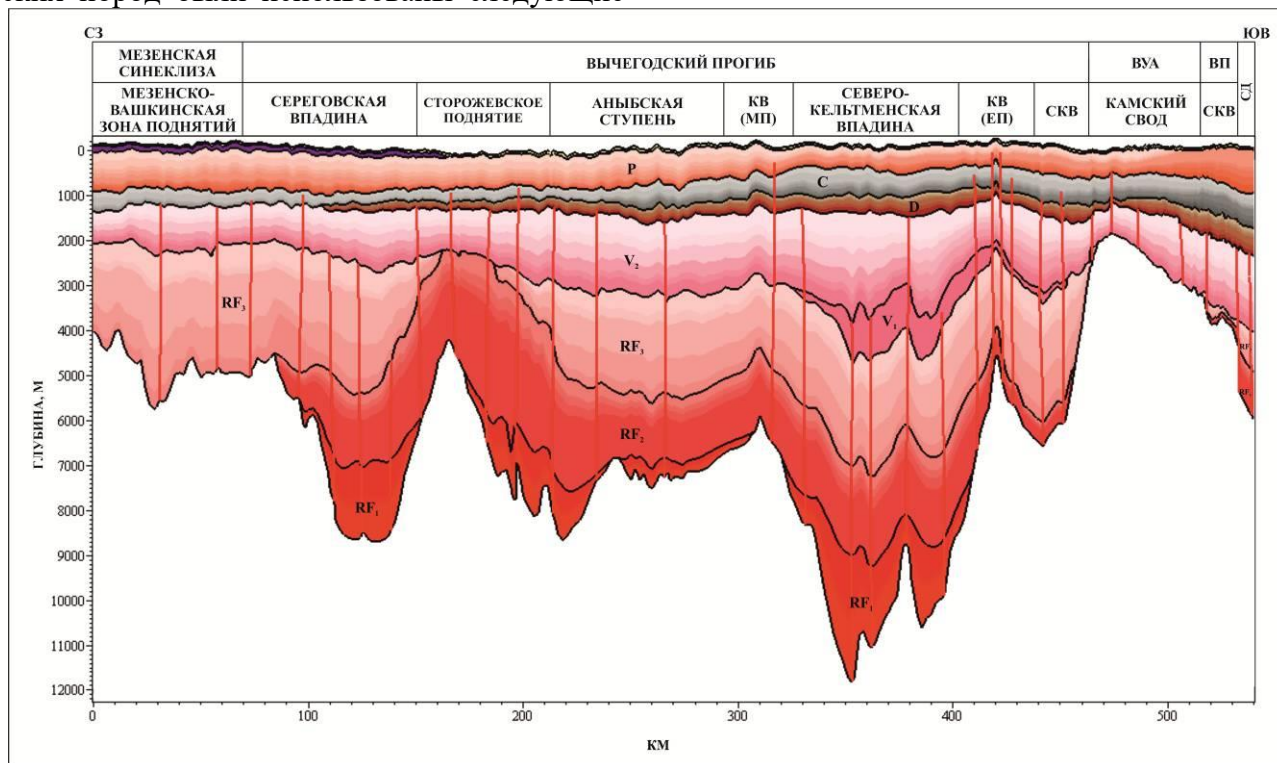


Рис. 2. Сейсмостратиграфическая (геологический разрез) модель Вычегодского прогиба (сокращения: КВ (МП) – Кельтменский вал (Мулукское поднятие); Кельтменский вал (Елмач-Парминское поднятие); СКВ – Северо-Кельтменская впадина; ВУА – Волго-Уральская антеклиза; ВП – Вычегодский прогиб; СД – Соликамская депрессия)

Расчет исходного водородного индекса выполнен по методике (Осипов, 2017), по формуле 1:

$$NI^{исх} = NI + \frac{NI \cdot (T_{max} - 435)}{30}, \quad (1)$$

где $NI^{исх}$ – исходный водородный индекс (до начала процесса генерации УВ), мг УВ / г ТОС; NI – водородный индекс (аналитические данные), мг УВ/г ТОС; T_{max} – температура максимального выхода УВ при крекинге керогена, °С.

Исходное содержание $C_{орг}$ также рассчитано по методике (Peters, 2005), согласно которой для нахождения исходного содержания ОВ требуется знать $NI^{исх}$ и вычислить степень реализации нефтегазоматеринской

породой исходного генерационного потенциала. Степень трансформации (TR – transformation ratio) ОВ нефтегазоматеринских толщ вычислялась по формуле 2 (Осипов, 2017):

$$TR = \frac{(NI^{исх} - NI)}{NI^{исх}} \cdot \frac{1200}{(1200 - NI)} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где TR – степень реализации нефтегазоматеринской породой своего исходного генерационного потенциала, %; $NI^{исх}$ – исходный водородный индекс (до начала генерации УВ), мг УВ/г ТОС; NI – водородный индекс (аналитические данные пиролиза), мг УВ/г ТОС; 1200 – коэффициент, учитывающий

количество УВ, образующихся на единицу массы ОВ, мг УВ/ г ТОС.

Таким образом, исходное содержание органического вещества в нефтегазоматерин-

$$\text{ТОС}^{\text{исх}} = \frac{83,33 \cdot \text{HI}^{\text{исх}} \cdot \text{ТОС}}{\text{HI}^{\text{исх}} \cdot (1 - \text{TR}) \cdot (83,33 - \text{ТОС}) + (\text{HI} \cdot \text{ТОС})}, \quad (3)$$

где $\text{ТОС}^{\text{исх}}$ – исходное содержание $C_{\text{орг}}$ (до начала генерации УВ), %; ТОС – содержание органического углерода (аналитические данные), %; $\text{HI}^{\text{исх}}$ – исходный водородный индекс, мг УВ/г ТОС; HI – водородный индекс (аналитические данные), мг УВ/г ТОС; TR (transformation ratio) – степень реализации нефтегазоматеринской породой своего ис-

ходного породного потенциала, д. ед. (величина TR делится на 100); 83,33 – среднее процентное содержание углерода в сгенерированных УВ.

Использованные при моделировании средние исходные значения $C_{\text{орг}}$ и HI для нефтегазоматеринских толщ приведены в табл. 1.

Использованные при моделировании средние исходные значения $C_{\text{орг}}$ и HI для нефтегазоматеринских толщ приведены в табл. 1.

Таблица 1. Исходные геохимические данные нефтегазоматеринских пород

Возраст НГМП	Тип ОВ	Средние значения	
		ТОС ^{исх} , %	HI ^{исх} , мг УВ/г ТОС
D ₃ dmn	Сапропелевый – II	4,5	450
V ₂ upn	Сапропелевый – II	1,45	480
RF ₃ vpl	Сапропелевый – II	1,7	510
RF ₂ pzk	Сапропелевый – II	1,5	620
RF ₁	Сапропелевый – II	1,86	430

При построении модели для расчета истории прогрева толщи осадочного чехла были заложены граничные условия: палеоглубина уровня моря, температура на поверхности осадка, тепловой поток (рис. 3). Граничные условия определяют энергетические параметры осадочного бассейна: температура, история погружения материнских пород и в результате созревание ОВ во времени.

Для воссоздания палеоглубин моря был проведен обзор палеогеографических, палеотектонических карт Восточно-Европейской платформы (Келлер, 1974) от рифея до четвертичного времени, а также учтено геодинамическое развитие изучаемого региона (Боталов, 2021). В целом формирование рифейских и вендских толщ происходило в неритовой зоне, т.е. мелководноморских обстановках осадконакопления с глубинами моря от 50 до 100 м. В периоды максимальной трансгрессии моря (глубины до 150 м) существовали относительно глубоководные обстановки. Именно с ними связаны основные периоды накопления ОВ нефтегазоматеринских толщ. В целом на протяжении всего палеозойского времени процессы седиментации протекали в мелководных шельфовых

обстановках, но при этом пик трансгрессии приходился на среднефранское время (D₃frn₂), с которым связано формирование высокоуглеродистой доманиковой формации. Для доманика характерны мелководно-шельфовые и глубоководные фации (палеоглубины 50–200 м).

Характер изменения геотермического режима за весь период геологического развития региона определялся по данным М. А. Волковой и И. В. Кужевской, А. В. Маслова, Н. А. Ясаманова (палеотемпературы на поверхности осадка) и Т. В. Волхониной, А. В. Лобусева, Ю. Б. Силантьева (палеотепловой поток).

Анализ доступных на сегодняшний день геотермических данных позволяет установить, что плотности теплового потока в Вычегодском прогибе увеличивается с юга и севера к центральным районам изучаемой территории. По данным (Петров, 2006), в южной части Вычегодского прогиба тепловой поток изменяется от 45 до 55 мВт/м², а в северной части – от 35 до 55 мВт/м². Наибольшие значения теплового потока наблюдаются в центральных районах прогиба и составляет 55–65 мВт/м².

Для более точного воссоздания процессов генерации, эмиграции и миграции УВ в модели учитывались периоды размыва отложений или поднятия (эрозии) территории Вычегодского прогиба, которые указаны в табл. 2.

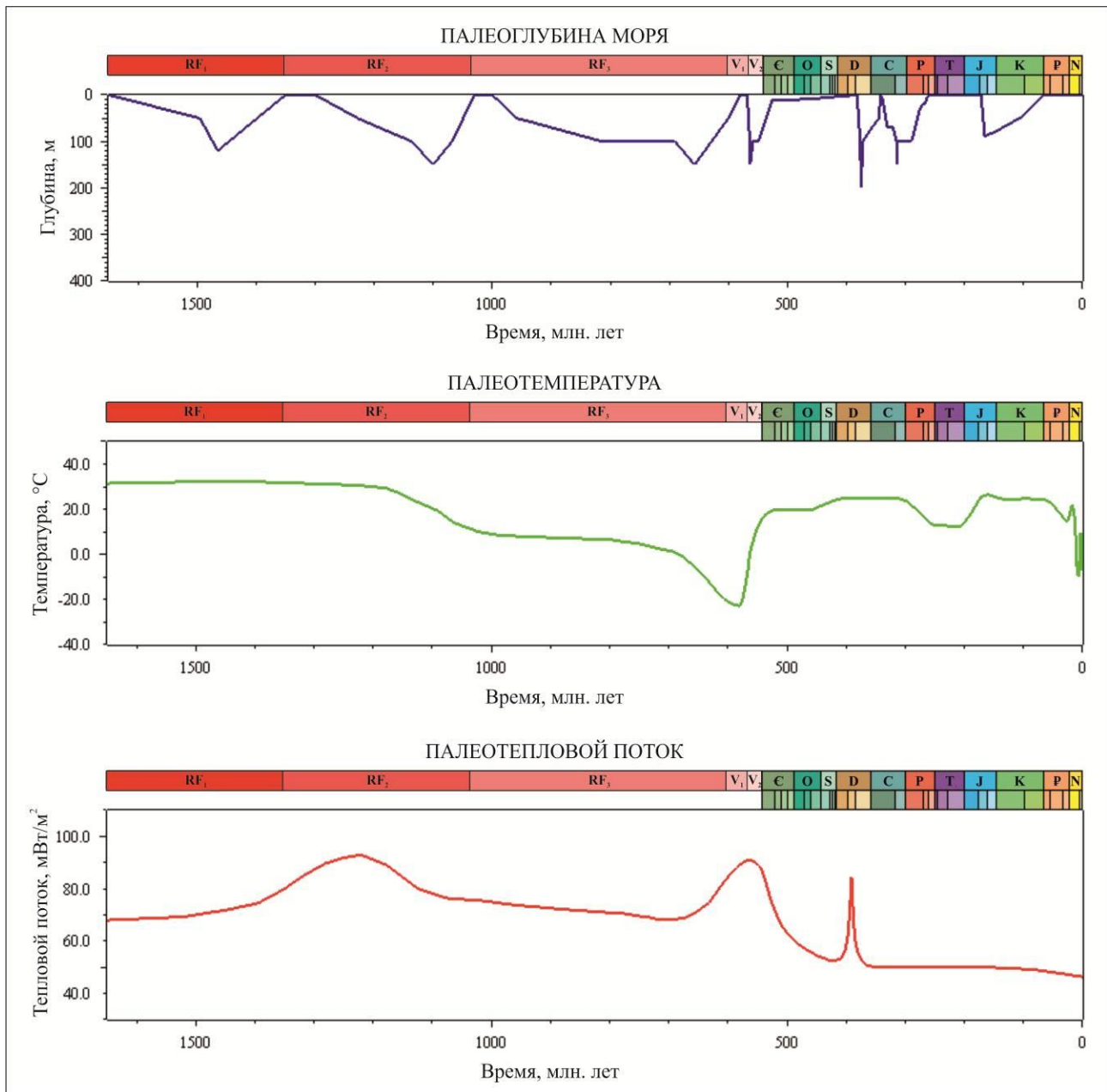


Рис. 3. Палеоглубины моря, палеотемпературы и палеотепловой поток (граничные условия) Вычегодского прогиба

Таблица 2. Периоды ключевых эрозий (размыва) и их мощности

Возраст эрозии	Мощность размывтых отложений, м
T ₂ -N	300-500
P ₃ vts	150-200
C ₁ trn	100-150
Є ₂ -D ₂	600-800
V ₁	1500-1700
RF ₂ drg / RF ₃ omn	600-1000
RF ₁ / RF ₂ pzk	1000-1500

Было выделено 7 наиболее крупных периодов размыва отложений (табл. 2), связанных с эпохами складчатости. В рифей-вендском комплексе процессы размыва выделены на рубеже раннего-среднего рифея, среднего-позднего рифея (гренвильская складчатость) и самая масштабная эрозия соответствует ранневендской эпохе (байкальская эпоха складчатости). В раннем палеозое периоды размыва охватывают время от среднего кембрия до среднего девона включительно, когда вся территория Восточно-Европейской платформы испытывала воздымание (салаирская и каледонская эпохи складчатости). В позднем палеозое размыв отложений отмечается в турнейском веке раннего карбона (раннегерцинская складчатость) и вятском веке татарской эпохи пермского периода (позднегерцинская складчатость). С киммерийской и альпийской эпохами складчатости связана эрозия от средне-триасового времени до неогена.

Калибровка модели

Следующий этап в создании модели – это калибровка, т.е. процесс приведения смоделированных значений к реально замеренным. На этом этапе использовались данные значений показателя отражательной способности витринита (ОСВ) (R^0 , %), замеренные в скважинах Кольчугские-139, 140 и Лызовская-107 (по данным КамНИИКИГС, 2018).

Результаты калибровки принято отображать в виде графиков, на которых сплошной линией показаны расчетные смоделированные значения ОСВ, а точками – замеры ОСВ в изучаемой скважине.

Результаты калибровки модели представлены на рис. 4. Замеренные в скважинах значения ОСВ совпали с линиями смоделированных значений ОСВ. Из этого следует вывод, что модель построена достоверно. Именно достоверность модели – одно из главных условий для выполнения дальнейших задач при бассейновом моделировании.

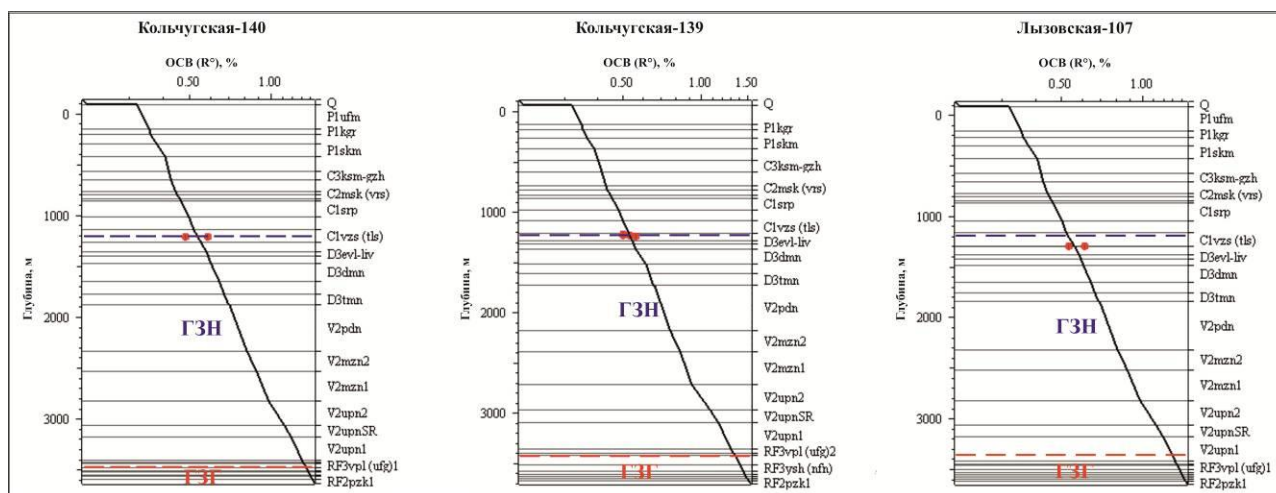


Рис. 4. Калибровка 2D бассейновой модели Вычегодского прогиба по величине ОСВ

Результаты моделирования

Результаты бассейнового моделирования показали, что для рифейского комплекса Вычегодского прогиба характерен значительный разброс значений современных температур от 70 до 320°C. Максимальные температуры 300–320°C и 200–230°C приурочены к Северо-Кельтменской и Сереговской впадинам, где подошва комплекса находится на глубинах до 12 и 9 км соответ-

ственно (рис. 5). По направлению к выступам фундамента: Мезенско-Вашкнская зона поднятий, Сторожевское поднятие, Кельтменской вал температуры в рифейском комплексе уменьшаются до 70–150°C. На Аныбской ступени температуры относительно более высокие (100–230°C).

Согласно построенному графику, изменения температур со временем в Северо-Кельтменской впадине (рис. 6), в середине раннего рифея – для нижнерифейских

НГМП, середине позднего рифея – для пезской свиты среднего рифея и в конце позднего рифея – для вапольской (уфтыгской) свиты верхнего рифея, существовали благоприятные температуры (90–100°C) для начала генерации УВ.

Для вендского комплекса характерны температуры 50–150°C (рис. 5). Максимальные значения соответствуют Северо-Кельтменской впадине. В этом районе подошва венда погружена до глубины 5000 м. Наименьшие значения температур, как и для рифейских толщ, приурочены к выступам фундамента в районе Сереговского поднятия, Кельтменского вала и Камского свода (в среднем 55–60°C). Вендские нефтематеринские толщи в конце вендского периода были прогреты до температур 90–100°C, что положительно сказывалось на возникновение процессов генерации УВ (рис. 6).

В целом для палеозойского терригенно-карбонатного разреза по всей площади Вычегодского прогиба свойственны невысокие значения прогретости толщ – в районе 50°C в подошве верхнедевонских отложений (рис. 5). Исключением является юго-восточная часть и прилегающая территория Соликамской депрессии. Палеозойский комплекс в данном районе погружен на относительно большую глубину, и температуры увеличиваются до 70°C. Важнейшую роль в палеозойском разрезе имеет доманиковая нефтегазоматеринская свита (НГМС), которая с конца пермского периода и до середины юрского была прогрета до температур 90–100°C (рис. 7), что позволило данной толще вступить в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

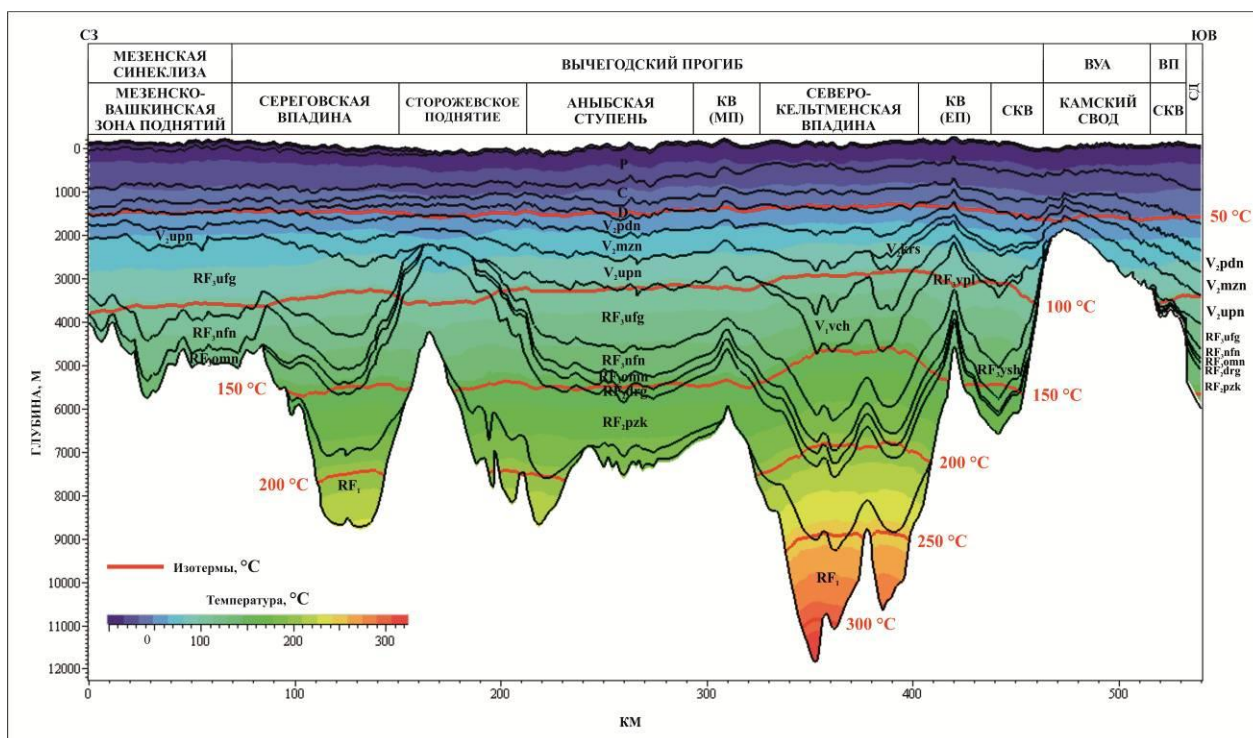


Рис. 5. Распределение современных температур (прогретости) по разрезу Вычегодского прогиба по результатам бассейнового моделирования (сокращенные названия структур см. на рис. 2)

Построенная 2D модель позволила оценить современное положение ГЗН и главной зоны газообразования (ГЗГ) в Вычегодском прогибе. Границы этих зон отбивались по расчетным показателям ОСВ (R° , %). Согласно шкале градаций катагенеза, ГЗН со-

ответствует МК₁-МК₃ и $R^\circ = 0,55-1,30$ %, а ГЗГ – градациям МК₄-АК₃ и $R^\circ = 1,30-4$ % (Sweeney, Burnham, 1990).

По всей площади и всему разрезу Вычегодского прогиба верхняя граница ГЗН расположена на глубинах около 1200–1400 м.

Наименьшие отметки приурочены к Кельтменскому валу (около 1150 м). При этом подошва ГЗН в Сереговской впадине залегает на глубинах 3150–3200 м, в Северо-Кельтменской впадине – на 2900–3000 м, достигая максимального погружения (до

3550 м) в юго-восточной части Вычегодского прогиба. Глубина кровли ГЗГ составляет 2800–3350 м, нижняя граница ГЗГ в пределах Сереговской впадины – 5600–5650 м, в районе Северо-Кельтменской впадины – около 5100–5500 м (рис. 8).

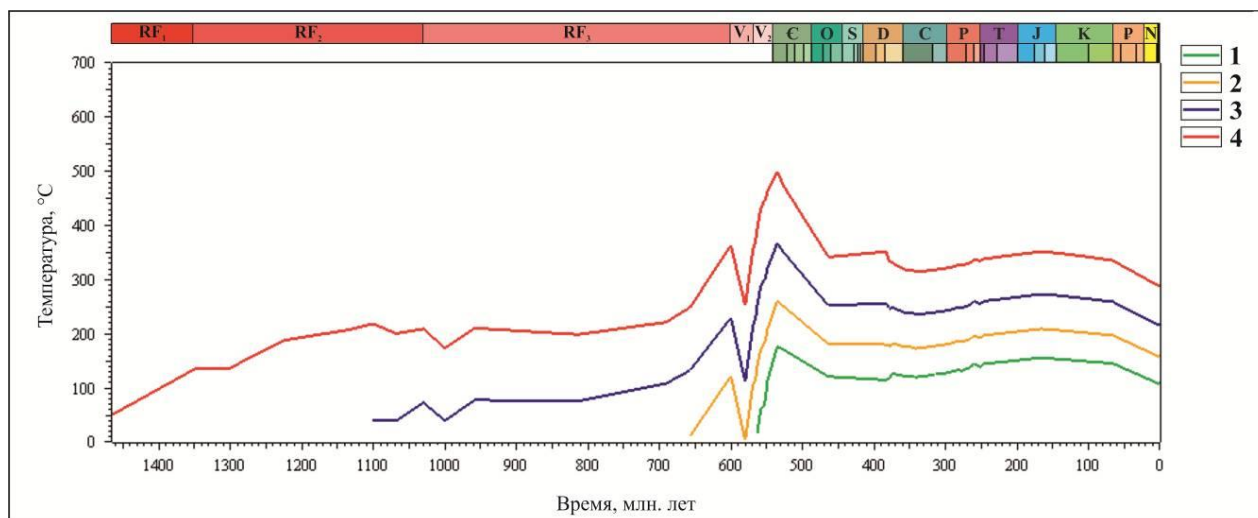


Рис. 6. Эволюция температур в рифейских и вендских НГМТ Северо-Кельтменской впадины: 1 – усть-пинезская НГМТ; 2 – вапольская (уфтыгская) НГМТ; 3 – пезская НГМТ; 4 – нижнерифейская НГМТ

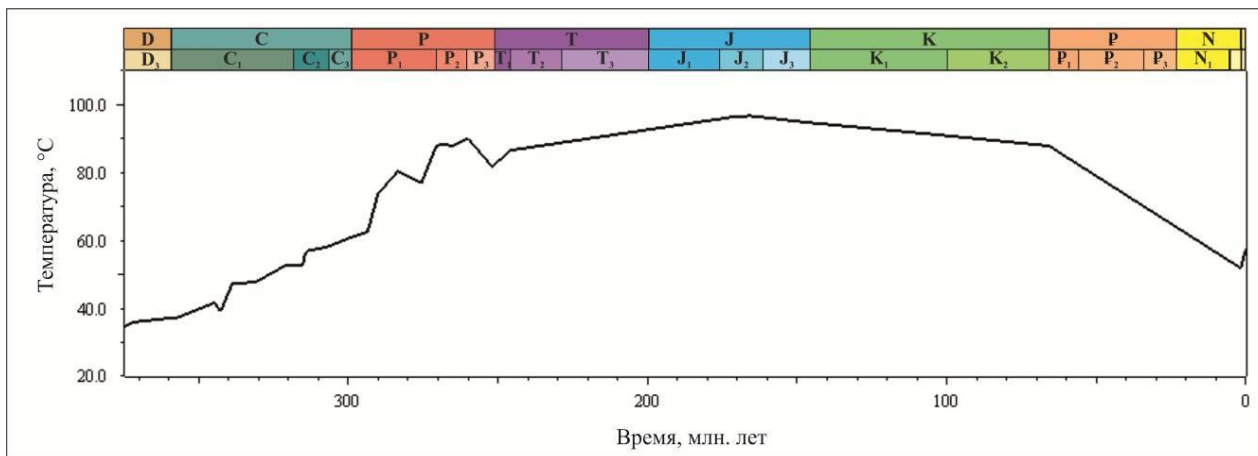


Рис. 7. Эволюция температуры в доманиковой толще в зоне сочленения Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии

Построенная геолого-геохимическая модель позволила выявить эволюцию катагенетического преобразования НГМТ.

Рифейские материнские толщи Вычегодского прогиба сформировались в период рифтогенеза и развития обширной пассивной континентальной окраины северо-востока Восточно-Европейской платформы.

Нижнерифейские НГМП в Сереговской и Северо-Кельтменской впадинах уже прошли главные стадии нефте- и газообразования. В связи с высокими скоростями осадконакопления, температурами и тепловым потоком нижнерифейские НГМТ вступили в ГЗН в пределах Сереговской и Северо-Кельтменской впадин в середине-конце раннего рифея, в середине среднего рифея до

стигли ГЗГ и вышли из нее к концу позднего рифея (рис. 9. I, III). В настоящее время данные толщи находятся на градации катагенеза АК₄ (процессы метакатагенеза).

Согласно результатам моделирования, НГМП *пезской свиты среднего рифея* сильно преобразованы и находятся на стадии апокатагенеза (АК₁₋₄) в наиболее погруженных участках Вычегодского прогиба (Сереговская и Северо-Кельтменская впадины, Аныбская ступень) и прилегающей территории (Соликамская депрессия) (рис. 8), а на выступах фундамента (Сторожевское поднятие) кровля этих толщ расположена на градации МК₂ («нефтяное окно»). Пезские НГМП не во всех частях изучаемой территории вошли в ГЗН и ГЗГ одновременно. Так, в районе Сереговской и Северо-Кельтменской впадин пезская свита начала генерировать жидкие УВ в середине позднего рифея, а в ГЗГ вступила к концу позднего рифея и вышла из нее на рубеже позднего вендраннего кембрия (рис. 9. I, III). При этом на Сторожевской площади пезская материнская толща вошла в ГЗН еще к концу позднего рифея, но так и не вышла из нее (рис. 9. II). В юго-восточной части Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии изучаемая толща достигла ГЗН также к концу позднего рифея, ГЗГ к концу венда, но в данный момент продолжает находиться в ней (рис. 9. V).

Из *вапольской (уфтыюгской) НГМТ* в Сереговской и Северо-Кельтменской впадинах процессы генерации жидких УВ начались на рубеже позднего рифея и раннего венда (рис. 9. I, III), а газообразных УВ в конце позднего венда. В настоящий момент НГМП *вапольской свиты* практически на всей территории Вычегодского прогиба расположены в ГЗГ, за исключением Северо-Кельтменской впадины, где данные отложения прошли ГЗГ в конце кембрийского периода. *Вапольской свите* соответствуют градации катагенеза МК₂-АК₃ на выступах и МК₄-АК₄ в погруженных участках Вычегодского прогиба (рис. 8).

НГМП усть-пинежской свиты верхнего венда сформировались в период развития ранних синеклиз, характеризующийся обширным недифференцированным прогибанием Вычегодского прогиба. ГЗН усть-пинежская свита достигла на всей изучаемой

территории к концу позднего венда. В районе Сереговской впадины, Сторожевского поднятия, Кельтменского вала и Камского свода породы усть-пинежской свиты не вышли из ГЗН, т.е. расположены на грациях катагенеза МК₁-МК₃ (рис. 8). В Северо-Кельтменской впадине, являющейся наиболее погруженным участком, усть-пинежские глинистые материнские толщи начали генерировать газообразные УВ на рубеже среднего и позднего кембрия и продолжают в настоящий момент (рис. 9. III). На юго-востоке Вычегодского прогиба и в зоне сочленения с Соликамской депрессией изучаемые материнские породы вступили в ГЗГ в середине юрского периода (рис. 9. V). В целом вендскому комплексу соответствуют градации катагенеза МК₁-МК₃, за исключением Северо-Кельтменской впадины и юго-восточной территории, где породы достигли граций МК₄-АК.

Палеозойская толща сформировалась в период плитного развития региона, характеризующийся обширными трансгрессиями. Одна из наиболее крупных трансгрессий пришлась на доманиковое время, с накоплением кремнисто-глинисто-карбонатных битуминозных отложений, являющиеся потенциальными НГМП. Согласно построенной модели, *доманиковая НГМ толща* на всей территории Вычегодского прогиба расположена в зоне ПК (рис. 8). Исключением являются северные районы Аныбской ступени и Северо-Кельтменской впадины, плотно прилегающие к Тиманскому кряжу, где доманиковому горизонту соответствуют верхи мезокатагенеза. На юго-востоке прогиба доманик расположен на градации МК₁, а восточнее в Соликамской депрессии доходит до МК₂ (рис. 8). Благодаря построенной модели удалось выяснить время начала генерации УВ из доманика на юго-востоке Вычегодского прогиба и в Соликамской депрессии. Согласно построенной модели эволюции катагенеза ОВ, доманиковый горизонт вступил в ГЗН в середине-конце пермского периода в Соликамской депрессии (рис. 9. V) и в середине юрского периода в юго-восточной части Вычегодского прогиба.

Что касается северных районов Аныбской ступени и Северо-Кельтменской впадины, где доманик погружен относительно

глубже других районов Вычегодского прогиба, то катагенез по ОСВ достигает $R^{\circ} = 0,56\%$ (начало мезокатагенеза) (рис. 9. III). По эволюционной кривой ОСВ удалось выяснить время вступления доманика в ГЗН в районах, прилегающих в Тиманскому кряжу – середина раннемелового периода.

Таким образом, изменения палеотемператур и ОСВ в рифейских и вендских НГМТ со временем указывают и подтверждают (Карасева, 2020) то, что в формировании нефтегазоносного потенциала Вычегодского прогиба принимали участие два крупных этапа генерации УВ – поздний венд-ранний кембрий и поздний палеозой-ранний мезозой.

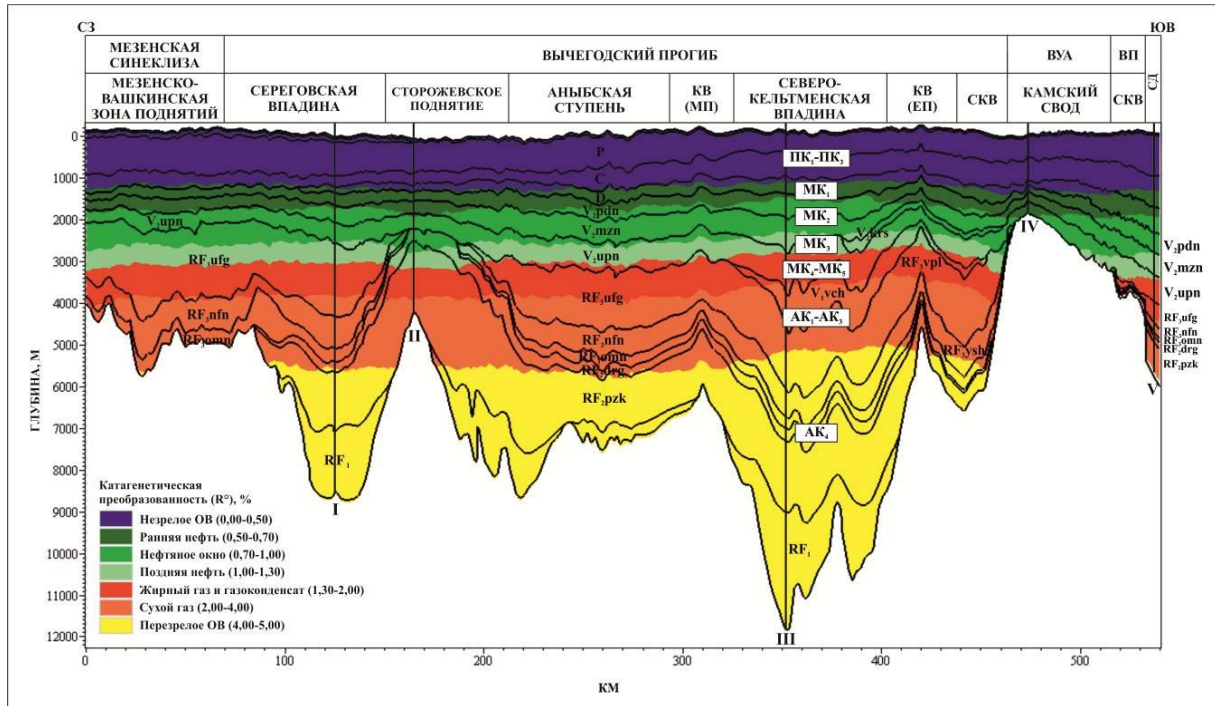


Рис. 8. Катагенетическая зональность разреза Вычегодского прогиба по результатам моделирования (сокращенные названия структур см. на рис. 2): I, II, III, IV, V – псевдосквасины

Результаты бассейнового моделирования позволили также оценить степень реализации (выработанности) нефтегазоматеринского потенциала рифейских, вендских нефтегазоматеринских толщ и доманикового горизонта, или, другими словами, степень трансформации (TR) ОВ.

Степень трансформации *нижнерифейских НГМТ* составляет 100% на всей территории Вычегодского прогиба (рис. 10), и полностью материнский потенциал был исчерпан к середине среднего рифея в Северо-Кельтменской и Сереговской впадинах и середине позднего рифея на Аныбской ступени (рис. 11). *Пезская НГМТ* повсеместно высоко преобразована и выработала свой потенциал на 100% на рубеже позднего рифея и раннего венда (рис. 11). Исключением является юго-восточная часть Вычегодского прогиба, Со-

ликамская депрессия и Кельтменский вал, где ОВ пезской свиты было преобразовано на 100% в позднем венде и на границе позднего венда-раннего кембрия. Степень трансформации ОВ *вапольской (уфтюгской) НГМТ* достигает 100% (рис. 10) по всей площади прогиба, лишь в крайней западной зоне сочленения Сереговской впадины и Мезенско-Вашкинского поднятия уменьшается до 85–90%. Нефтегазоматеринский потенциал вапольской НГМТ толщ полностью был истрачен в течение поздневендско-раннекембрийского и позднепалеозойского времени.

Потенциал *усть-пинежской НГМТ свиты* верхнего венда реализован на 100% в районе Аныбской ступени и Северо-Кельтменской впадины, юго-восточной части Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии, на

95% на Сереговской площади (рис. 10). По направлению к выступам фундамента: Кельтменский вал, Сторожевское поднятие, Мезенско-Вашкинская зона поднятий, степень выработанности ОВ уменьшается до 70–75% на склонах и до 25% в сводовых частях. Наименьшие значения трансформации ОВ наблюдаются в районе Камского свода и со-

ставляют от 5 до 25%. Материнский потенциал усть-пинезжской свиты в Северо-Кельтменской впадине и Соликамской депрессии был полностью реализован в раннем кембрии и позднем палеозое, в районе Аныбской ступени и юго-восточной части Вычегодского прогиба – в середине раннего мела (рис. 11).

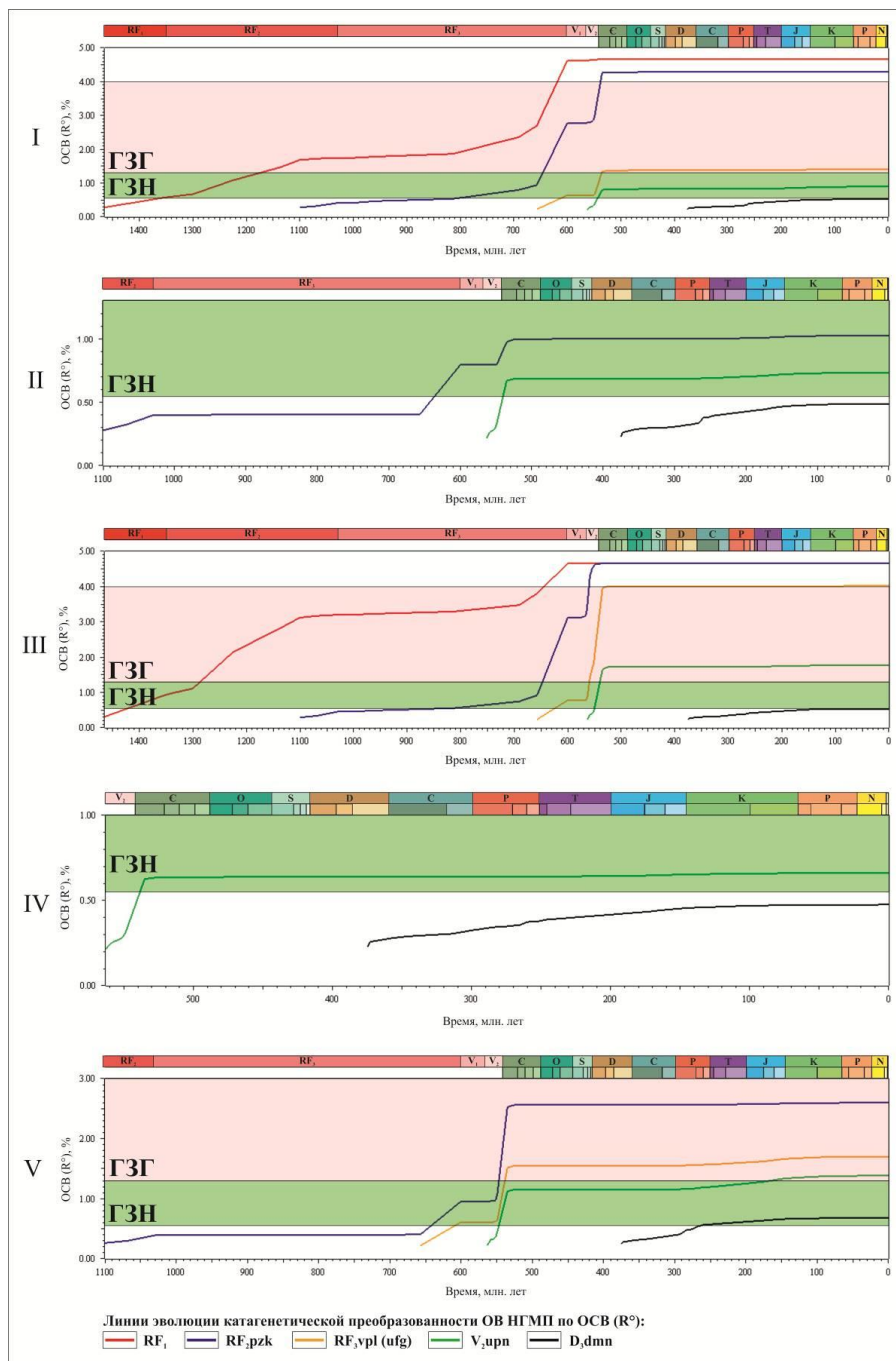


Рис. 9. Эволюция катагенетического преобразования ОВ НГМТ: RF_1 – нижнерифейская НГМТ; RF_{2pzk} – пезская НГМТ среднего рифея; RF_{3vpl} (*ufg*) – вапольская (уфтюгская) НГМТ верхнего рифея; V_{2upn} – усть-пинезжская НГМТ верхнего венда; D_{3dtn} – доманиковская НГМТ верхнего девона; (I – Сереговская впадина; II – Сторожевское поднятие; III – Северо-Кельтменская впадина; IV – Камский свод; V – Соликамская депрессия)

Доманиковский горизонт, являющийся самой молодой НГМТ, характеризуется степенью трансформации ОВ в среднем от 0,5 до 2% на большей площади Вычегодского прогиба. В районах, примыкающих к Тиманскому кряжу, TR изменяется от 3 до 6%, а самые высокие значения наблюдаются непосредственно в юго-восточной зоне Вычегодского

прогиба – 6–16% и Соликамской депрессии – 16–24% (рис. 10).

Модель трансформации ОВ НГМТ Вычегодского прогиба показала в основном полную выработанность потенциала материнских толщ рифея и венда, что говорит о высокой преобразованности пород рифей-вендского комплекса.

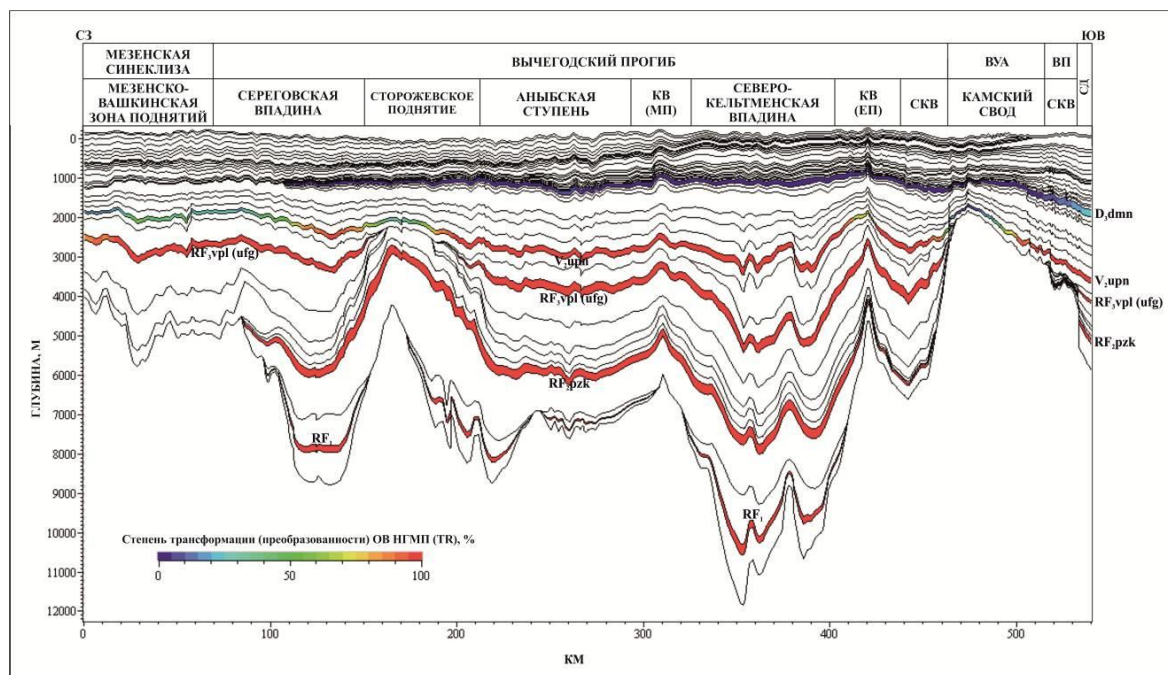


Рис. 10. Степень трансформации ОВ НГМТ (сокращенные названия структур см. на рис. 2)

Согласно проведенному моделированию, эмиграция УВ из нижнерифейских НГМП началась на рубеже раннего и среднего рифея в наиболее погруженных частях Вычегодского прогиба (Сереговская и Северо-Кельтменская впадины), а процессы миграции УВ – в начале среднего рифея.

Эмиграция УВ из пезской НГМТ берет свое начало примерно в середине позднего рифея, а в течение вапольского (уфтыюгского) времени позднего рифея формируются процессы миграции УВ.

Процессы эмиграции УВ из вапольской (уфтыюгской) НГМТ начались на рубеже позднего рифея и раннего венда, но были прерваны ранневендским региональным подъемом территории. Эмиграция и миграция УВ возобновились в течение поздневендского периода, а также на втором этапе генерации – позднепалеозойское-раннемезозойское время.

Из НГМП усть-пинезжской свиты УВ стали эмигрировать в конце позднего венда, мигрировать в раннем кембрии, но процесс эмиграции был прерван в ордовикское время связи с раннепалеозойским размывом. Возобновились процессы эмиграции и миграции УВ в позднем палеозое и раннем мезозое.

УВ из доманиковой НГМТ в Соликамской депрессии начали эмигрировать в позднемеловом периоде, а процессы миграции начались в течение палеогена и неогена.

На настоящий момент наиболее активные процессы миграции жидких УВ из рифейских и вендских НГМТ приурочены к бортовым частям Сереговской, Северо-Кельтменской и Соликамской впадин и выступам фундамента: Мезенско-Вешкинской зоне поднятий, Сторожевскому поднятию и Кельтменскому валу, где эти НГМТ еще не до конца выработали свой исходный нефтегазоматеринский потенциал. Активные про-

цессы миграции газообразных УВ прослеживаются в бортовых зонах и в наиболее погруженных участках Сереговской, Северо-Кельтменской впадин, Аныбской ступени и Соликамской депрессии, где НГМТ рифея и частично венда расположены на уровне ГЗГ.

Из доманиковой толщи в Соликамской депрессии прослеживается эмиграция жид-

ких УВ. Процессы миграции УВ направлены в сторону Вычегодского прогиба, что подтверждает ранее полученные выводы (Карасева, 2020) о формировании залежей нефти месторождений зоны сочленения Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии благодаря доманиковой нефтематеринской толще.

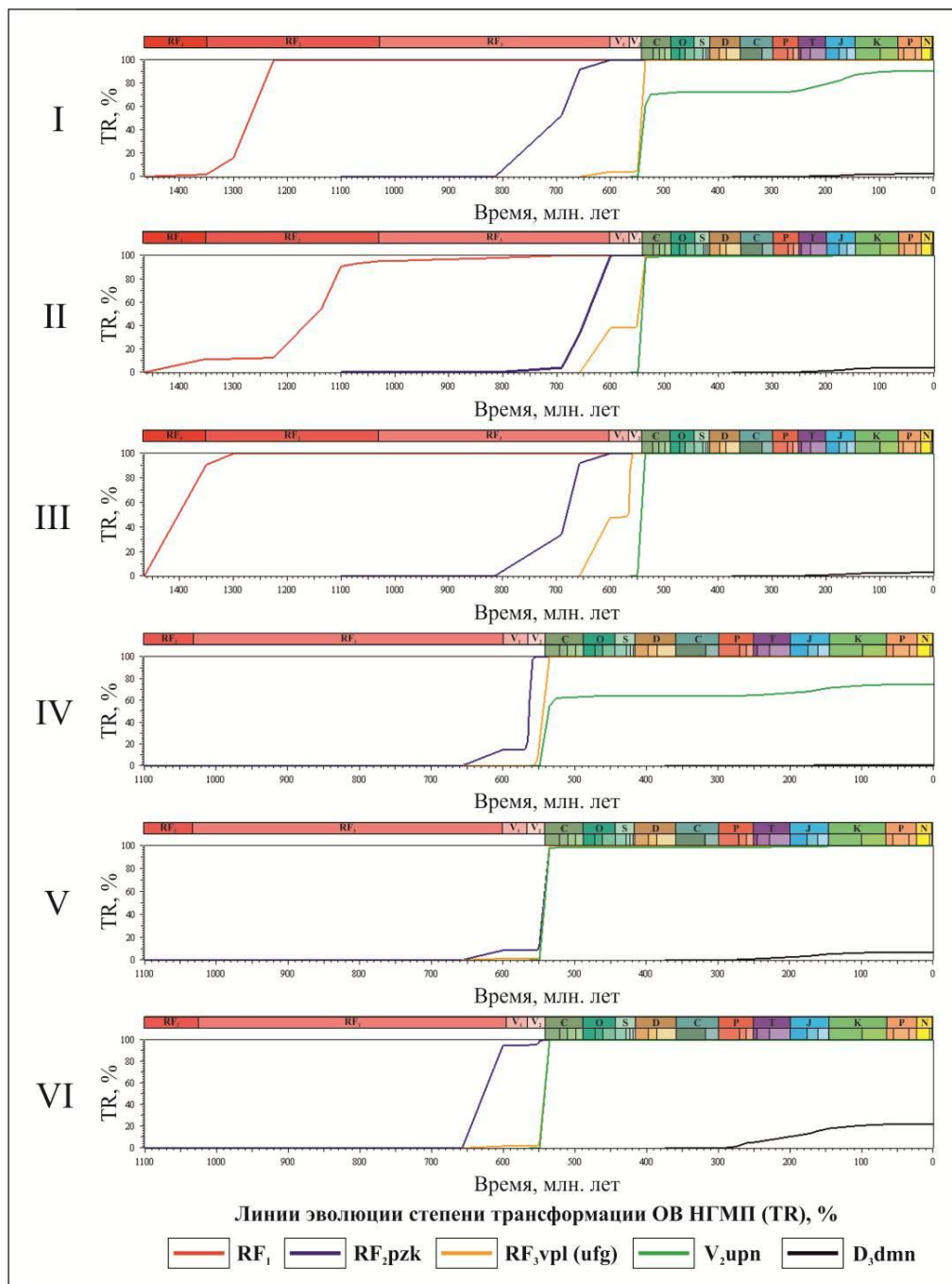


Рис. 11. Эволюция степени трансформации ОВ НГМП Вычегодского прогиба, сокращенные названия НГМТ см. на рис. 9 (I – Сереговская впадина; II – Аныбская ступень; III – Северо-Кельтменская впадина; IV – Кельтменский вал; V – юго-восточная часть Вычегодского прогиба; VI – Соликамская депрессия)

В целом по всему разрезу Вычегодского прогиба существуют латеральная миграция вдоль напластования, вертикальная миграция – вертикально к напластованию и вертикальная по тектоническим нарушениям.

На основании построенных моделей, демонстрирующих направления движения УВ в различные периоды развития Вычегодского прогиба, выделяются два этапа наиболее масштабных процессов миграции УВ. Первый этап (основной) приходится на вторую половину позднего венда и ранний кембрий. В это время НГМП верхнего рифея и венда значительно погрузились после ранневендского размыва, что вызвало интенсивные процессы генерации УВ. Второй по масштабу этап процессов миграции связан с позднепалеозойско-раннемезозойским временем. В это время активизировались процессы генерации УВ в основном из вендских НГМП и частично верхнерифейских, не реализовавшие потенциал на первом этапе генерации УВ.

Моделирование скоплений УВ проведено при открытых и закрытых разломах.

Проанализировав полученные результаты, установлено, что моделирование при открытых разломах оказалось более достоверно. Прогнозируемые по результатам моделирования скопления УВ в резервуарах рифейского, вендского, девонского, каменноугольного и пермского возрастов изображены на рис. 12. Модель при открытых разломах демонстрирует выявленные ранее скопления тяжелой нефти в среднекаменноугольных и ниже-среднепермских отложениях на Елмач-Парминской площади, среднекаменноугольных отложениях Сторожевской и Сереговской площадях, а газопроявления – в отложениях среднего карбона на Мулукской структуре.

Кроме этого, на профиль также попадает нефтенасыщение в уфтюгской свите верхнего рифея, которое было встречено при бурении скв. Сторожевская-1.

Ключевое значение имеют открытые месторождения нефти в фаменско-турнейском комплексе в зоне сочленения Соликамской депрессии и Вычегодского прогиба, так как они попали на моделируемый профиль, что еще раз подтверждает достаточную точность построенной модели.

Таким образом, полученная 2D модель аккумуляций УВ (рис. 12) подтверждает ранее проведенное исследование «нефтяных систем» (Карасева, 2020) Вычегодского прогиба, где авторы указывают на то, что в условиях высокой тектонической активности региона в палеозойские этапы тектогенеза неоднократно активизировался Западно-Тиманский разлом и его оперения. В связи с этим могли формироваться благоприятные условия для вертикальной миграции УВ (Карасева, 2020). Модель наглядно продемонстрировала, что при открытых разломах (за счет позднепалеозойских тектогенезов) шли процессы вертикальной миграции УВ из рифейских и вендских НГМП, не реализовавшие свой потенциал во время первого этапа генерации, в палеозойский комплекс. УВ скапливались в среднекаменноугольных, ниже-среднепермских отложениях. В последующее время из-за неглубокого залегания от земной поверхности, возможно, залежи были разрушены за счет регионального подъема территории в альпийский этап тектогенеза и влияния современных вод, что на сегодняшний день отразилось в тяжелых вязких нефтях, с повышенным содержанием серы и лишенных легких фракций.

Согласно бассейновой модели (рис. 12), возможные скопления жидких УВ в рифейском потенциально нефтегазоносном комплексе (ПНГК) связаны с дорогорской свитой среднего рифея в западной части Сереговской впадины, центральной зоне Аныбской ступени, на Кельтменском валу и в юго-восточном окончании Северо-Кельтменской впадины. Аккумуляции нефти приурочены к зонам выклинивания нижнерифейских отложений в Сереговской впадине, дорогорской свиты в Сереговской и Северо-Кельтменской впадинах и уфтюгской свиты на Сторожевском поднятии.

Основные объемы скоплений жидких и газообразных УВ в вендском ПНГК приурочены к песчаным коллекторам нижней части усть-пинежской свиты на Мезенско-Вашкинской зоне поднятий и его пограничной зоне с Сереговской впадиной, также на Сторожевском поднятии, Аныбской ступени, Мулукской структуре и в центральной и юго-восточной части Северо-Кельтменской впадины. Мелкие аккумуляции как жидких,

так и газообразных УВ прослеживаются отложениях мезенской свиты.

В палеозойском комплексе аккумуляции нефти связаны с фаменскими рифовыми массивами в пограничной зоне Вычегодского прогиба и Соликамской депрессии. Мелкие скопления УВ в фаменском ярусе прогнозируются в районе Камского свода. Ранее выявленные нефте- и газопроявления на Кельтменской, Сторожевской, Сереговской площадях прослеживаются на профиле.

На моделируемом профиле (рис. 12) основными прогнозируемыми типами ловушек

являются структурные (сводовые), литологические, связанные с зонами выклинивания отложений рифея, и ловушки, осложненные тектоническими нарушениями. На юго-востоке изучаемой территории прогнозируются массивные (рифовые) ловушки в верхнедевонском комплексе, являющиеся продолжением аналогичных нефтеносных массивных ловушек Волго-Уральского и Тимано-Печорского нефтегазоносных провинций (НГП).

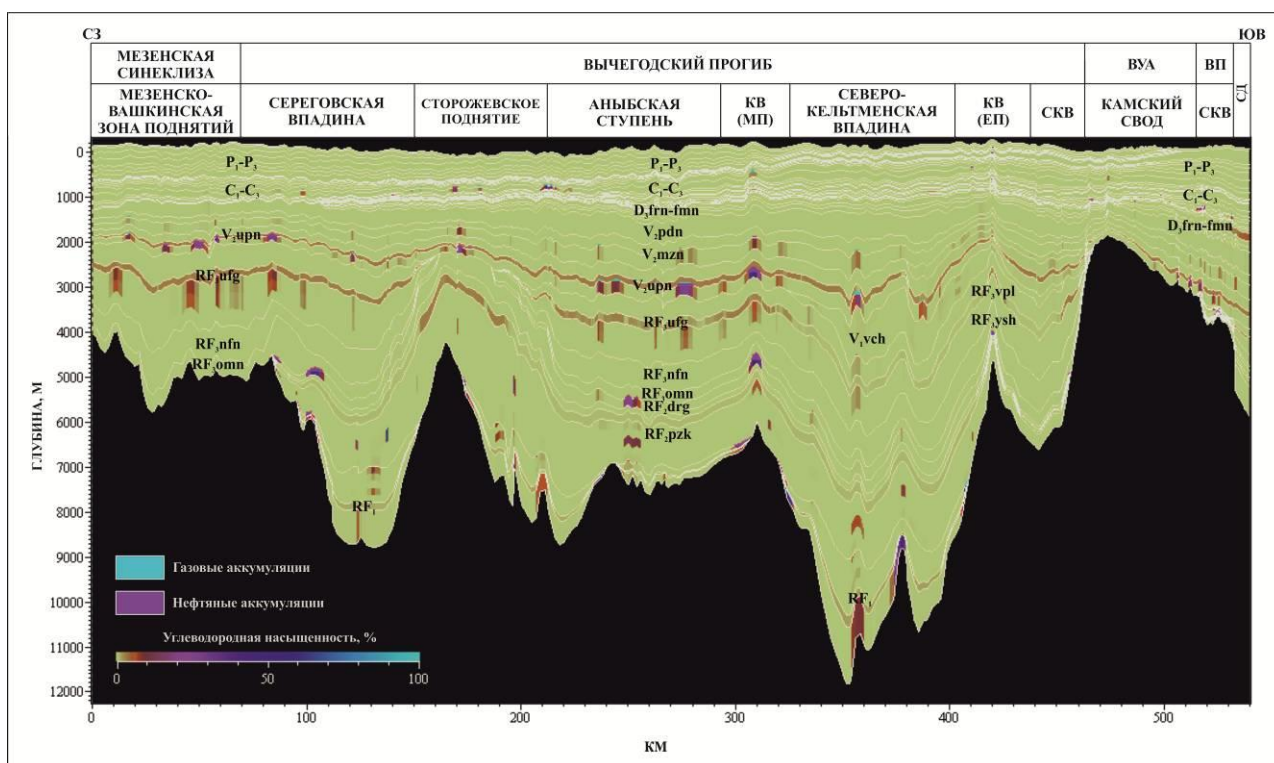


Рис. 12. Модель скоплений УВ (при открытых разломах) и углеводородной насыщенности в Вычегодском прогибе на сегодняшний день (сокращенные названия структур см. на рис. 2)

Таким образом, в рифейском и вендском комплексах, по результатам моделирования, существуют благоприятные условия аккумуляции УВ и консервации их возможных залежей. Они обусловлены наличием выдержанных экранирующих толщ в разрезе, представленных уплотненными тонкодисперсными глинами, а также существованием зон выклинивания пород рифея. Палеозойский комплекс, по результатам моделирования, наиболее перспективен на УВ в юго-восточной части Вычегодского прогиба, где распространен периферийный фрагмент ре-

гиональной доманиковой генерационно-аккумуляционной углеводородной системы, охватывающей территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП.

Итак, можно подвести главные результаты проведенного моделирования процессов формирования нефтегазоносности Вычегодского прогиба.

Древние рифейские и вендские НГМТ внесли важнейший вклад в формирование нефтегазоносного потенциала всего разреза Вычегодского прогиба, а доманиковая НГМТ определенно сыграла ключевую роль

в формировании нефтегазоносного потенциала верхнепалеозойского разреза на юго-востоке изучаемой территории и в Соликамской депрессии.

Проведенное моделирование свидетельствует о достаточно высоком углеводородном потенциале недр Вычегодского прогиба и позволяет выделить наиболее перспективные площади, а также наметить дальнейшие направления геологоразведочных работ на нефть и газ.

Библиографический список

Боталов А. Н. Геодинамическая эволюция Вычегодского прогиба // Геология в развивающемся мире / ПГНИУ. Пермь, 2021. С. 120–125.

Волкова М. А., Кужевская М. А. Исторические и современные изменения климата: учебно-методический комплекс. Томск: ТГУ, 2011.

Волхонина Т. В., Лобусев А. В., Силантьев Ю. Б. Модель тектонического и термодинамического развития и перспективы нефтегазоносности Мезенской синеклизы // Геология нефти и газа. 1993. №8. С. 5–10.

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

Ермолин В. И., Керимов В. Ю. Геология и геохимия нефти и газа. Москва: ООО «Издательский дом Недра», 2012. 460 с.

Кадыров Р. И. Бассейновый анализ и моделирование нефтегазоносных систем: учебно-методическое пособие. Казань: Изд-во Казанского (Приволжского) федерального университета, 2020. 33 с.

Карасева Т. В., Яковлев Ю. А., Беляева Г. Л., Башкова С. Е. Новые данные о перспективах

нефтегазоносности Вычегодского прогиба // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 1. С. 32–38. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.32-38>

Келлер Б. М., Предтеченский Н. Н. Палеогеография СССР. В 6 т. Докембрий, кембрийский, ордовикский и силурийский периоды. Москва: «Недра», 1974. Т. 1. 276 с.

Маслов А. В., Оловянишников В. Г., Ишерская М. В. Рифей восточной, северо-восточной и северной периферии Русской платформы и западной мегазоны Урала: литостратиграфия, условия формирования и типы осадочных последовательностей // Литосфера. 2002. №2, С. 54–95.

Осинов А. В., Нефедова А. С., Серикова У. С. Геология и геохимия нефти и газа: учебно-методическое пособие. Москва: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2017. 68 с.

Петров Б. В., Кириков В. Л. Геология и полезные ископаемые России. Запад России и Урал. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. Т. 1. 528 с.

Проведение лабораторных исследований ядра и УВ-флюидов, определение генерационных свойств нефтематеринских пород с целью анализа эволюции УВ систем Вычегодского прогиба Мезенской синеклизы: геологический отчет. Пермь: КамНИИКИГС, 2018. 95 с.

Ясаманов Н. А. Популярная палеогеография. Москва: «Недра», 1985. 136 с.

Peters K. E., Walters C. C. and Moldowan J. M. The Biomarker Guide. Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. U.K.: Cambridge University, 2005. 1155 p.

Sweeney J. J., Burnham A. K. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics // AAPG Bulletin. 1990, V. 74 (10), P. 1559–1570.

Modeling the Formation Processes of the Oil and Gas Potential of the Vycheгда Trough

A. N. Botalov^a, O. L. Alekseeva^b

^a Perm National Research Polytechnic University, 29 Komsomolskiy Ave., Perm 614990, Russia.
E-mail: botalov97@yandex.ru

^b Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia.
E-mail: olga.alekseeva-2012@yandex.ru

The article is devoted to reconstruction of the conditions of oil and gas potential formation in the Vycheгда Trough using 2D basin modeling. Currently, the region is very poorly studied that is indicated by the low density of the entire fund of drilled wells and explored regional seismic profiles. However, the Vycheгда Trough is considered as a prospective area for new oil and gas fields in the North-East of European Russia. The amount of information accumulated during the entire period of study of the Vycheгда Trough makes it possible to conduct a comprehensive study of the processes of oil and gas potential formation and assess the perspectives of oil and gas bearing capacity using a modern basin modeling method.

Key words: *Vycheгда Trough; hydrocarbons (HC); basin modeling; organic matter (OM); oil and gas source rock (SR); modeling*

References

- Botalov A.N.* 2021. Geodynamic evolution of the Vycheгда trough. *In: Geology in the developing world, Perm State University. Perm*, pp. 120–125. (in Russian)
- Volkova M.A., Kuzhevskaya I.V.* 2011. Historical and modern climate change. Tomsk, TSU. (in Russian)
- Volkhonina T.V., Lobusev A.V., Silantev Y.B.* 1993. Model of tectonic and thermodynamic development and oil and gas potential of the Mezen syncline. *Geology of oil and gas*. 8:5–10. (in Russian)
- Galushkin Y.I.* 2007. Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential. Moskva. Nauchnyy mir, p. 456. (in Russian)
- Ermolkin V.I., Kerimov V.Y.* 2012. Geology and geochemistry of oil and gas. Moskva, Nedra, p. 460. (in Russian)
- Karaseva T.V., Yakovlev Y.A., Belyaeva G.L., Bashkova S.E.* 2020. New data on the oil and gas potential of the Vycheгда trough. *Georesursy*. 22(1): 32–38. doi:10.18599/grs.2020.1.32-38 (in Russian)
- Keller B.M., Forerunner N.N.* 1974. Paleogeography of the USSR. In 6 T. Precambrian, Cambrian, Ordovician and Silurian periods. Moskva, Nedra, V. 1, p. 276. (in Russian)
- Maslov A.V., Olovyanishnikov V.G., Isherskaya M.V.* 2002. Riphean of the eastern, north-eastern and northern periphery of the Russian platform and the western megazone of the Urals: lithostratigraphy, formation conditions and types of sedimentary sequences. *Litofera*. 2:54–95. (in Russian)
- Osipov A.V., Nefedova A.S., Serikov U.S.* 2017. Geology and geochemistry of oil and gas. Moskva: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, p. 68. (in Russian)
- Petrov B.V., Kirikov V.L.* 2006. Geology and Mineral Resources of Russia. West of Russia and the Urals. SPb. VSEGEI. V. 1, p. 528. (in Russian)
- Conducting laboratory studies of core and HC-fluids, determining the generation properties of oil source rocks in order to analyze the evolution of HC systems of the Vycheгда trough of the Mezen syncline. Report. Perm, KamNIKIGS*, p. 95. (in Russian)
- Yasamanov N.A.* 1985. Popular paleogeography. Moskva, Nedra, p. 136. (in Russian)
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* 2005. The Biomarker Guide. Volume 1: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. Volume 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. U.K.: Cambridge University, p. 1155.
- Sweeney J.J., Burnham A.K.* 1990. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. *AAPG Bulletin*. 74(10):1559–1570.