

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/8\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2021)

УДК 552.578.061.32(571.16)

**Сидоров Д.А., Сокольникова А.А., Рязанова Т.А.**ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [dasidorov3@tnnc.rosneft.ru](mailto:dasidorov3@tnnc.rosneft.ru),  
[aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru](mailto:aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru), [taryazanova@tnnc.rosneft.ru](mailto:taryazanova@tnnc.rosneft.ru)

## **ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДОЮРСКИХ ОБРАЗОВАНИЯХ НА ЗАПАДЕ КАЙМЫСОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ**

*Рассмотрена возможность генерации углеводородов в триасовых и палеозойских осадочных толщах в пределах Каймысовской нефтегазоносной области на юге Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Для оценки фазового состава и удельных объёмов углеводородов, предположительно генерируемых этими породами, выполнено мульти-1D бассейновое моделирование с тестированием сценариев с различными глубинами и толщинами нефтегазоматеринских пород, наличием или отсутствием термического воздействия магматического очага. Проведённые исследования показывают, что триасовые материнские породы способны генерировать как жидкие, так и газообразные углеводороды. Полученные результаты позволяют объяснить удалённость месторождений от очагов генерации более чем на сто км, наличие залежей газа и газоконденсата при низкой зрелости юрских нефтегазоматеринских пород, и резкие различия в составе нефтей соседних месторождений на рассматриваемой территории.*

**Ключевые слова:** доюрские образования, генерационный потенциал, триасовые материнские породы, палеозой, Каймысовская нефтегазоносная область, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

### **Введение**

Возможность генерации углеводородов (УВ) доюрскими первично осадочными толщами, залегающими в складчатом основании Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского седиментационного бассейна, уже давно обсуждается учёными-геологами [Трофимук, Вышемирский, Запивалов, 1972; Органическая геохимия..., 1984; Лопатин и др., 1997; Конторович, Данилова, Костырева, 1998; Перспективы нефтегазоносности..., 2004]. Эта дискуссия ведётся как в связи с обнаружением многочисленных открытых залежей в доюрском основании, так и по причине наличия залежей УВ в юрских и меловых отложениях, присутствие или фазовый состав которых необъяснимы с позиций осадочно-миграционной теории.

В Каймысовской нефтегазоносной области (НГО) на юге Западной Сибири, где потенциально нефтегазоматеринские юрские толщи катагенетически преобразованы таким образом, что лишь местами вошли в раннюю стадию нефтяного окна, известны залежи газа и газоконденсата (Тевризское, Южно-Венихъяртское месторождения). Нефти некоторых залежей этой зоны (Тай-Тымское, Ягыл-Яхское месторождения) кардинально отличаются по

составу от нефтей большинства открытых здесь месторождений. Отдельные месторождения и нефтегазопроявления удалены от границ зон генерации УВ на несколько десятков и даже более 100 км (Прирахтовская площадь).

Указанные факты предполагают возможность генерации УВ в источнике, не связанном с юрскими отложениями. Результаты выполненных исследований показывают, что на рассматриваемой территории таким источником могли быть некоторые в различной степени преобразованные доюрские, и в первую очередь триасовые осадочные породы.

Оценка УВ потенциала доюрских формационных комплексов выполнялась с позиции осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. Проанализированы результаты пиролитического изучения более ста образцов керна палеозойских и триасовых пород из 15 скважин, выполненного в ТННЦ, ТомскНИПИнефть и ВНИГРИ. Геологический возраст и положение в разрезе изученных пород определялись на основе биостратиграфических исследований и комплексной геолого-геофизической интерпретации [Сидоров и др., 2017]. Области возможного распространения потенциально нефтегазоматеринских пород (НГМП) закартированы в пределах зоны исследований и оценены по степени зрелости. Количественная оценка предполагаемых объёмов генерации проводилась с использованием мульти-1D бассейнового моделирования, выполненного в программном комплексе PetroMod.

### **Обсуждение результатов пиролитических исследований**

Результаты пиролитических исследований большинства образцов доюрских пород на изучаемой территории показывают очень высокую степень их катагенетической преобразованности. Примерно у 2/3 проб вообще не удалось выделить пик S2 и определить параметр T<sub>max</sub>, поэтому об уровне их катагенеза можно судить лишь по косвенным данным. Сланцеватый облик, присутствие характерных вторичных минералов (хлорит, серицит, альбит, графит, и др.), а также интенсивные макро- и микродеформации свидетельствуют о различном уровне их метаморфизма. В некоторых скважинах в западной части Каймысовской НГО доюрские породы преобразованы до кварц-альбит-графитовых сланцев. В среднепалеозойских породах Усть-Тегусской площади в ходе биостратиграфических исследований А.В. Журавлёв (ВНИГРИ, 2014 г.) оценивал индекс окраски конодонтов в 4-5 единиц, что соответствует прогреву породы до 300-350<sup>0</sup>С.

По данным А.Н. Фомина, в центральной части Верхнедемьянского мегантиклинория, главной тектонической структуры доюрского основания западной части Каймысовской НГО, на нескольких площадях (Тайтымская, Южно-Демьянская, Новоютымская) по значениям отражательной способности витринита установлена градация катагенеза АК<sub>3</sub> (R<sub>0</sub>=4,7-5,2%) [Фомин, 2004]. По периферии мегантиклинория органическое вещество палеозойских пород

преобразовано слабее, но также в пределах градации АК<sub>3</sub>. На Ивановской и Новологиновской площадях значения R<sub>0</sub> составляют 4,1-4,9%, а на Журавлёвской и Наталинской площадях - 3,4-3,8%. В то же время на Тевризской площади, расположенной на юго-западе Каймысовской НГО, уровень катагенеза глинистых пород пермского возраста соответствует градации МК<sub>3</sub><sup>2</sup> (R<sub>0</sub>=1,81-1,92%).

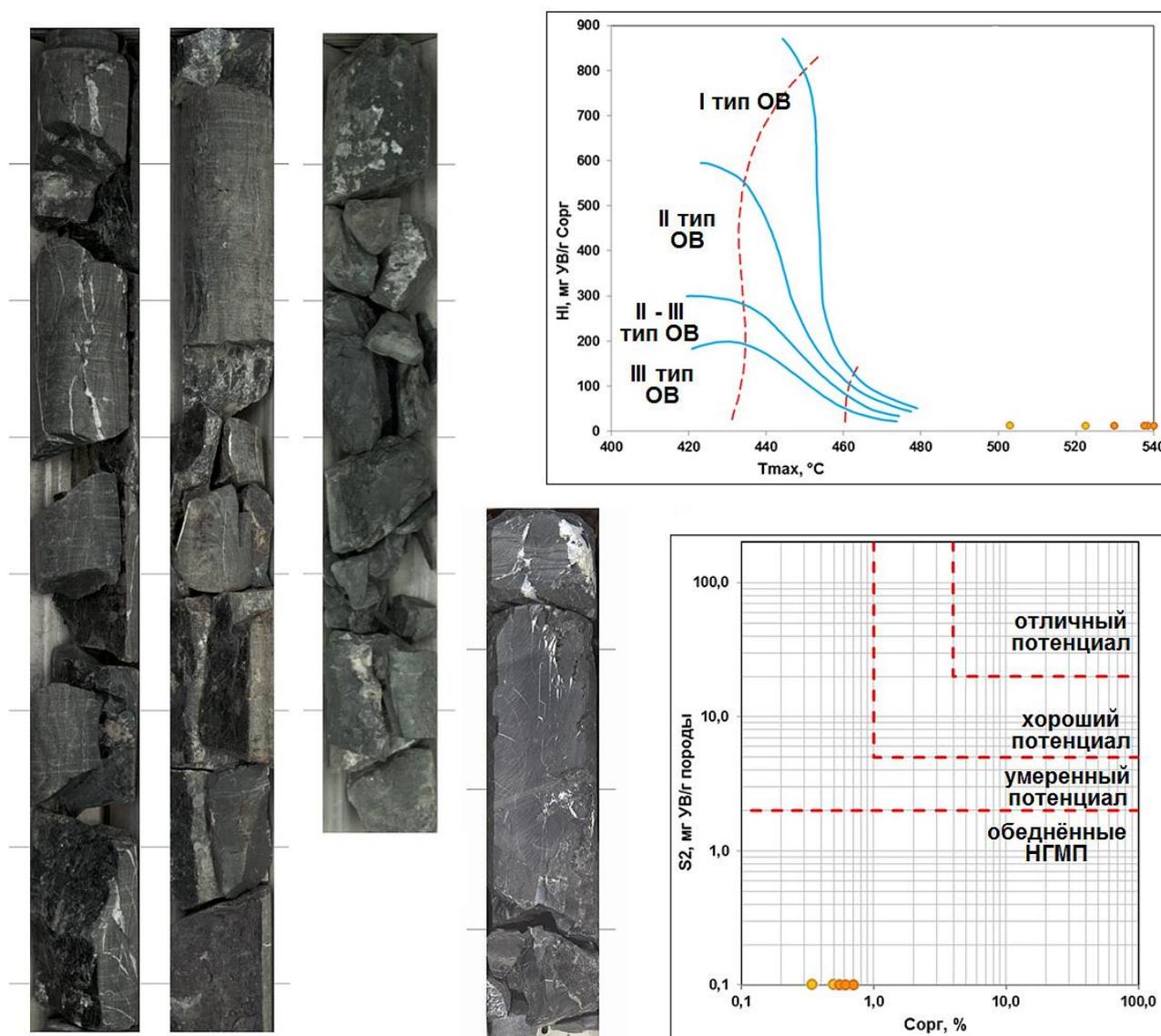
Результаты пиролитических исследований, выполненных на рассматриваемой территории, пригодные для интерпретации, приведены в табл. 1. В неё не включены данные по площадям, где высокая степень преобразования пород не позволила определить большинство ключевых параметров, таких как S<sub>2</sub>, T<sub>max</sub> и HI.

Таблица 1

**Некоторые результаты пиролитических исследований доюрских пород из скважин западной части Каймысовской нефтегазоносной области**

Площадь	Породы	Возраст	S <sub>1</sub> , мг/г	S <sub>2</sub> , мг/г	T <sub>max</sub> , °C	TOC, %	HI	OI
Больше-тамаргинская	глинистые сланцы	PZ <sub>1-2</sub> ?	0,01-0,02	0,01	<u>509-525</u> ср.517	<u>0,34-0,51</u> ср.0,43	2-3	9-16
Северо-Тамаргинская	глинистые сланцы	PZ <sub>1-2</sub>	0,01-0,05	0,01-0,06	<u>529-551</u> ср. 543	<u>0,54-0,76</u> ср.0,43	2-8	2-4
Усть-Тегусская	аргиллиты, глинисто-кремнистые породы	PZ <sub>3</sub> ?, T?	0,01-0,65	0,05-19,7	<u>435-455</u> ср.447	<u>0,13-9,37</u> ср.3,64	<u>38-211</u> ср.115	6-38
Перестроечная	аргиллиты, алевролиты	T <sub>1</sub>	0,04-7,25	0,26-137	<u>427-459</u> ср.442	<u>0,7-43,8</u> ср.4,31	<u>37-313</u> ср.156	5-70

Результаты пиролиза показывают, что ранне- (?) и среднепалеозойские глинистые сланцы, которые первоначально представляли собой, по-видимому, неплохие НГМП, к настоящему времени практически исчерпали свой генерационный потенциал (рис. 1). Авторы не исключают возможность генерации УВ, вероятнее всего, газового состава в средне- и позднепалеозойских толщах, сохранившихся в осевых частях некоторых впадин, где степень их метаморфизма минимальна. Однако результаты геолого-геофизической интерпретации показывают, что таких фрагментов впадин с реликтами слабодислоцированных палеозойских осадочных чехлов сохранилось очень мало, и они очень ограничены по площади. Большинство слоистых комплексов палеозоя в ходе позднегерцинского орогенеза существенно метаморфизовались и к началу мезозоя утратили возможность генерировать УВ в объёмах, достаточных для формирования промышленных залежей.



**Рис. 1. Фотография керна и диаграммы нефтегазогенерационных характеристик ранне-среднепалеозойских пород Северо-Тамаргинской площади**

На фоне малоперспективных палеозойских образований, привлекают внимание алевритистые и кремнистые, местами углистые аргиллиты, вскрытые в доюрском интервале на Усть-Тегусской и Перестроечной площадях.

На Усть-Тегусской площади чёрные, буровато-чёрные аргиллиты и алевролиты залегают в верхней части доюрского разреза на органогенно-обломочных известняках и развитых по ним вторичным кремнистым образованиям (рис. 2), возраст которых, определённый по микрофауне, соответствует раннему карбону [Сидоров и др., 2017]. На эрозионном контакте доюрских алевроаргиллитов с вышележащими среднеюрскими отложениями происходит резкий скачок значений Tmax от 418-430 до 435-455<sup>0</sup>С, что позволяет располагать их в разрезе ниже подошвы юрского интервала. Таким образом, предполагаемый возраст рассматриваемых отложений находится в интервале позднего палеозоя – триаса.

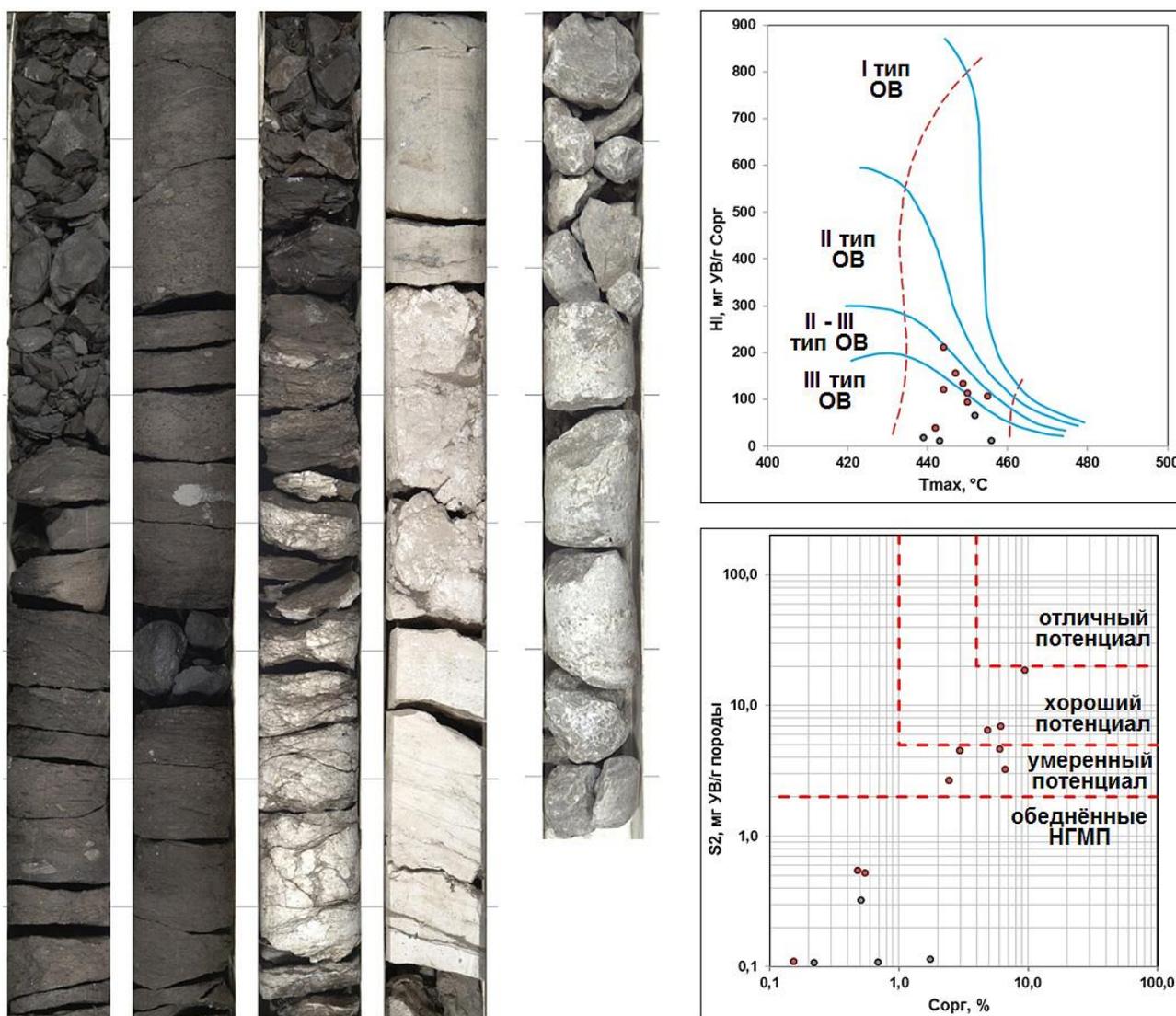
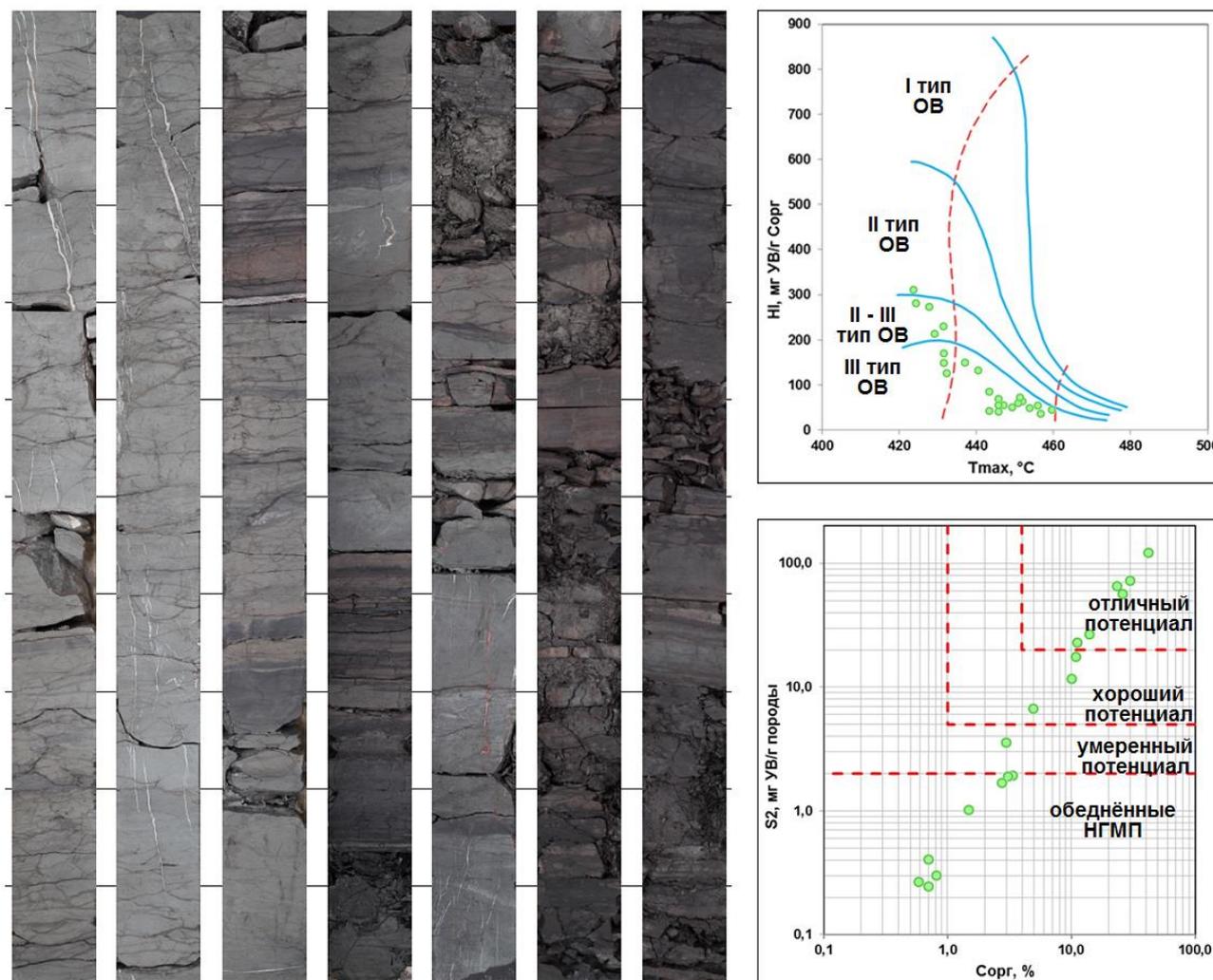


Рис. 2. Фотография керна и диаграммы нефтегазогенерационных характеристик доюрских пород Усть-Тегусской площади

Средние значения параметров пиролиза: ТОС – 3,64%, S2 – 5 мг/г, HI – 106 мгНС/гТОС, позволяют считать их генерационный потенциал умеренно-хорошим, а по Tmax – 447<sup>0</sup>С относить их зрелость к началу главной фазы нефтегенерации.

Во многом схожие значения параметров установлены для доюрских отложений на Перестроечной площади. Здесь из интервала, расположенного на 150 м ниже кровли фундамента, поднято 17 м керна, представленного аргиллитами в различной степени алевритистыми, зеленовато-серыми, неясно слоистыми с рассеянным углистым детритом и прослоями угля (рис. 3). Возраст пород по палинологическим данным соответствует раннему, возможно, раннему-среднему триасу. Выше в нескольких интервалах вскрыты толщи базальтов и андезито-базальтов. Алевроаргиллиты на данной площади, так же, как и на Усть-Тегусской, обладают удовлетворительным и хорошим генерационным потенциалом (средние значения ТОС – 4,31%, S2 – 5,3 мг/г, HI – 156 мгНС/гТОС) и зрелостью на уровне начала

главной фазы нефтегенерации. Средние значения показателя  $T_{max}$  –  $442^{\circ}\text{C}$  примерно на  $20^{\circ}\text{C}$  выше, чем для юрских отложений (рис. 4). Причём в интервале триаса наблюдается тенденция увеличения значений  $T_{max}$  снизу вверх, что можно связать с тепловым воздействием перекрывающих вулканических пород.



**Рис. 3. Фотография ядра и диаграммы нефтегазогенерационных характеристик триасовых пород Перестроечной площади**

А.Н. Фомин в результате изучения катагенетического преобразования осадочных пород триаса Западной Сибири, отметил, что на большинстве площадей периферийных участков бассейна органическое вещество триасовых отложений преобразовано до уровня МК1-МК2, то есть находится в границах “нефтяного окна” и способно к генерации УВ [Фомин, 2002]. По этим же данным в разрезе скв. Никольская-1 в Омской области триасовое органическое вещество изменено от минимальных до максимальных показателей градации МК3, то есть способно генерировать газообразные УВ. Вблизи контакта с интрузией показатели катагенеза этих отложений локально возрастают до градации АК3.

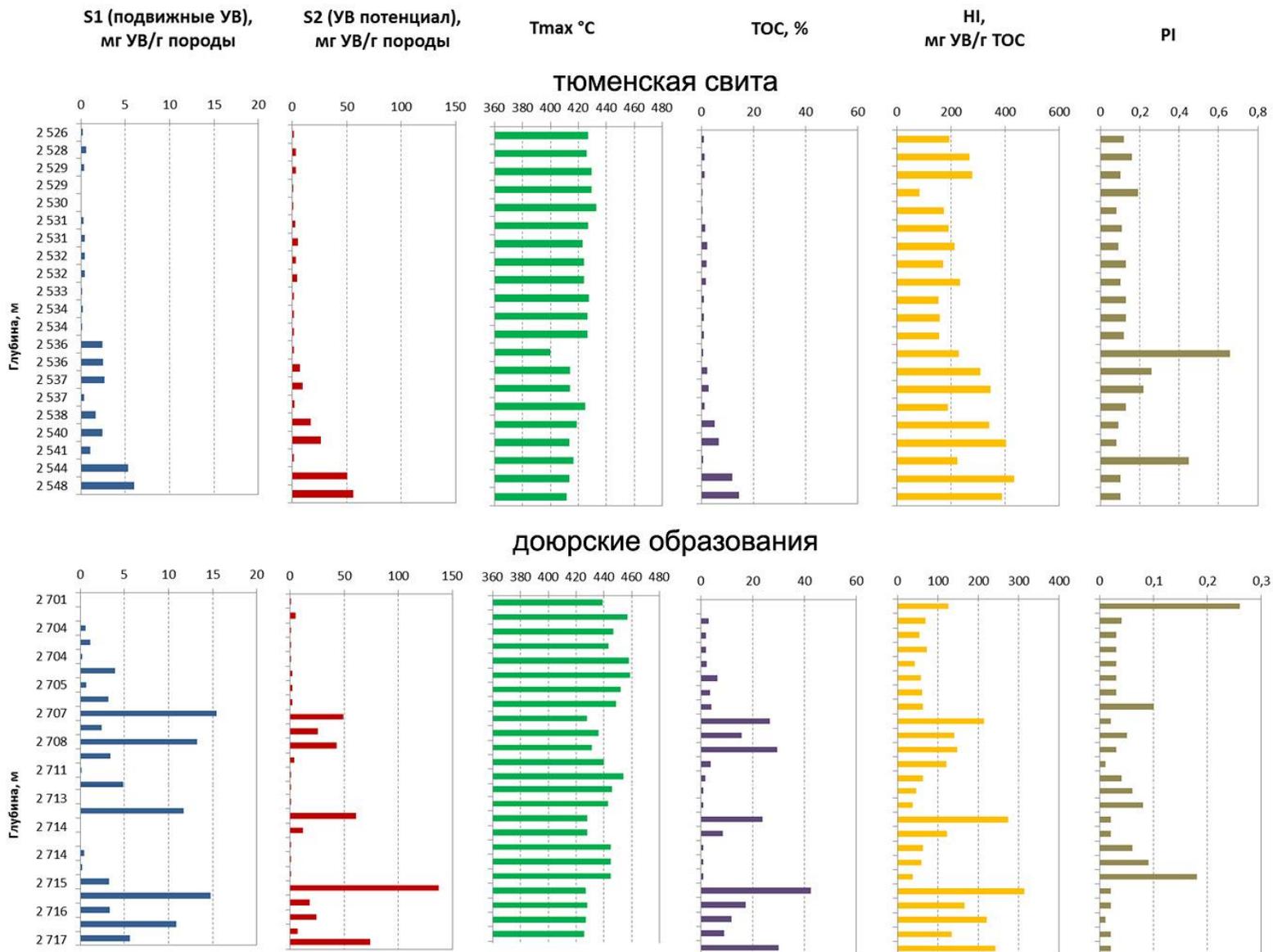


Рис. 4. Диаграммы результатов пиролиза триасовых пород Перестроечной площади

А.Н. Фомин обращает внимание на отсутствие существенных отличий в катагенезе на границе юрских и триасовых пород в скв. Никольская-1 при наличии стратиграфического несогласия в объёме всей нижней юры. Однако приводимые им данные свидетельствуют о существовании небольшой катагенетической ступени в значениях отражательной способности витринита от 0,97-1,04% в средней юре до 1,2% в верхней части триаса. Таким образом, полученные авторами данные согласуются с известными ранее фактами и свидетельствуют о возможности генерации УВ в триасовых отложениях.

На основе комплексной геолого-геофизической интерпретации на западе Каймысовской НГО картируются депрессии, выполненные триасовыми или пермо-триасовыми образованиями (рис. 5). Будучи приуроченными чаще к отрицательным структурам, они слабо изучены бурением. Оценить соотношение терригенных и вулканогенных комплексов и объём потенциально нефтегазоматринских толщ в их составе пока достаточно сложно. Более надёжно можно определить условия их залегания и сделать прогноз удельных объёмов генерации УВ и их фазовый состав.

Седиментологические особенности и отношение пиролитических параметров  $HI$  и  $Tmax$  (см. рис. 1) свидетельствуют о преобладании гумусового органического вещества III типа, в большей мере предрасположенного генерировать газообразные УВ [Espitalié, Deroo, Marquis, 1985]. Однако на подавляющей части рассматриваемой территории породы, содержащие это органическое вещество, находятся в условиях нефтяного окна, не обеспечивающего необходимый для газообразования уровень катагенеза, что позволяет ожидать преобладание в продуктах генерации жидких УВ.

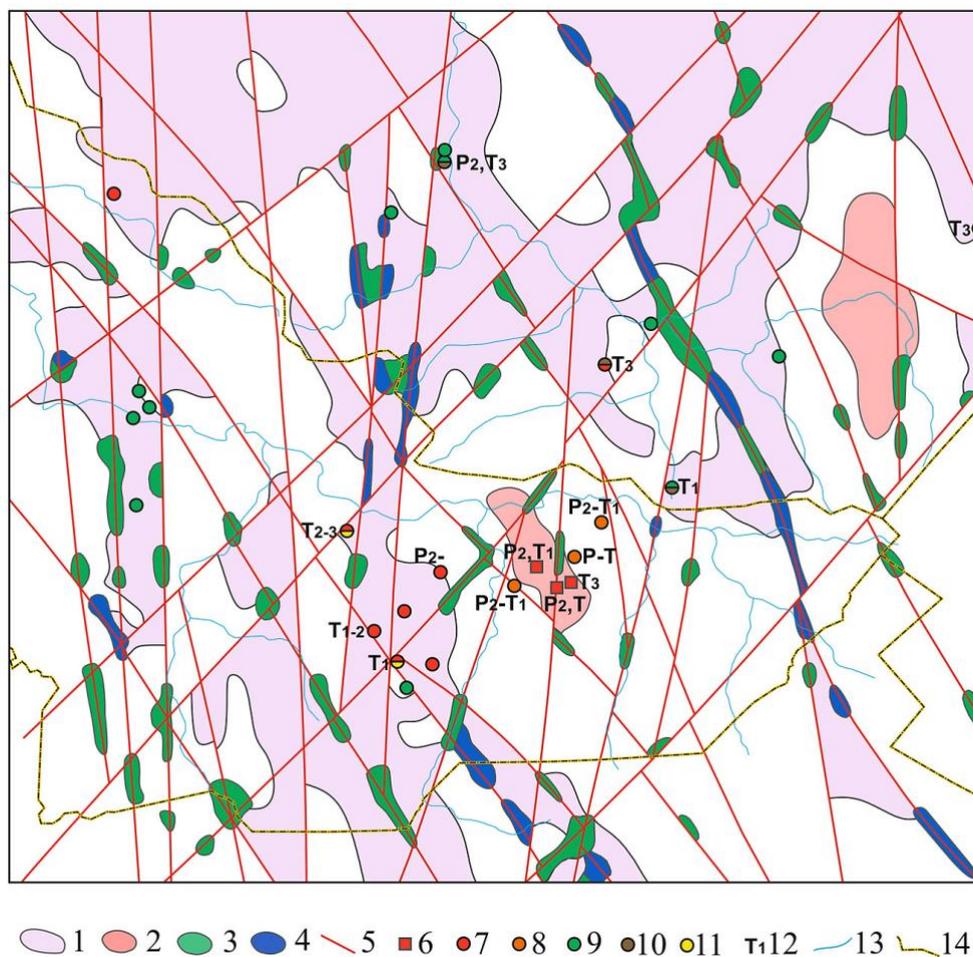
### **Результаты 1D бассейнового моделирования**

Для количественной оценки объёмов УВ, предположительно генерируемых в триасовых НГМП, выполнено мульти-1D бассейновое моделирование. Протестированы сценарии с различными толщинами нефтегазопроизводящих пород, глубинами их залегания, положением в разрезе относительно вмещающих пород, отсутствием или наличием магматического очага и различными условиями его термического воздействия.

С увеличением глубины залегания НГМП за счёт погружения подошвы юрских отложений и изменения положения НГМП в разрезе триаса, степень их катагенетической зрелости и удельный объём генерации УВ растут от ранней до главной стадии нефтяного окна (табл. 2).

В случаях дополнительного термического воздействия магматического очага, его влияние начинает проявляться на расстоянии, близком к мощности магматического тела, и по мере сокращения расстояния возрастает до средних и высоких градаций апокатагенеза. При

этом удельные объёмы генерации сопоставимы с генерацией за счёт погружения, или даже несколько меньше. Это может быть обусловлено очень кратковременным воздействием магматического очага вследствие его быстрого остывания.



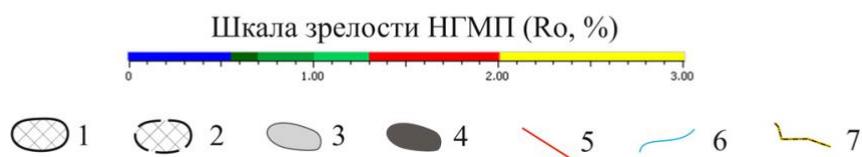
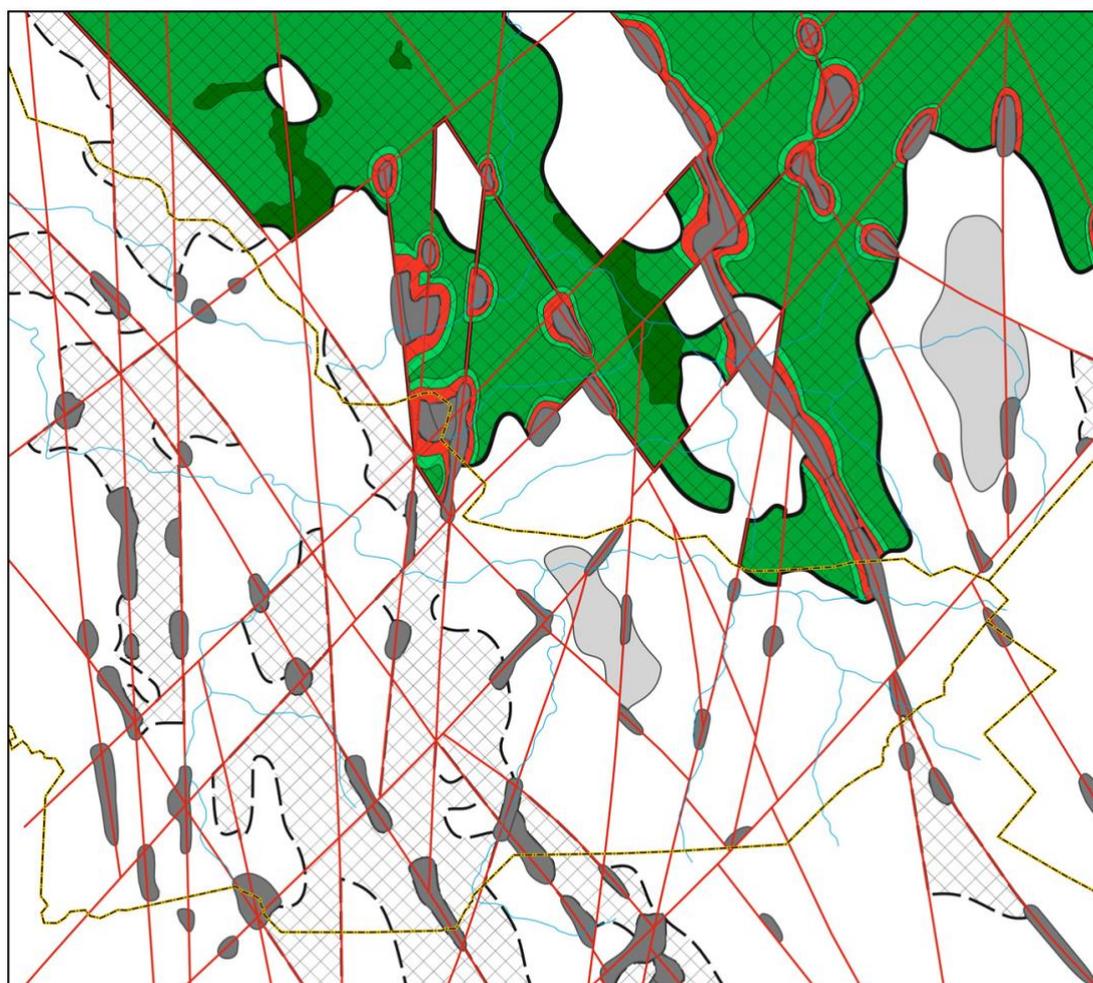
**Рис. 5. Схема распространения триасовых образований на западе Каймысовской нефтегазоносной области**

1 – области распространения триасовых образований, 2 – интрузии гранитоидов, 3 – интрузии базитов, 4 – интрузии гипербазитов, 5 – разломы, 6-11 – состав пород в скважинах, вскрывших триасовые образования: 6 – гранитоиды, 7 – эффузивы кислого состава, 8 – эффузивы среднего состава, 9 – эффузивы основного состава, 10 – глины, аргиллиты, 11 – песчаники, алевролиты, 12 – результаты определений возраста, 13 – реки, 14 – административные границы.

На основе результатов мульти-1D бассейнового моделирования нефтегазовой системы для области предполагаемого распространения триасовых НГМП построена прогнозная схема их зрелости (рис. 6). Для средних параметров каждой градации катагенеза оценена удельная генерация УВ раздельно по фазовому состоянию. В итоге рассчитана суммарная генерация, составившая около 2 млрд. т у. т., из которых подавляющая часть приходится на нефтяные УВ. Тем не менее, расчёты показывают возможность генерации более 100 млн. т конденсата и около 50 млрд. м<sup>3</sup> газа (табл. 3).

## Результаты 1D бассейнового моделирования

Сценарий	Глубина кровли НГМП	Мощность НГМП	Мощность магматических пород / расст. до НГМП	Сорг., %	R <sub>орасч.</sub> , %	Удельная генерация, тыс. т/км <sup>2</sup>
1	2760	20	0	4	0,65	15
2	3260	20	0	4	0,82	140
3	3470	30	0	4	0,86	160
4	2990	20	100 / 0	4	1,02-4,21	130
5	2990	20	100 / 100	4	0,82-0,84	20
6	2990	20	200 / 100	4	1,65-2,35	140



**Рис. 6. Схема катагенетической зрелости триасовых нефтегазоматеринских пород**  
 1 – области распространения триасовых НГМП, 2 – области распространения триасовых образований, 3 – интрузии гранитоидов, 4 – интрузии базитов и гипербазитов, 5 – разломы, 6 – реки, 7 – административные границы.

Таблица 3

**Результаты оценки генерационного потенциала триасовых нефтегазоматеринских пород**

Зона генерации УВ	Площадь зоны, км <sup>2</sup>	Удельная генерация жидких УВ, тыс. т/км <sup>2</sup>	Удельная генерация газа, тыс. т у. т./км <sup>2</sup>	Удельная генерация жидких УВ, млн. т	Удельная генерация газа, млн. т у. т.
Ранняя нефтяная	1400	15 (нефть)		21 (нефть)	
Главная нефтяная	12200	150 (нефть)		1830 (нефть)	
Поздняя нефтяная	600	100 (конд.)	30	60 (конд.)	18
Газовая	700	90 (конд.)	50	63 (конд.)	35
Итого:				1851 (нефть) 123 (конд.)	53

Данный расчёт является условным и может значительно меняться, поскольку входные параметры характеризуются большой неопределённостью, связанной в первую очередь с оценкой объёмов НГМП и масштабов магматизма. Также необходимо учитывать то, что генерация УВ, связанная с тепловым воздействием магматических пород, происходила почти одновременно с накоплением триасовых отложений, и условия для аккумуляции УВ и консервации залежей ограничены.

**Выводы**

Проведённые исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. На западе Каймысовской НГО ниже- и среднепалеозойские породы подверглись значительному метаморфизму, вследствие чего практически полностью утратили возможность генерировать УВ.

2. Триасовые и, возможно, позднепалеозойские толщи содержат глинистые НГМП, обладающие хорошим и умеренным потенциалом для генерации УВ. На большей части территории триасовые НГМП катагенетически преобразованы до уровня главной зоны нефтяного окна и генерируют жидкие УВ. На меньшей части территории катагенез триасовых пород соответствует стадии газогенерации. Значительную роль в образовании УВ в триасовых НГМП играет тепловое воздействие очагов магматизма.

3. Ключевые неопределённости количественной оценки генерационного потенциала связаны с объёмом триасовых осадочных пород, объёмом НГМП, и масштабами триасового вулканизма.

4. Триасовые НГМП способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ и могли быть источниками формирования нефте-газо-конденсатных залежей, нетипичных для рассматриваемой территории.

### Литература

*Конторович А.Э., Данилова А.Н., Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири // Геохимия. - 1998. - №1. - С.3-17.

*Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Галушкин Ю.И.* Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и в кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 1997. - №7. - С.7-22.

Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты / В.С. Вышемирский, Н.П. Запивалов, Ж.О. Бадмаева, В.А. Бененсон, Е.Ф. Доильницын, В.Н. Дубатовлов, А.С. Зингер, Н.Я. Кунин, В.И. Московская, А.П. Перцева, С.М. Рыжкова, З.Я. Сердюк, А.Н. Фомин, В.Ф. Шугуров, Л.С. Ямковая, С.М. Яшина. - Новосибирск: Наука, 1984. - 191 с.

Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири / К.А. Клещев В.С. Шеин. - М.: ВНИГНИ, 2004. - 214 с .

*Сидоров Д.А., Волченкова Т.Б., Вевель Я.А., Журавлёв А.В.* Стратификация доюрских образований восточной части Уватского района Тюменской области на основе комплекса биостратиграфических, литолого-петрографических и сейсмических данных. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2017. - № 2 (30). - С.58-68.

*Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Запивалов Н.П.* Перспективы нефтегазоносности палеозоя юга Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. - 1972. - № 7. - С. 3-13.

*Фомин А.Н.* Катагенетические условия нефтегазообразования в осадочных отложениях триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Известия ТПУ. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002. - Т.305. - Вып.8. - С. 93-96.

*Фомин А.Н.* Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. - 2004. - Т.45. - №7. - С. 829-838.

*Espitalié J., Deroo G. and Marquis F.* La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Première partie // Revue de l'Institut Francais du Pétrole. – 1985. – Vol.40. – №5. – P.563-579.

Sidorov D.A., Sokolnikova A.A., Ryazanova T.A.

LLC Tyumen Oil Research Center, Tyumen, Russia, [dasidorov3@tnnc.rosneft.ru](mailto:dasidorov3@tnnc.rosneft.ru),  
[aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru](mailto:aasokolnikova@tnnc.rosneft.ru), [taryazanova@tnnc.rosneft.ru](mailto:taryazanova@tnnc.rosneft.ru)

## ASSESSMENT OF THE PETROLEUM GENERATION POTENTIAL OF THE PRE-JURASSIC STRATA IN THE WESTERN KAYMISOV PETROLEUM REGION

*The article discusses the possibility of petroleum generating in Triassic and Paleozoic sedimentary strata within the Kaimysov petroleum region in the south of the Western Siberian petroleum province. The results of pyrolytic studies show that most of the pre-Jurassic petroleum source rocks in the studied area have a very high degree of catagenetic transformation and have completely exhausted their generation potential. To assess the phases composition and specific volumes of hydrocarbons, presumably generated by these rocks, a multi-1D basin modeling was performed with testing scenarios concerning different depths and thicknesses of petroleum source rocks, in the presence or absence of the magma chamber thermal effects. As a result, the total generation of hydrocarbons was calculated, amounting to about 2 billion tons of fuel equivalent.*

*Studies have shown that Triassic source rocks were capable of generating both liquid and gaseous hydrocarbons. The results obtained make it possible to explain the remoteness of the accumulations from the generation centers by more than one hundred km, the presence of gas and gas condensate accumulations at a low maturity of the Jurassic petroleum source rocks, and sharp differences in the composition of oils from neighboring fields in the considered territory.*

**Keywords:** *pre-Jurassic strata, generation potential, Triassic source rocks, Paleozoic, Kaimysov petroleum region, Western Siberian petroleum province.*

### References

Espitalié J., Deroo G. and Marquis F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Première partie. Revue de l'Institut Français du Pétrole, 1985, vol. 40, no. 5, pp. 563-579.

Fomin A.N. *Katageneticheskie usloviya neftegazobrazovaniya v osadochnykh otlozheniyakh triasa Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenetic conditions of oil and gas formation in the Triassic sedimentary section of the Western Siberian megabasin]. Izvestiya TPU. Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2002, vol. 305, issue 8, pp. 93-96.

Fomin A.N. *Katageneticheskie usloviya neftegazobrazovaniya v paleozoyskikh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenetic conditions of oil and gas formation in Paleozoic sedimentary rocks of the Western Siberian megabasin]. Geology and Geophysics, 2004, vol. 45, no. 7, pp. 829-838.

Kontorovich A.E., Danilova A.N., Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genesis paleozoyskikh neftey Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of Western Siberia]. Geokhimiya, 1998, no. 1, pp. 3-17.

Lopatin N.V., Emets T.P., Simonenkova O.I., Galushkin Yu.I. *Ob istochnike neftey, obnaruzhennykh v kore vyvetrivaniya i v krovle paleozoyskogo fundamenta na ploshchadyakh Srednego Priob'ya* [On the source of oils found in the weathering crust and in the roof of the Paleozoic basement in the areas of the Middle Ob region]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 1997, no.7, pp.7-22.

*Organicheskaya geokhimiya paleozoyskikh otlozheniy yuga Zapadno-Sibirskoy plity* [Organic geochemistry of Paleozoic section in the south of the Western Siberian plate]. V.S. Vyshemirskiy, N.P. Zapivalov, Zh.O. Badmaeva, V.A. Benenson, E.F. Doil'nitsyn, V.N. Dubatolov, A.S. Zinger, N.Ya. Kunin, V.I. Moskovskaya, A.P. Pertseva, S.M. Ryzhkova, Z.Ya. Serdyuk, A.N. Fomin, V.F. Shugurov, L.S. Yamkovaya, S.M. Yashina. Novosibirsk: Nauka, 1984, 191 p.

*Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Prospects for the oil and gas content of the basement of Western Siberia]. K.A. Kleshchev V.S. Shein. Moscow: VNIGNI, 2004, 214 p.

Sidorov D.A., Volchenkova T.B., Vevel' Ya.A., Zhuravlev A.V. *Stratifikatsiya doyrskikh*

*obrazovaniy vostochnoy chasti Uvatskogo rayona Tyumenskoy oblasti na osnove kompleksa biostratigraficheskikh, litologo-petrograficheskikh i seismicheskikh dannykh* [Stratification of pre-Jurassic strata in the eastern part of the Uvat district of the Tyumen region on the basis of a complex of biostratigraphic, lithological-petrographic and seismic data]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2017, no. 2 (30), pp. 58-68.

Trofimuk A.A., Vyshemirskiy B.C., Zapivalov N.P. *Perspektivy neftegazonosnosti paleozoya yuga Zapadno-Sibirskoy plity* [Prospects for the petroleum potential of the Paleozoic in the south of the Western Siberian plate]. *Geologiya i geofizika*, 1972, no.7, pp. 3-13.

© Сидоров Д.А., Сокольникова А.А., Рязанова Т.А., 2021

