

## ОТЗЫВ

### официального оппонента

на диссертационную работу Кожанова Дмитрия Дмитриевича на тему:  
«РОЛЬ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ДОКЕМБРИЯ В  
ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА  
ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО  
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА»,  
представленной на соискание ученой степени кандидата геолого-  
минералогических наук по специальности 1.6.11.- «Геология, поиски,  
разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Диссертационная работа Кожанова Дмитрия Дмитриевича посвящена изучению геолого-геохимических особенностей органического вещества пород рифея-венда, а также моделированию процессов формирования нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

**Актуальность** исследования определена существенным интересом к изучению залегающих на больших глубинах отложениям рифея-венда (RF-V), а также необходимостью поиска новых направлений воспроизводства запасов нефти и газа, в том числе сформированных за счет вклада древних нефтегазоматеринских толщ в формирование нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

В настоящее время так и не сложилось единого мнения о масштабах нефтегазообразования и возможности формирования промышленных скоплений нефти и газа непосредственно в рифейских и вендских толщах в пределах Восточно-Европейской платформы и ее Волго-Уральской части. При этом продолжают попытки систематизировать фактические данные и переосмыслить разрозненные архивные геолого-геофизические материалы и результаты лабораторных исследований для разработки адекватных моделей нефтегазообразования и выделения наиболее значимых участков дальнейших исследований. Так, следует отметить монографию «Прогноз нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции» (С.Е. Башковой и Т.В. Карасевой), вышедшую в 2023 г., серию статей по расположенным севернее района исследований Мезенской синеклизе и Предтима́нском прогибе, где обобщены многочисленные архивные материалы и приведены авторские оценки нефтегазового потенциала. И если для Мезенской синеклизы вопрос нефтегазоматеринского потенциала древних толщ практически утратил значение после выявления негативного влияния крайне продолжительного эрозионного перерыва между вендскими и палеозойскими комплексами, приведшими, по выражению Т.К. Баженовой, к «катагенетическому несогласию» и расформированию скоплений УВ, сформированных до начала глобального перерыва осадконакопления, то для зон рифтогенных прогибов Волго-Уральского НГБ с более полным комплексом сохранившихся древних осадков, к числу которых можно отнести и Камско-Бельский прогиб, теоретическая возможность сохранения углеводородов,

генерированных древними толщами, особенно в зонах низкого катагенеза, является вполне допустимой, а оценить возможность “подпитки” палеозойских зон аккумуляции за счет потенциала древних толщ еще предстоит.

Проведение такого рода исследований, безусловно, невозможно без геохимического изучения органического вещества, накопленного в рифейских и вендских отложениях, биомаркерного сравнения с нефтями в вендских и нижнепалеозойских комплексах, оценки степени его преобразованности на базе современных исследований и применения современных подходов к моделированию, а также без детального изучения истории погружения бассейна (палеотермической истории).

Таким образом, постановка исследования, направленного на оценку роли органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, является безусловно актуальной.

#### **Фактический материал**

Для решения задач, направленных на достижение главной цели - оценки роли и вклада рифейских и вендских отложений в формирование нефтегазоносности региона, автором был выполнен комплекс аналитических исследований образцов каменного материала и флюидов. Образцы докембрийских пород изучались методами углепетрографии (8 шлифов) и пиролиза (101 образец). Проанализировано 12 проб нефтей разновозрастных продуктивных интервалов следующих площадей: Дебесская ( $V_2kr$ ), Соколовская ( $V_2kr$ ), Сивинская ( $D_2kn$ ), Кудымкарская ( $D_2kn$ ), Краснокамская ( $D_2kn$ ), Куединская ( $D_2ps$ ), Касибская ( $D_2ps$ ), Мишкинская ( $D_3dm$ ), Кулигинская ( $D$ ), Савинская ( $C_1t$ ) и Гожанская ( $C_1bb$ ). Образцы нефти выбирались по принципу территориальной близости к прибортовым зонам Камско-Бельского прогиба. Помимо этого было исследовано 12 образцов битумоидов, экстрагированных из пород калтасинской свиты ( $RF_1kl$ ) скважины Титпинская-608, углеродистых отложений зильмердакской свиты верхнего рифея ( $RF_3zl$ ) обнажения Кагарманово, бутонской свиты аршиния ( $RF_4bt$ ) из обнажений Усть-Цепел и Койва, кочешорской свиты ( $V_2kc$ ) Ефимовской площади. Нефти и битумоиды исследовались методами хромато-масс-спектрометрии и анализа изотопного состава органического углерода.

Для проведения геолого-геохимического моделирования в работе использованы материалы по четырем региональным сейсмическим профилям (по одному субширотному и одному субмеридиональному для Камской и Бельской впадин Камско-Бельского прогиба соответственно). Используются данные из скважин: Канчуриновская, Тавтимановская, Кушкульская, Любленская, Табынская, Дебесская, Восточно-Красногорская, Лозюкская, Есенейская, Баклановская, Ельниковская по современным пластовым температурам и отражательной способности витринита для калибровки моделей.

#### **Научная новизна сводится к следующему:**

- установлена генетическая связь органического вещества рифея-венда с нефтями продуктивных комплексов девонского возраста. В составе изученного органического вещества и нефтей выявлены 12-, 13-монометилалканы,

свидетельствующие о докембрийском возрасте источников нефти;

- определены масштабы влияния рифейской и вендской НГМТ на формирование нефтегазоносности восточной части Волго-Уральского НГБ;

- разработаны карты катагенеза по кровлям нефтегазоматеринских пород (НГМП) нижнего рифея и верхнего венда;

- уточнено положение главной зоны нефтеобразования (ГЗН) и газообразования (ГЗГ) для древних отложений.

**Автором выносятся на защиту 3 положения**, 2 из которых относятся к диагностике древних НГМТ и условиям накопления органического вещества в них, и одно направлено на прогноз нефтегазоносности прибортовых зон Камско-Бельского прогиба, также связанного с потенциалом докембрийских образований.

1. В докембрийском комплексе восточной части Волго-Уральского бассейна выделяются четыре нефтегазоматеринские толщи: арланско-ашитская (RF<sub>1ar-ash</sub>) калтасинской свиты нижнего рифея; ольховская толща среднего рифея (RF<sub>2ol</sub>); шиханская и леузинская толщи верхнего рифея (RF<sub>3shn-lz</sub>); верещагинская (V<sub>2vr</sub> в Верхнекамской впадине) и старопетровская (V<sub>2sp</sub> в Шкапово-Шиханской впадине) толщи верхнего венда.

2. Накопление органического вещества рифея-венда происходило в морских и прибрежно-морских обстановках. Тип органического вещества – морской, сапропелевый. Обстановки осадконакопления – восстановительные и слабо восстановительные. Для докембрийского органического вещества Волго-Уральского бассейна характерно следовое присутствие 12-,13-монометилалканов, преобладание пентациклических углеводородов над трициклическими и тетрациклическими, значительная доля этилхолестана (C<sub>29</sub>) среди стеранов.

3. Перспективы открытия новых месторождений нефти, генерированной докембрийскими нефтегазоматеринскими породами, связаны с отложениями рифея-венда и палеозоя прибортовых зон Камско-Бельского прогиба и Орьебаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны.

**Теоретическая и практическая значимость** заключается в выявлении геохимических маркеров докембрийского органического вещества и нефтей, а также в установлении связи между ОВ рифей-вендских НГМП и нефтями палеозойской части разреза, что может быть использовано в качестве дополнительного поискового критерия при прогнозе нефтегазоносности в пределах восточной части Волго-Уральского НГБ.

#### **Анализ диссертационной работы**

Диссертационная работа общим объемом 186 страниц состоит из введения, 6 глав и заключения, 85 рисунков, 13 таблиц и списка литературы из 201 наименования.

**В главе 1** приведены подробные сведения о физико-географическом положении района работ, истории его изучения, стратиграфическом расчленении изучаемых отложений и тектонических особенностях региона, а также истории геологического развития.

Отдельно следует отметить два раздела завершающих главу. Так, в разделе 1.5. обсуждаются сведения о тепловом режиме, полученные в результате обобщения данных о геотермическом режиме осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы, которые использованы автором при геолого-геохимическом моделировании в дальнейшем. Следует согласиться с утверждением о том, что идентификация палеотеплового потока является одной из важнейших задач при проведении моделирования формирования нефтегазоносности любого бассейна. Для Волго-Уральского бассейна использованы косвенные сведения о палеотепловом режиме, тем не менее, крайне важные для определения палеокатагенетической зональности рифейских отложений. Так, тепловой поток для восточной и западной частей региона существенно отличался в рифейское время и достигал весьма высоких значений 60–70 мВт/м<sup>2</sup>. При этом современный температурный режим характеризует восточную часть Волго-Уральского НГБ как «холодную», величина геотермического градиента в общем варьируется от 0,7 до 2,5 °С / 100м, а на сводах от 0,41 до 3,33°С / 100м, что часто приводит к парадоксальным выводам о степени катагенетической преобразованности ОВ.

Также в отдельный раздел автором выделена довольно объемная характеристика палеогеографических условий формирования осадочного чехла восточной части Волго-Уральской антеклизы, что не совсем вписывается в структуры изложения материалов вступительной главы. Неясным остался авторский вклад в представленные материалы.

В главе 2 представлены сведения о нефтегазоносности разновозрастных отложений восточной части Волго-Уральского бассейна.

Глава, несмотря на сжатое изложение, охватывает широкий спектр объектов и, в первую очередь, нефтепроявлений в рифейских и преимущественно в вендских древних отложениях, а также обобщает нефтеносность вышележащих комплексов. Здесь рецензенту показалось, что автор на фоне того, что не счел возможным обсудить более детально распределение признаков нефтегазоносности и состава флюидов, полученных непосредственно из древних отложений, не посчитал необходимым акцентировать внимание на распределении нефтегазоносности тех комплексов, которые могли бы выступить «импортерами» генерированной продукции.

Судя по попытке дать характеристику нефтяных систем, уже здесь идея установления связи древних НГМТ и нефтеносности вендских отложений прослеживаться в явном виде. Для нижних комплексов палеозоя, поскольку автор ограничился при характеристике нефтяных систем вендской частью, такая связь осталась не оцененной. При характеристике основных элементов (нефтегазоматеринские породы, породы-коллекторы и покрышки) важнейшим упущенным моментом является отсутствие выделения региональных флюидоупоров в верхней части венда и нижней части палеозоя, что ставит под сомнение возможность существования системы

выше по разрезу, что является одним из важнейших направлений этого исследования.

**Глава 3** посвящена результатам изучения свойств нефтегазоматеринских пород рифейского и вендского возраста (определение типа органического вещества, содержания органического углерода и мощности НГМП). В данной главе выводы о содержании и зрелости органического вещества НГМП базируются на результатах пиролиза, углепетрографии и элементного анализа органического вещества. Определение мощности потенциальных НГМП основано на сопоставлении геохимических параметров ( $C_{орг}$ , водородный индекс (HI)) с данными литологического описания пород и кривыми ГИС (гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК)) по 10 скважинам.

Автором выделены четыре потенциальные нефтегазоматеринские толщи. В геохимическом отношении изучаемые толщи характеризуются невысоким содержанием органического углерода и небольшим выходом хлороформенного битумоида, что говорит о развитии процессов генерации. Выявленные содержания петролейно-эфирного ( $B_{ПЭ}$ ), спиртобензольного ( $B_{СПБ}$ ) битумоидов, а также гуминовых кислот свидетельствуют о значительной выработанности потенциала НГМП и частичной окисленности ОВ и продуктов его генерации.

Наилучшим нефтематеринским потенциалом среди пород калтасинской свиты нижнего рифея обладают арланско-ашитские отложения. При этом и они характеризуются крайне низкими значениями содержания органического углерода до 1,08 %. По пиролитическим характеристикам НГМП нижнего рифея сильно преобразованы, степень зрелости – до МК<sub>5</sub>.

В южной (Бельской) впадине Камско-Бельского прогиба, помимо калтасинских отложений, нефтегазоматеринские породы выделяются в толщах кабаковской ( $RF_1kb$ ), ольховской ( $RF_2ol$ ) и шиханско-леузинской свит ( $RF_3shn-lz$ ) рифея. Значения  $C_{орг}$  варьируются в пределах от 0,04 до 2,65 %,  $T_{max} = 434-440$  °С. Содержание органического углерода в отложениях кабаковской свиты достигает значений 1,63 %.

Для вендских отложений характерно более высокое содержание органического углерода. Породы кыквинской свиты ( $V_2kk$ ) наиболее обогащены  $C_{орг}$  (до 3,48 %) и  $B_{ХЛ}$  (до 0,625 %), что говорит о высоком нефтематеринском потенциале этих отложений, а также о его частичной реализованности.

В южной части изучаемой территории НГМП в составе верхневендского комплекса приурочены в основном к отложениям старопетровской свиты, представленной углеродистыми аргиллитами с различной долей песчаной примеси. Содержание органического углерода в отложениях старопетровской свиты достигает значений 12,26 %, при степени катагенетической зрелости отложений, равной ПК<sub>3</sub>-МК<sub>5</sub> ( $T_{max} = 424-493$  °С).

**Глава 4** посвящена геохимическим особенностям органического вещества и нефтей докембрийского возраста и их сравнению с палеозойскими (девонско-каменноугольной части разреза) нефтями

восточной части ВУ НГБ. Выявление индивидуальных геохимических характеристик органического вещества и нефтей докембрия является важной задачей при прогнозе нефтегазоносности как разновозрастных отложений, так и вышележащих комплексов.

В органическом веществе и нефтях докембрия по распределению членов гомологического ряда *n*-алканов в битумоидах автором выделено пять групп.

На основе биомаркерных характеристик выявлены специфические особенности докембрийского органического вещества, такие как преобладание пентациклических углеводородов над три- и тетрациклическими, значительная доля этилхолестана среди стеранов, а также наличие следовых концентраций 12-,13-монометилалканов, наличие которых указывает на докембрийский генезис УВ флюидов.

Последний вывод является частью второго защищаемого положения и в полной мере его обосновывает. При этом, по мнению рецензента, объем исследований и глубина проработки материала, представленного в главе 4, позволила бы автору вынести на рассмотрение более широкий спектр достижений, чем отражен им в научной новизне автореферата, например, в части биомаркерного анализа с нефтями палеозойской части разреза.

В 5 главе освещены методические особенности проведения 2D бассейнового геолого-геохимического моделирования, а также результаты этого моделирования, проведенного по 4 (четырем) региональным геологическим профилям. Представленные данные свидетельствуют о значительной катагенетической преобразованности рифей-вендских отложений (до подстадий МК<sub>4-5</sub> и АК<sub>1-2</sub>), а также о выработанности их генерационного потенциала, что согласуется с выводами главы 4.

В главе 6 приводится обобщенный анализ полученных результатов, производится количественный расчет объема сгенерированных углеводородных флюидов разновозрастными (рифейскими, вендскими и верхнедевонско-нижнекаменноугольными) отложениями. На основе этих данных делается вывод о существенном влиянии докембрийских нефтегазоматеринских пород на формирование нефтегазоносности осадочного чехла восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, а также прослеживается генетическая связь между нефтями продуктивных комплексов венда-палеозоя и органическим веществом нефтегазоматеринских пород рифей-венда.

Таким образом, подводя итоги анализа диссертационной работы, можно отметить следующие результаты:

В пределах Камской и Бельской впадин выделены 4 потенциально нефтегазоматеринские толщи в древних рифейско-вендских отложениях (нижнего рифея (RF<sub>1kl</sub> и RF<sub>1kb</sub>), среднего рифея (RF<sub>2ol</sub>), верхнего рифея (RF<sub>3sn-lz</sub>) и верхнего венда (V<sub>2vr</sub>).

Выявлены особенности индивидуального состава углеводородов, позволившие выделить по распределению членов гомологического ряда *n*-алканов в битумоидах пять основных групп (битумоиды группы А аллохтонно-паравтохтонные (β до 30 %), тип исходного органического вещества

сапротелевый, исходная биотическая группа - анаэробные бактерии, группа В-автохтонные ( $\beta = 8,7 \%$ ), исходная биотическая группа – водоросли, группа С – паравтохтонно-аллохтонные ( $\beta = 28,57-40 \%$ ) исходная биотическая группа-хлорофиты, паравтохтонно-автохтонные битумоиды группы D ( $\beta = 8,33-20,34 \%$ ) исходная биотическая группа - анаэробные бактерии, паравтохтонно-аллохтонные битумоиды группы E ( $\beta = 22-100 \%$ ), исходная биотическая группа - анаэробные бактерии.

Генерационный потенциал пород RF-V комплекса оказывал влияние на формирование нефтегазоносности изученного региона, что установлено по отношениям стеранов и хейлантанов, наличию 12-, 13-монометилалканов.

В качестве зон аккумуляции углеводородных флюидов, генерированных НГМП RF-V, выделены прибортовые и приподнятые зоны Камско-Бельского прогиба

В пределах прибортовых частей палеозойских впадин и Предуральского краевого прогиба прогнозируются зоны аккумуляции УВ флюидов, генерированных наряду с древними толщами углеродистыми породами среднего франа-турне.

### **К работе есть ряд замечаний**

Наряду с небольшими замечаниями по тексту, необходимо отметить следующие:

1. Автор не вышел за рамки района исследований при оценке нефтегазоносности и характеристике ОВ древних толщ, что могло бы убедительнее указать на перспективы их изучения на базе примеров, где к таким толщам приурочена промышленная нефтегазоносность.

2. Рецензенту так и осталась неясной позиция автора по вкладу генерированных УВ древними толщами в фактическую нефтегазоносность Камско-Бельского прогиба. По сути, одно дело найти следы или признаки такого вклада, другое оценить их реальный потенциал (который, по мнению рецензента, несопоставим с потенциалом доманиковых отложений для района изучения, о чем упоминает сам автор).

3. Выделение нефтяных систем без анализа региональных перерывов и развития флюидопоров, ограничивающих систему сверху, не позволяет понять, рассеялись ли углеводороды или были аккумулярованы. Также как быть с “катагенетическим несогласием”, которое должно отразиться на сохранности и возможности перераспределения в вышележащие комплексы УВ, генерированных до отложений палеозоя, что ставит опять же под сомнение вклад древних толщ в нефтегазоносность вышележащей части разреза.

4. И последний вопрос, которому автор уделил крайне мало внимания, по мнению рецензента, это вопрос собственной нефтегазоносности древних толщ и критериях сохранности УВ в них в пределах Волго-Уральской НГП. Это можно воспринимать скорее как рекомендацию к продолжению исследований.

Замечания, указанные выше, не снижают научной и практической значимости диссертационной работы Кожанова Д.Д. «Роль органического вещества докембрия в формировании нефтегазоносности осадочного чехла

восточной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна», которая представляет собой законченное научное исследование, свидетельствующее о высокой квалификации выполнившего ее соискателя. Цель работы достигнута, а задачи решены.

Представленная работа отвечает требованиям Положения о присуждении ученых степеней в МГУ имени М.В. Ломоносова, предъявляемым к работам на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. Содержание диссертации соответствует паспорту специальности 1.6.11. - «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также критериям, определенным п.п. 2.1-2.5 Положения о присуждении ученых степеней в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова. Диссертационная работа оформлена согласно приложениям № 5, 6 Положения о диссертационном совете Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. Таким образом, соискатель Кожанов Дмитрий Дмитриевич заслуживает присуждения ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.11. - «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

**Официальный оппонент:**

Прищепа Олег Михайлович,  
доктор геолого-минералогических наук, с.н.с.,  
заведующий кафедрой геологии нефти и газа  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Санкт-Петербургский горный  
университет императрицы Екатерины II»

*Подпись/дата*

**Контактная информация:**

Адрес: 199106, Россия, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2, корпус 1.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II» Тел.: 8(812) 328-81-77, сайт: <https://spmi.ru/> email: [prischepa\\_om@pers.spmi.ru](mailto:prischepa_om@pers.spmi.ru)

Согласен на использование персональных данных в документах, связанных с работой диссовета