ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

УДК 553.982

Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири

Е.Д. Сивкова[*]*, А.В. Ступакова, А.Г. Калмыков, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова*

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Древние докембрийские образования Восточной Сибири включают нефтегазоматеринские прослои, однако в большинстве случаев их нельзя отнести к высокоуглеродистым, т.к. фактическое содержание органического углерода в данных толщах невысоко и редко превышает 10%. Данный факт влияет на подход к интерпретации имеющихся геохимических результатов и способ отбора представительных образцов. Целью работы стало определение способов верификации пиролитических данных и оценка качества нефтегазоматеринских прослоев нижнего венда по результатам геохимических исследований. Выявлено, что перед анализом катагенетической преобразованности пород по параметру Tmax и определением типа органического вещества из выборки следует исключить пробы с низким генерационным потенциалом или с наличием вторичных эпигенетичных битумоидов, присутствие в разрезе которых подтверждено, и свидетельствует о наличии активной миграции УВ-флюидов в пределах бассейна. После проведения верификации данных произведена оценка нефтегазоматеринских свойств, согласно которой нефтегазоматеринские прослои нижневендского комплекса имеют удовлетворительный и высокий генерационный потенциал с преимущественно вторым типом органического вещества и низкой зрелостью в большей части территории бассейна. Зоны нефтяного и газового окон расположены в пределах крупных впадин и прогибов. Отмечается локальный прогрев в областях активного развития разломов, за счет внедрения интрузий и действия гидротерм.

Ключевые слова: верификация пиролитических данных, пиролиз, Лено-Тунгусский бассейн, генерационный потенциал, катагенетическая преобразованность, нижний венд, докембрийские толщи

Для цитирования: Сивкова Е.Д, Ступакова А.В., Калмыков А.Г., Сауткин Р.С., Большакова М.А. (2021). Верификация пиролитических данных при оценке потенциала и катагенетической преобразованности протерозойских низкоуглеродистых формаций Восточной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 56–66. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

Введение

Нефтегазоносность терригенной части вендских отложений установлена еще в начале 1950-х годов в результате геологоразведочных работ на территории Ангаро-Ленской ступени и Присаяно-Енисейской синеклизы. В процессе дальнейшего изучения территорий Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, Катангской седловины и Ангаро-Ленской ступени открыт ряд месторождений, которые подтверждают промышленную значимость терригенной части вендского комплекса Сибирской платформы. Однако дискуссии об источниках углеводородных флюидов, заполняющих вендский резервуар, ведутся и по сей день.

Долгое время считалось, что единственным источником, генерировавшим углеводороды Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (НГБ) Сибирской платформы, являются породы рифейского нефтегазоносного комплекса (НГК), главным образом карбонатные: глинистые доломиты, аргиллиты, строматолитовые известняки (Конторович и др., 1996).

Однако ряд последних исследований, включающих биомаркерный анализ нефтей, доказал вклад вышележащих вендских отложений, обогащенных органическим веществом, в формирование нефтегазоносности Лено-Тунгусского НГБ (Баженова и др., 2014). Объектом исследования статьи выступают терригенные отложения нижнего венда, оценка нефтегазоматеринских качеств и генерационного потенциала которого проведена на основе анализа собранных результатов геохимических исследований.

Для анализа нефтегазоматеринского потенциала пород вендского нефтегазоносного комплекса Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна использовалась геохимическая информация различных источников: данные диссертаций (Филиппцов, 2015; Тимошина, 2005), данные отчетов (СНИИГГиМС), результаты работа коллектива кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ и др. Для проведения исследования из всего объема собранных и систематизированных данных отобраны результаты 241 пробы нижневендских отложений из скважин преимущественно центральной части Сибирской платформы (рис. 1).

Способы оценки качества и свойств нефтегазоматеринских прослоев

Один из наиболее эффективных методов количественной оценки величины нефте- и газообразования при эволюции органического вещества разработан В.А. Успенским и О.А. Радченко (1947) и использован в работе аппарата Rock-Eval, где при постепенном нагревании происходит термическое разложение образца, в ходе которого

[*] Ответственный автор: Екатерина Дмитриевна Сивкова
e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

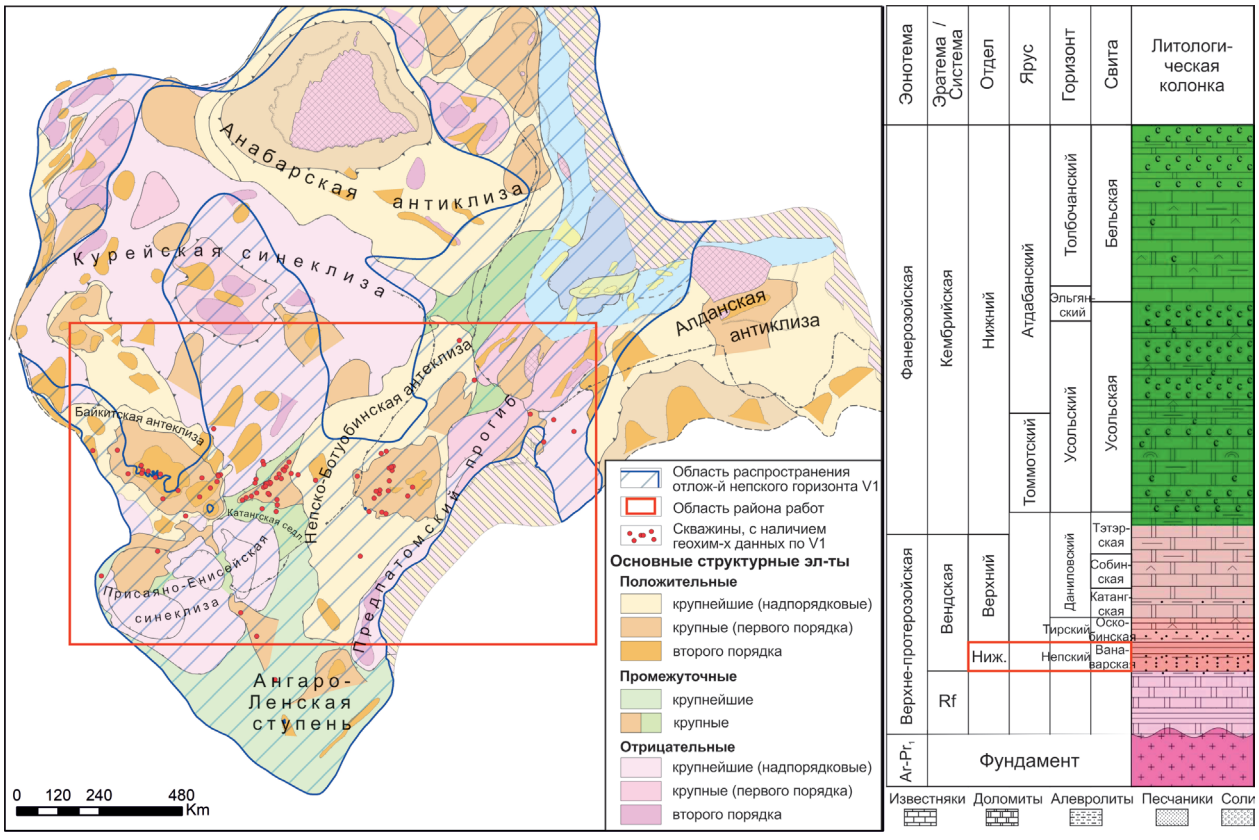

Рис. 1. Структурно-тектоническая карта (Старосельцев и др., 2015, с изменениями) и сводная лито-стратиграфическая колонка с выделением области и интервала исследования

происходит испарение несколько групп компонентов, маркируемое появлением на пирограмме пиков: S_1, S_2 и S_3 (Espitalie, 1985).

Пик $\mathbf{S_1}$ соответствует выходу свободных и сорбированных углеводородов (УВ), составляющих нефти и растворенные в них газы, и характеризует объем уже сгенерированных УВ, находящихся в поровом пространстве породы. Параметр $\mathbf{S_2}$ отражает остаточный генерационный потенциал породы и характеризует объем УВ, который может быть сгенерирован в будущем в ходе дальнейшей естественной эволюции при полной реализации нефтематеринского потенциала ОВ породы. По сумме показателей S_1 и S_2 определяется общий генетический потенциал, которые способна реализовать изучаемая нефтегазоматеринская порода.

Температура, при которой отмечается наибольшая интенсивность выхода УВ при термолизе, обозначается как **Tmax** и характеризует степень катагенетической преобразованности ОВ породы.

Пик $\mathbf{S_3}$ фиксирует количество выделившихся углекислого и угарного газов (CO и CO_2). По количеству образовавшихся углеродсодержащих соединений CO, CO_2 и УВ рассчитывается общее содержание органического углерода в породе **Сорг** (TOC), которое крайне важно при определении качества изучаемой нефтегазоматеринской толщи (НГМТ). Помимо этого, дополнительно рассчитываются водородный индекс HI и кислородный индекс OI (Тиссо, Вельте, 1981).

Для проведения пиролиза (термолиза) применяют пиролизаторы и пироприставки нескольких научных марок: наиболее распространены Rock Eval 6 (Vinci Technologies, Франция) и HAWK (Wildcat Technology, США), также используют SR Analyser (Weatherford Laboratories, США), EGA/PY-3030D (Frontier Lab, Япония), ТМС (Ярославль, Россия), Масс-спектрометрический аналитический комплекс «Литотерм-1000» (Винэкс, Беларусь) и др. Перед началом исследования для контроля точности измерений производят стандартную процедуру калибровки прибора на эталонном образце, после чего процедуру пиролиза проводят согласно аттестованной методике в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений».

Верификация имеющихся пиролитических данных

Ввиду использования данных различных источников, к их интерпретации стоит подходить с особым вниманием и анализировать значения, не вызывающие сомнений в их корректности получения и дальнейшего применения. Поэтому перед началом аналитической части работы к имеющимся данным были применены определенные фильтры, исключающие значения, которые могут некорректно повлиять на общий объем анализированных данных.

В первую очередь стоит учесть первичный фильтр использования результатов пиролиза, указанный разработчиками прибора Rock-Eval. При содержании TOC в породе менее 0,3 % и выходе УВ в пике S_2 менее 0,09 мг УВ/г породы возрастает разброс измеряемых значений, а значит полученные результаты следует считать непригодными для оценки нефтегазогенерационных свойств пород (Тиссо, Вельте, 1981; Лопатин, Емец, 1987). Таким образом, для оценки генерационного потенциала, типа и зрелости ОВ используются только результаты пиролиза по

образцам с содержанием органического углерода (TOC) превышающим 0,3% и значением S_2 свыше 0,09 мг УВ/г породы.

Однако для использования значений параметра Tmax применяются более жесткие критерии отбора. В некоторых случаях при низком остаточном генерационном потенциале и небольших значениях содержания Сорг пирограмма в пределах зоны определения параметра S_2 не имеет ярко выраженного пика – более пологий или раздвоенный пик (рис. 2). Тогда время замера Tmax может быть определено с ошибкой, а его численное значение иметь искаженную величину (Филипцов, 2015). В таких случаях, когда величина пика S_2 не превышает 1 мг УВ/г породы и содержание органического углерода не превышает 1%, использование численного значения параметра Tmax некорректно и может привести к искаженной оценке степени катагенетической преобразованности породы.

Необычно низкие значения Tmax для изучаемых проб могут быть связаны с наличием вторичных битумов. Часто они имеют низкую степень катагенетической преобразованности и совместно с углеводородными флюидами могут при пиролизе сформировать смещенный или раздвоенный S_2 пик с необычно низкими Tmax (Филипцов, 2015). Появление второго пика S_2' обуславливается вкладом смолистых компонентов аллохтонных битумоидов (Басалаева, 2015). При сравнении пирограмм до и после экстракции (рис. 2б) выявлено, что после экстракции пик S_2' практически исчезает, а конфигурация пика S_2 уменьшается и смещается в правую сторону (Козлова и др., 2015). Образцы с присутствием аллохтонных битумоидов и наличием второго пика S_2' на пирограмме в большинстве случаев характеризуются пониженными значениями Tmax. Поэтому при анализе необходимо использовать экстрагированные пробы пород.

Наличие аллохтонных битумоидов в исследуемом интервале пород можно определить по рассогласованию между показаниями параметров HI и Tmax. Показания HI связаны со степенью реализации нефтегазогенерационного потенциала – при возрастании катагенетической преобразованности органическое вещество претерпевает карбонизацию, а его водородный индекс HI и показатель S_2 стремятся к нулю (Филипцов, 2015). Показания Tmax при этом должны иметь повышенные значения, характерные для зрелого ОВ. В противном случае высокие значения водородного индекса HI и, напротив, заниженные значения температуры максимального выхода углеводородов при крекинге керогена Tmax свидетельствуют об аллохтонном происхождении битумоидов этих образцов (Басалаева, 2015).

Подобная зависимость отмечается и при «эффекте Эспиталье», когда пониженные значения Tmax отмечаются при высоких показаниях S_1, что говорит о присутствии свободных УВ в незрелой (по показаниям Tmax) нефтегазоматеринской породе, что также является достоверным критерием присутствия эпигенетичных жидких углеводородов (Лопатин, Емец, 1988).

Присутствие в породе мигрировавших битуминозных компонентов можно выявить на основе распределения концентраций хлороформенных битумоидов среди образцов. Битумоиды представляют собой компоненты органического вещества, извлекаемые из него и породы органическими растворителями (хлороформом, бензолом, петролейным эфиром, ацетоном, спирто-бензолом и др). В практике геохимических исследований обычно используется хлороформ, экстрагирующий наиболее нейтральные, близкие к нефти по составу фракции ОВ – хлороформенные битумоиды (ХБ). В.А. Успенским в 1958 г. была установлена закономерность, что «с увеличением доли битуминозных компонентов в ОВ пород уменьшается его содержание» или с увеличением дисперсности ОВ доля битумоидов в нем растет. Позднее Н.Б. Вассоевич установил подобную обратную зависимость для ОВ современных осадков (рис. 3). Соблюдение этой закономерности является основой для выделения автохтонных или сингенетичных битумоидов, а зависимость между битумоидным коэффициентом (β) и содержанием Сорг называется зависимостью Успенского-Вассоевича. (Успенский и др., 1966; Вассоевич, 1958; Вассоевич и др., 1984):

$$\beta = (ХБ/Сорг) \cdot 100\ \%.$$

В случаях, когда закономерность соблюдается, и с ростом содержания Сорг уменьшается доля битумоидного коэффициента, битумоиды относят к ***автохтонным***, т.е находящимся на месте своего возникновения в адсорбированном состоянии. При этом коэффициент битуминозности автохтонных битумоидов не должен превышать 20–25%.

В случаях, когда закономерность Успенского-Вассоевича не соблюдается, а битумоидный коэффициент

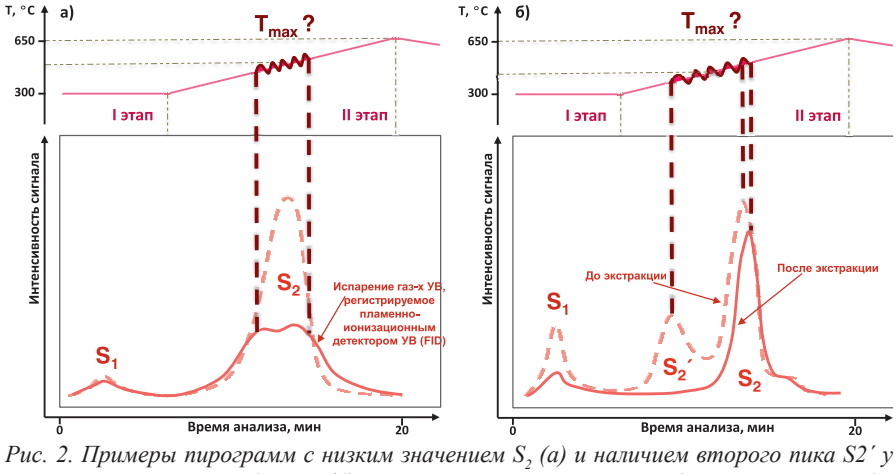

Рис. 2. Примеры пирограмм с низким значением S_2 (а) и наличием второго пика $S2'$ у неэкстрагированного образца (б), отражающие сложность выделения пика выхода УВ и определения времени замера температуры

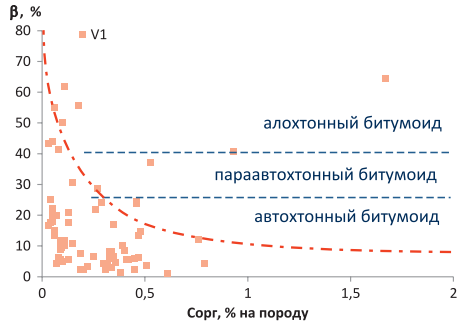

Рис. 3. Зависимость битумоидного коэффициента (β) от содержания органического углерода в отложениях нижнего венда из скважин и обнажений Восточно-Сибирского НГБ

превышает 25%, битумоиды относят к параавтохтонному или аллохтонному типам. ***Параавтохтонные*** битумоиды претерпели незначительные перемещения внутри толщи, т. е. уже утратили связь с исходным ОВ, однако находятся в непосредственной близости от места образования и не покинули толщу в целом. Объем параавтохтонных битумоидов включает в себя автохтонные битумоиды и миграционную часть битумоидов соседнего участка. Их битумоидный коэффициент составляет 25–45%. ***Аллохтонные*** битумоиды не имеют генетической связи с вмещающей толщей, а высокие значения битумоидного коэффициента β > 40–50% являются надежным показателем эпигенетичности битумоидов (Баженова и др., 2000).

С использованием данной зависимости рассмотрено содержание эпигенетичных битумоидов в породах нижневендского комплекса для изучения путей и возможности миграции аллохтонных битумоидов в нижневендский резервуар. Часть образцов вписывается в зависимость Успенского-Вассоевича (рис. 3) и имеет пониженное значение битумоидного коэффициента β. Однако также присутствуют и образцы, не удовлетворяющие этим критериям, что свидетельствует об их эпигенетичности и, вероятно, связано с накоплением битуминозных компонентов, мигрировавших из смежных более обогащенных органическим веществом осадков (Успенский и др., 1966) рифейского и ранневендского возраста. Помимо этого, у проб нижневендского комплекса выявлена зависимость увеличения содержания битумоидных компонентов с увеличением глубины (рис. 4), и это говорит о том, что изучаемые формации «набирали преобразованность» при постепенном погружении бассейна на фоне редких менее значительных (по сравнению с позднерифейским аплифтом) воздыманий.

Возвращаясь к верификации пиролитических параметров, величина Tmax в значительной степени зависит от присутствия мигрировавших битумоидов. Поэтому при интерпретации результатов пиролиза и анализа полученных значений параметра Tmax стоит учитывать возможность наличия в образцах некоторого количества вторичных битумов, являющихся эпигенетичными с ОВ, и при наличии подтверждающих это битуминологических исследований исключать такие образцы из выборки.

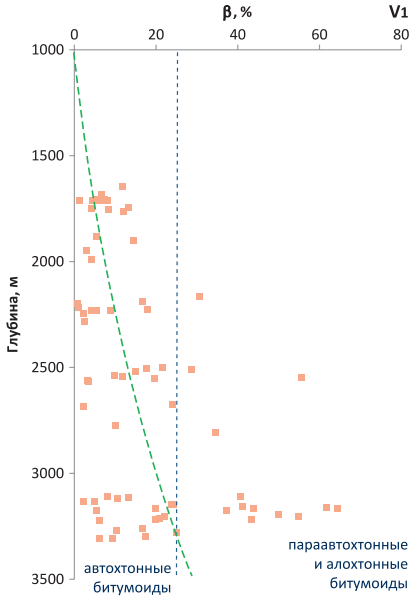

Рис. 4. Зависимость изменения битумоидного коэффициента с глубиной проб нижнего венда

Таким образом, перед началом анализа генерационного потенциала ОВ пород из общего объема данных исключены пробы с содержанием ТОС ниже 0,3% и S_2 ниже 0,09 мг УВ на г породы. А перед началом анализа катагенетической преобразованности пород по параметру Tmax и определением типа ОВ исследуемых интервалов были исключены пробы, имеющие:

- содержание ТОС<1%;
- величину S_2<1 мг УВ/г породы;
- пробы с высокими значениями HI и S_1 при нехарактерно низких Tmax;
- пробы с присутствием эпигенетичных битумоидов, при несоблюдении зависимости Успенского-Вассоевича и значениях битумоидного коэффициента β>40–50%.

Для наглядного представления значимости применения данных фильтров на рис. 5 представлено сравнение двух графиков до и после исключения из исследования вышеописанных групп.

Анализ пиролитических параметров, оценка качества и преобразованности НГМТ

Нельзя отрицать тот факт, что основной вклад в нефтегазоносность венд-кембрийского комплекса Лено-Тунгусского НГБ несут рифейские нефтегазоматеринские толщи. Однако толщи, способные генерировать углеводороды, присутствуют также в вышележащих породах нижнего венда, в основном в интервалах непского и тирского горизонтов (Баженова и др., 2011). Рассмотрим генерационные возможности нижневендских преимущественно терригенных отложений и их вклад в нефтегазоносность бассейна в качестве нефтегазоматеринской толщи.

Нефтегазоматеринские формации нижнего венда представлены темноцветными глинистыми и глинисто-карбонатными отложениями. Улучшенными нефтегазоматеринскими свойствами обладают: ванаварская свита, распространенная в пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины, непская и нижнемотская свиты – в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, торгинская и сералахская свиты, расположенные в области северного окончания Предпатомского прогиба (рис. 1).

Для оценки генерационного потенциала отложений используются значения общего содержания органического углерода (ТОС, total organic carbon) и суммы пиков S_1 и S_2, определяющей общий объем углеводородов, сгенерированных при полной реализации нефтематеринского потенциала ОВ в процессе эволюции НГБ. Для наглядности связь двух параметров представляют в виде графика, с помощью которого можно классифицировать нефтегазоматеринские породы по величине генерационного потенциала как: удовлетворительный или потенциальный, высокий и очень высокий потенциал исследуемой материнской формации.

Породы непского горизонта имеют относительно низкие значения содержания ТОС (рис. 6). Содержание органического углерода не превышает 1% в 85% проанализированных образцов. Пробы с повышенным содержанием ТОС тяготеют к районам Катангской седловины, восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы и северного окончания Предпатомского краевого прогиба. Однако даже при рассмотрении проб с преобладающим содержанием ТОС, его содержание колеблется в пределах

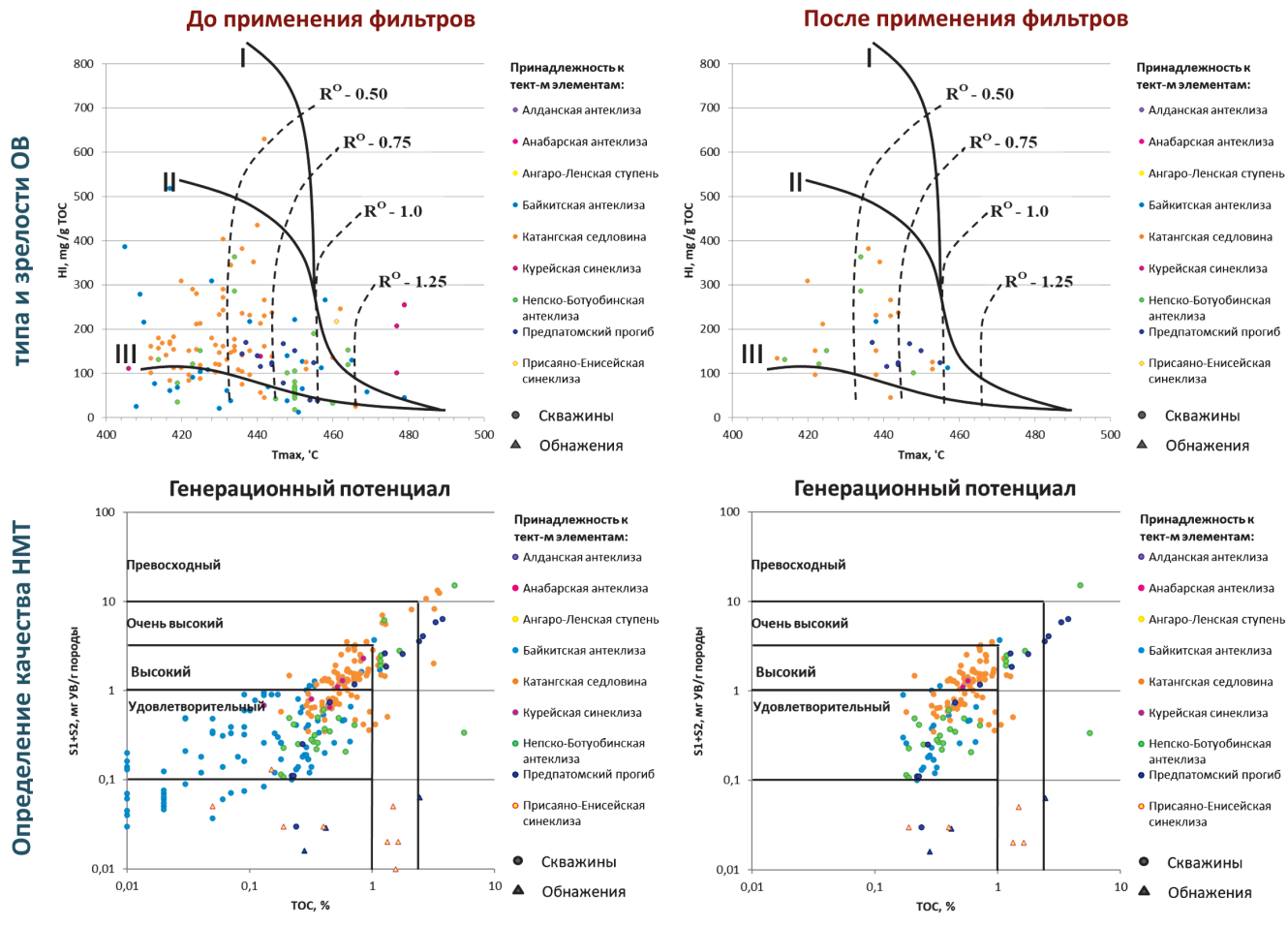

Рис. 5. Сравнение модифицированных диаграмм Ван-Кревелена и графиков оценки генерационного потенциала до и после применения фильтров

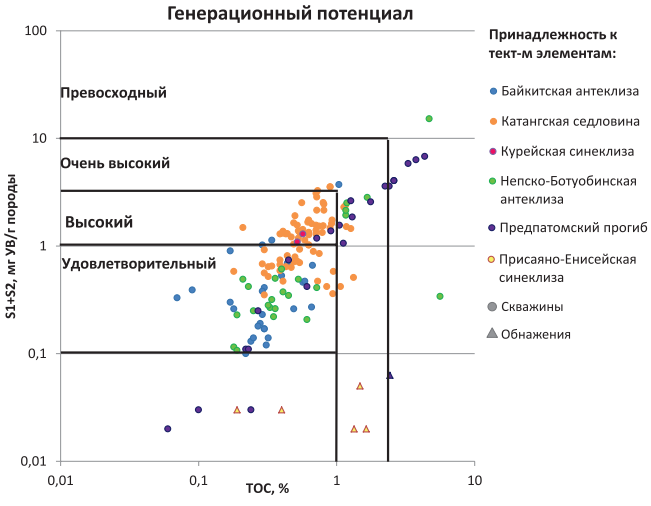

Рис. 6. Генерационный потенциал нижневендских отложений

от 1 до 3,5% и лишь в единичных случаях достигает 4,5–5,5%. Данное распределение связано с разнообразием обстановок накопления отложений непского горизонта.

Процентное соотношение меняется при анализе параметра S_1+S_2. Значением равным или превышающим 1 мг УВ на г породы здесь обладает 41% проб, тем самым определяя генерационный потенциал непского горизонта как удовлетворительный и высокий.

Ya графике с определением генерационного потенциала пород (рис. 6) можно отметить боковой тренд, представленный главным образцом пробами из обнажений Предпатомской и Присаяно-Енисейской областей. Такое положение проб объясняется тем, что данные образцы отобраны достаточно близко к поверхности, ввиду чего были в значительной степени подвержены процессам выветривания. Летучие УВ ушли из пород обнажений, тем самым снизив значения пика S_1, характеризующего содержание свободных УВ. При высоких значениях ТОС низкие значения суммы пиков S_1 и S_2 смещают график в правую сторону относительно общего тренда.

Замеры содержания ТОС, показанные на графике (рис. 6), также вынесены на схему (рис. 7), согласно которой пробы с повышенным содержанием органического вещества отнесены главным образом к двум зонам: зона Катангской седловины и восточный склон Непско-Ботуобинской антеклизы в зоне сочленения с Предпатомским прогибом. Перспективность Предпатомского прогиба с точки зрения источника УВ-флюидов также описана в работах Ларичева А.И. с соавторами (1987) и Баженовой Т.К. с соавторами (2014). Повышенные содержания ТОС связывают с соответствующими обстановками осадконакопления, в которых могли накапливаться материнские прослои. Зоны с повышенными значениями ТОС также могут быть расширены в прилегающие районы с аналогичными палеофациальными условиями, где также предполагается накопление ОВ в повышенных концентрациях, что однако не всегда подтверждено фактическим материалом из-за большой глубины залегания нижневендских интервалов. Например, повышенное содержание ТОС также

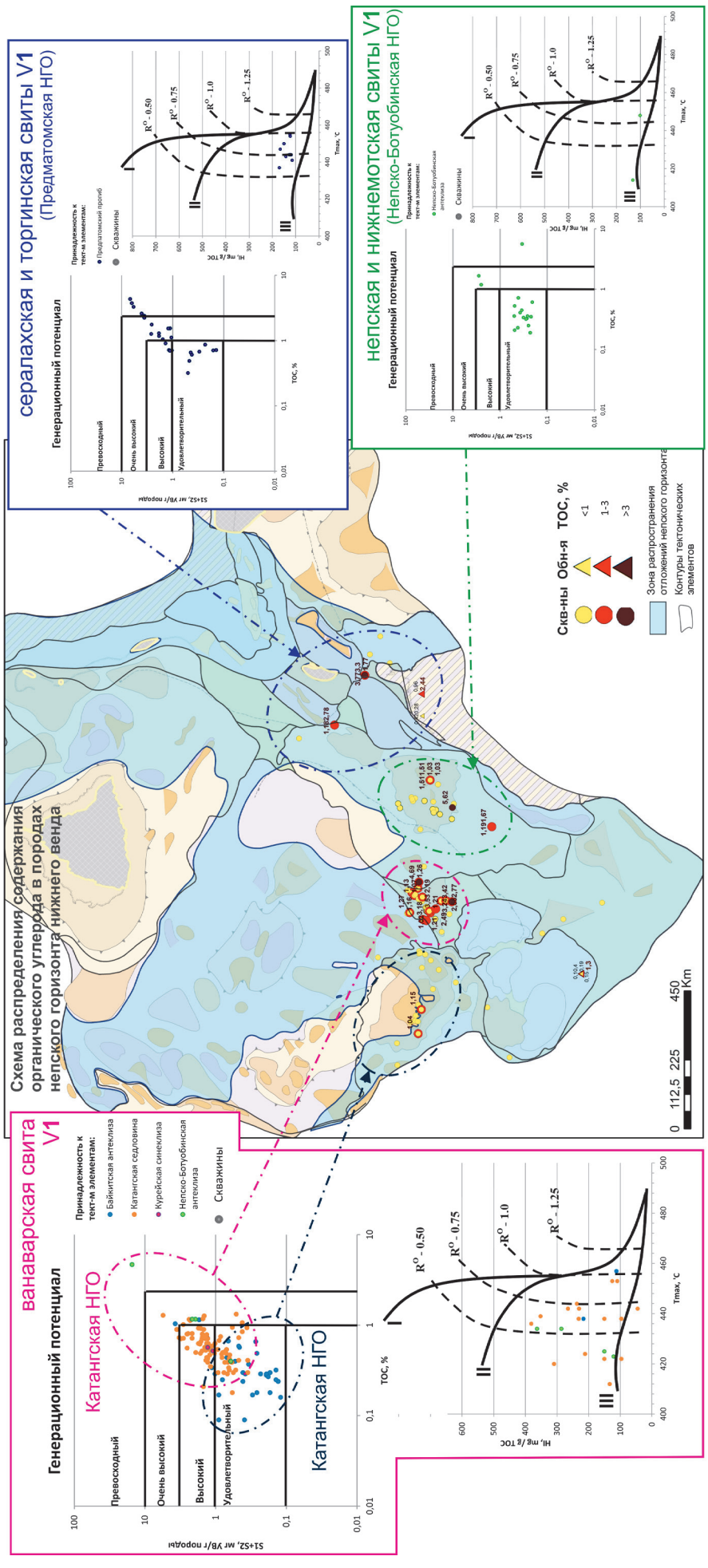

Рис. 7. Схема с распространением точек замеров ТОС пород непского нижневендского горизонта из скважин и обнажений

предполагается в районе Курейской синеклизы и Предпатомского прогиба. Однако скважинные данные в этих районах отсутствуют, и мы можем полагаться только на палеофациальные карты, построенные по картам изопахит (Сивкова и др., 2018; Ларичев, Чеканов, 1987) с использованием метода мощностей и экстраполированных данных сверхглубоких скважин.

Для определения типа ОВ использовалась диаграмма с применением пиролитических параметров HI, Tmax. Однако тип ОВ вендских НМТ в большинстве случаев определить достаточно сложно. Древние вендские формации имеют длинную геологическую историю и вследствие этого высокую степень преобразованности, которая отражается в низких современных значениях параметра HI. Пониженные значения водородного индекса HI смещают вниз точки проб на диаграмме (рис. 8). Однако исходный водородный индекс НГМТ непского горизонта был значительно выше (около 350–400 мг на г Сорг), что позволяет отнести ОВ нижневендских формаций к сапропелевому II типу. Смещение в зону III типа также может быть связано с влиянием процессов окисления на ранних стадиях диагенеза. Данное заключение удачно демонстрируется на диаграмме с отношением параметров HI и OI, где влияние Tmax исключено. Пробы, находящиеся в зоне III типа, имеют повышенные значения кислородного индекса, что свидетельствует о наличии окисления (рис. 9).

Важно упомянуть, что истинный (гумусовый) третий тип ОВ в НГМТ вендского возраста абсолютно невозможен, т. к. в додевонское время высшая растительность еще не существовала, а значит и не происходило накопление ОВ гумусового третьего типа. По этой же причине вендский интервал лишен прослоев углей, а следовательно, и витринита, определение отражательной способности которого является ключевым и наиболее точным методом оценки катагенетической преобразованности пород (Соболева, Гусева, 2010).

При отсутствии значений показателя отражения витринита Ro оценка катагенетической

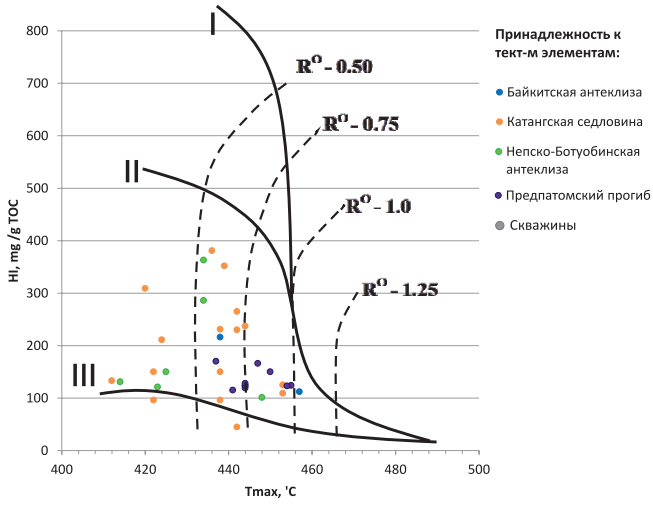

Рис. 8. Диаграмма с соотношением параметров HI-Tmax образцов нижневендских НГМТ

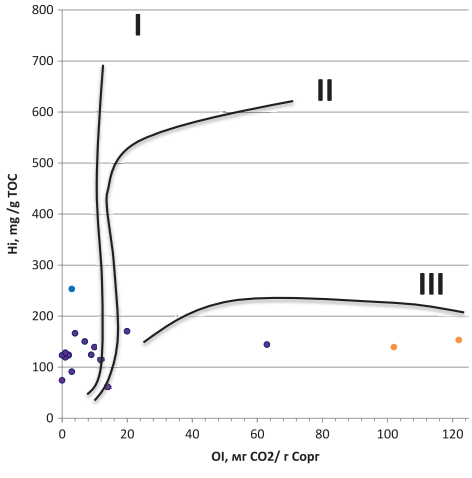

Рис. 9. Диаграмма с соотношением параметров HI-OI образцов нижневендских НГМТ

преобразованности возможна на основе значений пиролитического параметра Tmax, а также по данным анализа элементного состава керогена.

Важно еще раз упомянуть, что при оценке показаний Tmax использовались значения с применением фильтров, описанных в части верификации геохимических данных, для исключения некорректных значений из объема анализируемых проб.

Около 60% анализируемых проб имеют низкие значения Tmax (менее 440°C), определяя степень зрелости органического вещества преобладающего объёма проб как низкую. На большей части территории бассейна вендские НГМТ еще не достигли «нефтяного окна». Однако в общем объеме анализируемых проб присутствуют и те, что характеризуют прослои нижнего венда с повышенным содержанием ОВ как зрелые или попадающие в зону нефтяного окна. Согласно диаграмме HI-Tmax (рис. 8) такие точки образцы присутствуют в районах Катангской седловины, Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба.

Для подкрепления пиролитических данных в определении степени зрелости ОВ нижневендских формаций, а также определения градации катагенеза по Конторовичу (1964) использованы результаты элементного состава керогена, а именно соотношение содержаний в органическом веществе углерода ($C^{ОВ}$), водорода ($H^{ОВ}$) и общей доли азота ($N^{ОВ}$), кислорода ($O^{ОВ}$) и серы ($S^{ОВ}$). Для этого была использована тригонограмма, основанная на модели эволюции элементного состава керогена основных генетических типов в катагенезе (Конторович, 1964; Богородская и др., 2005). Однако определение генетических типов по данной тригонограмме некорректно для протерозойских пород, т.к. разделение ОВ венда на аквагенное и терраген-ное невозможно, ввиду отсутствия последнего и наличия единого аквагенного источника ОВ для вендких толщ. Поэтому поля эволюции элементного состава керогена на тригонограмме нанесены пунктиром и не учитываются в анализе (рис. 10). Важно упомянуть, что согласно мнению авторов модели (Богородская и др., 2005) ее применение наиболее эффективно для высококонцентрированных разностей с содержанием органического вещества выше 0,4–0,5%. Породы с низким содержанием ОВ, представленного главным образом, окисленными сорбированными формами, часто имеют пониженные концентрации водорода, смещая маркеры данных проб. Поэтому при анализе из общего объема исключены образцы с низкими значениями Сорг на породу.

Согласно тригонограмме (рис. 10) преобладающая часть исследуемых образцов (70% от общего объема), принадлежащих к разрезам непского горизонта в пределах Катангской седловины и Непско-Ботуобинской антеклизы, вмещает ОВ, находящееся в начальной зоне нефтеобразования, попадая в область $МК_1$ по градации Конторовича. Меньшая часть проб соответствует стадии $МК_2$ и по степени преобразованности должна находиться в зоне нефтяного окна.

Принцип определения зрелости по элементному составу керогена в этой тригонограмме основан на том, что при трансформации ОВ активно расходуется водородная составляющая, а концентрация водорода при этом увеличивается. Поэтому при построении схемы катагенетической преобразованности вендских отложений использованы значения доли углерода в органическом веществе, а образцы со значением $C^{ОВ}$, превышающим 77%, отнесены к достаточно преобразованным для генерации жидких УВ.

С учетом содержания углерода в органическом веществе ($C^{ОВ}$), а также значений Tmax и анализа структурных карт положения поверхностей рифейского и вендского комплексов построена схема катагенетической

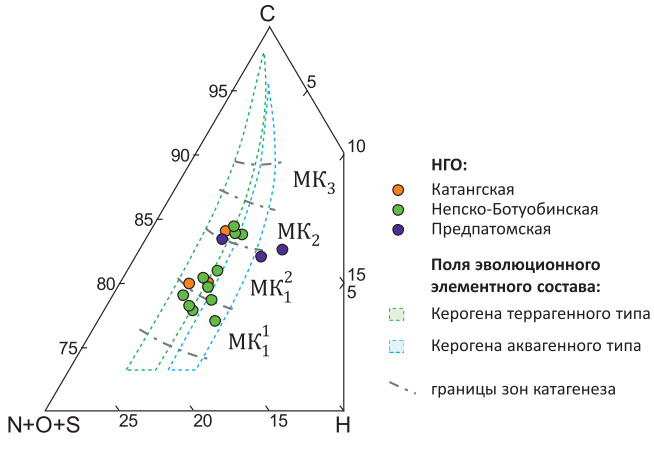

Рис. 10 Тригонограмма элементного состава керогена образцов нижнего венда в %, основанная на модели эволюции элементного состава керогена в катагенезе (Конторович, 1964; Богородская и др., 2005).

преобразованности пород вендского комплекса (рис. 11). На схему вынесены параметры, используемые при определении зрелости ОВ нефтегазопроизводящих пород: значения Tmax по результатам пиролиза и содержание углерода в ОВ, полученное по результатам определения элементного состава. В таблице 1 приведены параметры, использованные при построении схемы и соответствующие основным границам. Значения показателя отражения витринита при построении не использовались (ввиду отсутствия таковых), однако приведены в таблице для удобства типизации и указаны согласно шкале Н.Б. Вассоевича (1984) (Неручев и др., 1976).

В большей части территории бассейна НГМТ еще не достигли «нефтяного окна». На схеме зоны с низкой зрелостью ОВ выделены серым оттенком и относятся к областям крупных поднятий районов Байкитской, Непско-Ботуобинской, Ангарской и Алданской антеклиз. Желтым цветом обозначены области начала нефтяного окна, где генерация жидких УВ возможна лишь в небольшом объеме. Зоны нефтяного и газового окон расположены в наиболее погруженных районах Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз, а также Предпатомского и Лено-Вилюйского прогибов, где отложения погружены на глубину более 3,5 км. Область выделения нефтяного окна в зоне Березовской впадины (значения Tmax – 441, 444°C) дополнительно подтверждена результатами новых исследований, проведенных авторами в 2020 г.

В этих областях степень зрелости ОВ вещества (по

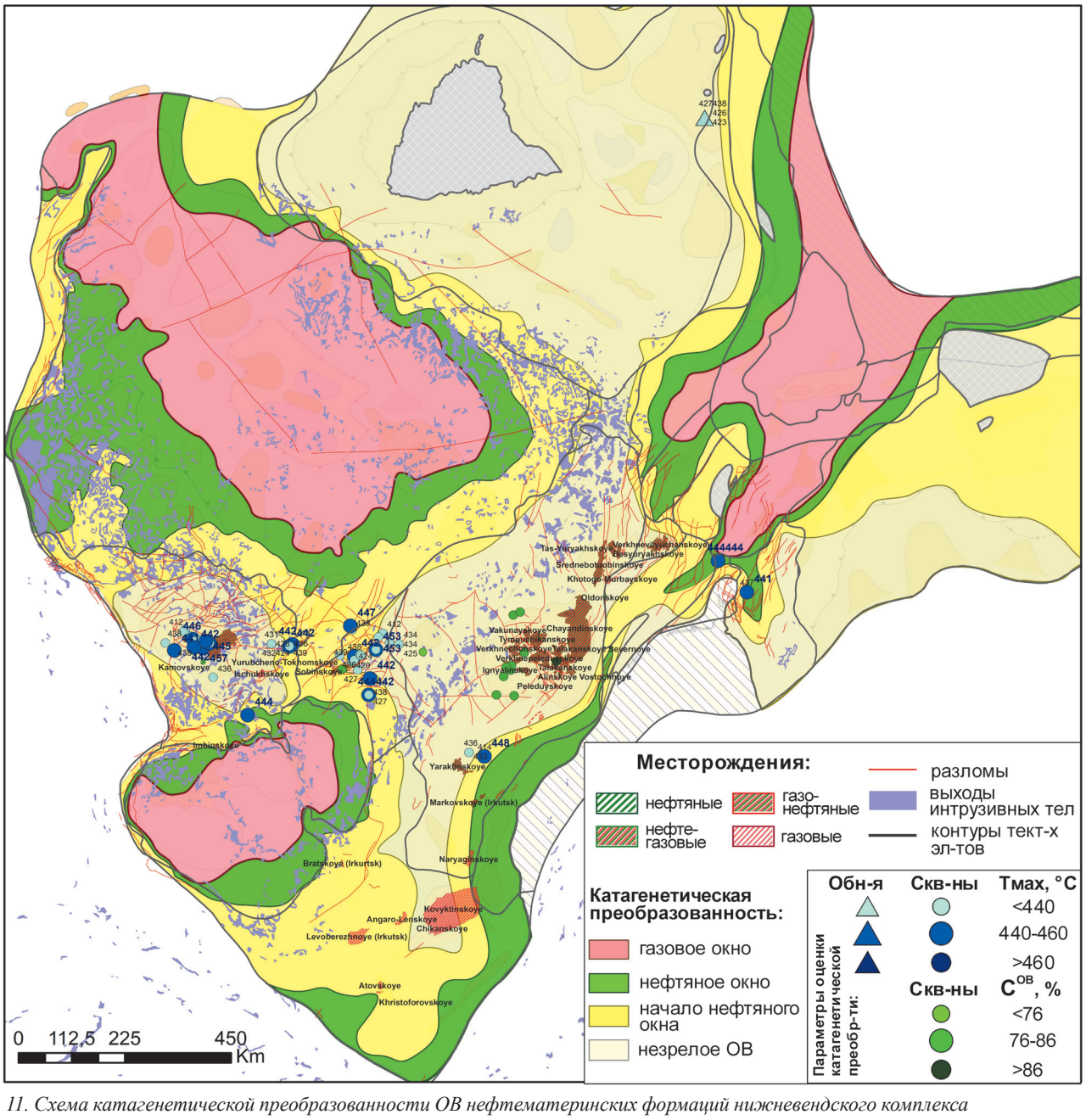

Рис. 11. Схема катагенетической преобразованности ОВ нефтематеринских формаций нижневендского комплекса

Параметры	Глубина	Tmax, ºC	$C^{ОВ}$, %	Rº, %	Градации катагенеза
Нефтяное окно	(2500)3500-4500	(435)440-460	77-86	0.65-1.15	$МК_1^2$-$МК_3$
Газовое окно	>4500	>460	>86	>1.15	$МК_4$-$АК_1$

Табл. 1. Граничные значения параметров, используемые для выделения зон катагенетической преобразованности ОВ вендских НГМТ

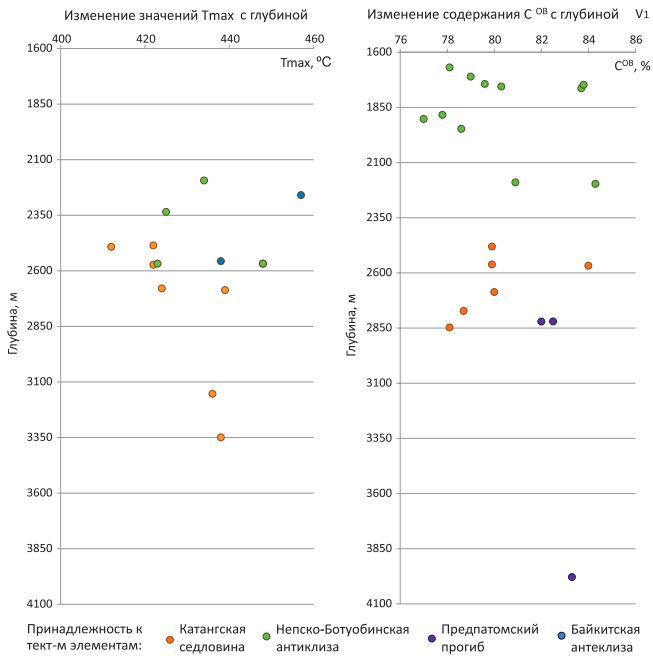

Рис. 12. Изменение показателей C^{OB} (в процентах по оси абсцисс на графике слева) и Tmax (в м по оси абсцисс на графике справа) с глубиной (в м по оси ординат) образцов НГМТ отложений нижнего венда

увеличению значений параметров Tmax и C^{OB}) связана с увеличением глубины погружения отложений вендского комплекса. Но есть зоны, где эта связь отсутствует, и степень катагенетической преобразованности ОВ (согласно вышеуказанным параметрам) не зависит от степени погруженности исследуемой толщи, а значит, находится под воздействием других факторов.

Для выявления этих зон построены графики изменения содержания углерода в ОВ НГМТ и параметра Tmax с глубиной (рис. 12), по результатам которых можно отметить, что тренд увеличения показателей при возрастании глубины в целом отсутствует. Однако выявлены некоторые закономерности. Повышенные значения Tmax и C^{OB} в пределах Катангской седловины и Предпатомского прогиба в большинстве случаев характерны для повышенных глубин, в то время как изменения параметров в пределах Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз от глубины зависит слабо.

На схеме (рис. 11) в пределах данных областей в зонах с низкой катагенетической преобразованностью (отмечены серым цветом) вендского комплекса можно отметить наличие проб с величиной Tmax превышающей 440°C и C^{OB} выше 77%. Данное рассогласование можно объяснить воздействием гидротерм и интрузий, влияющих на прогрев окружающей их области при внедрении (Самсонов и др., 2010). Так, скважины с повышенными значениями катагенетической зрелости расположены в областях развития разломов, где процессы внедрения интрузий и проявления гидротерм происходили наиболее интенсивно, а высокая преобразованность проб обусловлена контактовым тепловым прогревом, вызванным внедрением силлов долеритов в пермско-триасовое время, вскрытых во многих скважинах Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз (Филипцов, 2015). Глубокий прогрев пород в областях развития интрузий также подтверждается по результатам работ (Симанович, Япаскурт, 2003) присутствием кристаллов графита, образованного при трансформации углерода ОВ в глинистых разностях непского горизонта нижнего вендав пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

Заключение

Оценка перспектив непского горизонта в качестве нефтегазоматеринской формации по результатам пиролитических данных в первую очередь должна начинаться с применения фильтров к исследуемым значениям. Для оценки генерационного потенциала используются значения с содержанием ТОС выше 0,3%. А перед началом анализа катагенетической преобразованности пород по параметру Tmax и определением типа ОВ важно использовать пробы, имеющие содержание ТОС >1%; S_2 >1 мг УВ/г породы. Из расчетов исключают пробы с высокими значениями HI и S_1 при нехарактерно низких Tmax и пробы с повышенными значениями битумоидного коэффициента β > 40–50%, свидетельствующие о наличии аллохтонных битумоидов в исследуемой породе. Проведение пиролиза необходимо проводить на экстрагированных образцах, поэтому в развитие данной работы планируется отбор дополнительных проб и проведение анализа с экстрагированным керогеном для уточнения границ выделенных зон.

Присутствие эпигенетичных битумоидов в изученной части разреза подтверждено и свидетельствует о том, что в осадочном чехле Лено-Тунгусского НГБ активно протекали процессы миграции УВ. Часть рифейских и вендских УВ покинула материнские прослои и мигрировала в вышележащие толщи.

Нефтегазоматеринские прослои нижнего венда имеют удовлетворительный и высокий генерационный потенциал с преимущественно вторым типом ОВ. Их катагенетическая преобразованность на большей части бассейна низкая, а области нефтяного и газового окон отмечаются в наиболее погруженных районах синеклиз. Локальный прогрев отмечается в зонах развития интрузивных тел, влияющих на значительную преобразованность ОВ в зонах развития интрузий.

Наиболее перспективными для генерации углеводородов в интервале непского горизонта являются осевые зоны Курейской синеклизы и западного борта Предпатомского прогиба, где прогнозируются улучшенные качества НМТ нижнего венда и достаточная зрелость для генерации УВ.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензенту за уделенное время, точные и конструктивные замечания, которые позволили улучшить содержание и общее восприятие статьи.

Литература

Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А. и др. (2000). Геология и геохимия нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 384 с.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. Под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова. М.: ВНИГНИ, 128 с.

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2011). Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf

Басалаева А.Ш. (2015). Геохимические исследования мезозойских

отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Сборник трудов 69-й международной молодежной конференции*. Москва: РГУ им Губкина, с. 28–34 с.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 254 с.

Вассоевич Н.Б. и др. (1984). Справочник по геологии нефти и газа. М.: Недра, 480 с.

Вассоевич Н.Б. (1958). Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба). *Вопросы образования нефти. Тр. ВНИГРИ*, вып. 128. Л.: Гостоптехиздат, с. 9–220.

Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А, Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудетскина Е.Н. и др. (2015). Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, западная сибирь). *Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология*, 5, с. 44–53.

Конторович А.Э. (1964). Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности в связи с их нефтегазоносностью. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. н.* Новосибирск: СНИИГГиМС, 20 с.

Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К. и др. (1996). Глобальные закономерности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.

Ларичев А.И., Чеканов В.И. (1987). Нефтегазогенерационный потенциал венд-кембрийских резервуаров Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающих территорий. *Геология и геофизика*, 10, с. 26–33.

Лопатин Н. В., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 144 с.

Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. (1976). О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием. *Тр. XV сессии МГК. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые*. М.: Наука, с. 47–62.

Самсонов В.В., Ларичев А.И., Чеканов В.И., Соловьев В.В. (2010). Особенности геологического строения нефтегазовых комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 51(11), с. 1545–1564

Сивкова Е.Д. Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Ступакова А.В. (2018) Выявление зависимостей изменения мощностей и свойств отложений ванаварской свиты в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Катангской седловины. *Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. География. Геология*, 4(1), с. 175–180.

Симанович И.М., Япаскурт О.В. (2003). Стадии и зоны постседиментационного литогенеза осадочных формаций. Генетический формационный анализ осадочных комплексов фанерозоя и докембрия. *Материалы 3-го Всероссийского литологического совещания*. М.: МГУ, с. 27–29.

Соболева Е.В., Гусева А.Н. (2010). Химия горючих ископаемых. М.: Изд-во Мос. ун-та, с. 249–251.

Старосельцев В.С. (2015). Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. Новосибирск: СИНИИГГиМС.

Тимошина И.Д. (2005). Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 166 с.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. Москва: Мир, 501 с.

Успенский В.А. , Радченко О.А. (1947). К вопросу генезиса типов нефтей. *Труды ЦНИГРИ*, вып. 19. Л.-М.

Успенский В.А., Родионова К.Ф., Горская А.И., Шишкова А.П. (1966). Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций). Л.: Недра, 316 с.

Филипцов Ю.А. (2015). Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы. диссертация на соискание доктора геолого-минералогических наук. Красноярск: ИНГГ СО РАН, с. 171–172.

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (Premiere partie). *Rev. Inst. frans. petrole*, 40(5), pp. 563–579. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Сведения об авторах

Екатерина Дмитриевна Сивкова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова –доктор геол.-мин. наук, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 26.04.2021; Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Pyrolytic data verification in potential assessment and catagenetic transformation of the Proterozoic low-carbon formations of Eastern Siberia

E.D. Sivkova, A.V. Stoupakova, A.G. Kalmykov, R.S. Sautkin, M.A. Bolshakova*
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
**Corresponding author: Ekaterina D. Sivkova, e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru*

Abstract. The ancient Precambrian formations of Eastern Siberia include oil and gas source rock (SR) interlayers, but in most cases, they can't be classified as high-carbon ones, because the actual organic carbon content in these strata is low and rarely exceeds 10%. This point effect the approach to the available geochemical data interpretation and the method of quality samples selection. The aim of the work was to determine methods for pyrolytic data verification and the oil and gas Lower Vendian SR quality assess, that based on the results of geochemical researches. It was identified, that before SR catagenetic transformation analyzation by the Tmax parameter and determining the OM type, samples with a low generation potential or with the migrated bitumen presence should be excluded from the consideration. The presence of secondary epigenetic bitumen also indicates the active HC fluids migration within the basin. After data verification, the

SR properties were assessed. So lower Vendian SRs have OM with a satisfactory and high generation potential, second type and low maturity in most cases. The oil and gas window zones are located within large depressions and troughs. In addition, the local heating was noted in zones with a large number of faults, where the heating was conducted due to the intrusions introduction and the hydrothermal fluids action.

Key words: pyrolytic data verification, pyrolysis, Lena-Tunguska basin, generation potential, catagenetic transformation, Lower Vendian, Precambrian strata

Recommended citation: Sivkova E.D., Stoupakova A.V., Kalmykov A.G., Sautkin R.S., Bolshakova M.A. (2021). Pyrolytic data verification in potential assessment and catagenetic transformation of the Proterozoic low-carbon formations of Eastern Siberia. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 56–66. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.5

Acknowledgments

The authors are grateful to the reviewer for time and accurate and constructive comments, which improved the content and overall perception of the article.

References

Basalaeva A.Sh. (2015). Geochemical studies of Mesozoic sediments in the eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Proc. 69th International Youth Conference*. Moscow: Gubkin Russian State University, pp. 28–34. (In Russ.)

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow University Publ., 381 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2011). The Upper Proterozoic of the Siberian Platform is the main source of oil and gas content in its pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 6(2). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. (2014). Oil source formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform. Ed. A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov. Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)

Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Methods of study, geochemical interpretation. Novosibirsk: SB RAS, 254 p. (In Russ.)

Espitalie J., Deroo G., Marquis F. (1985). La pyrolyse Rock-Eval et ses applications (Premiere partie). *Rev. Inst. frans. petrole*, 40(5), pp. 563–579. https://doi.org/10.2516/ogst:1985035

Filiptsov Yu.A. (2015). Oil and gas content of the upper Proterozoic of the western part of the Siberian platform. Geol. and Min. Dr. Sci. Diss. Krasnoyarsk: INGG SB RAS, pp. 171–172. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (1964). Geochemistry of Jurassic and Lower Cretaceous sediments of the West Siberian Lowland in connection with their oil and gas content. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 20 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K. et al. (1996). Global regularities of the Precambrian Earth. *Russian Geology and Geophysics,* 37(8), pp. 6–42. (In Russ.)

Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N. et al. (2015). Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the Bazhenov Formation, West Siberia). *Moscow Univ. Geol. Bull.,* 70, pp. 409–418. https://doi.org/10.3103/S0145875215050075

Larichev A.I., Chekanov V.I. (1987). Oil and gas generation potential of the Vendian-Cambrian reservoirs of the Nepa-Botuobinskaya anteclise and adjacent territories. *Russian Geology and Geophysics*, 10, pp. 26–33. (In Russ.)

Lopatin N.P., Emets T.P. (1987). Pyrolysis in petroleum geology. Moscow: Nauka, 144 p. (In Russ.)

Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. (1976). On the scale of catagenesis in connection with oil and gas formation. *Proc. XXV session of the Int. Geological Congress*. Moscow, pp. 47–62. (In Russ.)

Samsonov V.V., Larichev A.I., Chekanov V.I., Soloviev V.V. (2010). Geological structure of the oil-and-gas plays and oil-and-gas potential of the southern Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*, 51(11), pp. 1204–1218. https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.10.006

Simanovich I.M., Yapaskurt O.V. (2003). Stages and zones of postsedimentary lithogenesis of sedimentary formations. *Genetic Formation Analysis of Phanerozoic and Precambrian Sedimentary Complexes. Proc. 3rd All-Russian lithological meeting*. Moscow: MSU, pp. 27–29. (In Russ.)

Sivkova E.D. Korobova N.I., Sautkin R.S., Stupakova A.V. (2018) Investigation of Vanavara formation thickness and property variation in Baikit anteclise and Katangskaya saddle conjunction zone. *Uchenye zapiski Krymskogo federal'nogo universiteta imeni V. I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya*, 4(1), pp. 175–180. (In Russ.)

Soboleva E.V., Guseva A.N. (2010). Chemistry of fossil fuels. Moscow: Moscow University Publ., pp. 249–251 p. (In Russ.)

Staroseltsev V.S. (2015). Structural and tectonic map of oil and gas provinces of the Siberian platform. Novosibirsk: SINIIGGiMS. (In Russ.)

Timoshina, I.D. (2005). Geochemistry of organic matter of oil-producing rocks and oils of the Upper Precambrian of southern Eastern Siberia. Novosibirsk: SB RAS, GEO, 166 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8

Uspenskii V.A. , Radchenko O.A. (1947). On the question of the genesis of types of oils. *Trudy TsNIGRI*, 19. Leningrad-Moscow. (In Russ.)

Uspenskii V.A., Rodionova K.F., Gorskaya A.I., Shishkova A.P. (1966). Guidelines for the analysis of bitumen and dispersed organic matter in rocks (for laboratories of geological prospecting organizations). Leningrad: Nedra, 316 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1958). Oil formation in terrigenous sediments (on the example of the Chokrak-Karagan layers of the Tersk foredeep). *Oil education issues. Tr. VNIGRI,* vol. 128. Leningrad: Gostoptekhizdat, pp. 9–220. (In Russ.)

Vassoevich N.B. et al. (1984). Handbook of the geology of oil and gas. Moscow: Nedra, 480 p. (In Russ.)

About the Authors

Ekaterina D. Sivkova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 26 April 2021;
Published 25 May 2021