

УДК 553.98:550.4 (470.13)

В.Н. Данилов, И.Р. Макарова, Ю.В. Кочкина

## Характеристика рассеянного органического вещества пород южной части Печоро-Кожвинского мегавала

### Ключевые слова:

органическое вещество, катагенез, пиролиз, петрографический анализ, очаги нефтегазообразования.

### Keywords:

organic matter, catagenesis, pyrolysis, petrographic analysis, nidi of oil-and-gas generation.

В настоящее время разведанность начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья Тимано-Печорской провинции (ТПП) составляет почти 50 %. За редким исключением открываются только мелкие месторождения. Один из районов, где активно ведутся геологоразведочные работы, – южная часть Печоро-Кожвинского мегавала (ПКМ) и примыкающая к нему территория севера Среднепечорского поперечного поднятия (СПП). Только за последнее десятилетие здесь открыто пять новых месторождений углеводородов (УВ), являющихся ценным газохимическим сырьем для Сосногорского газоперерабатывающего завода. Вместе с тем геология рассматриваемого района очень сложна, открываемые месторождения имеют различное фазовое состояние УВ. Поэтому выяснение условий формирования месторождений – ключ к прогнозированию новых открытий.

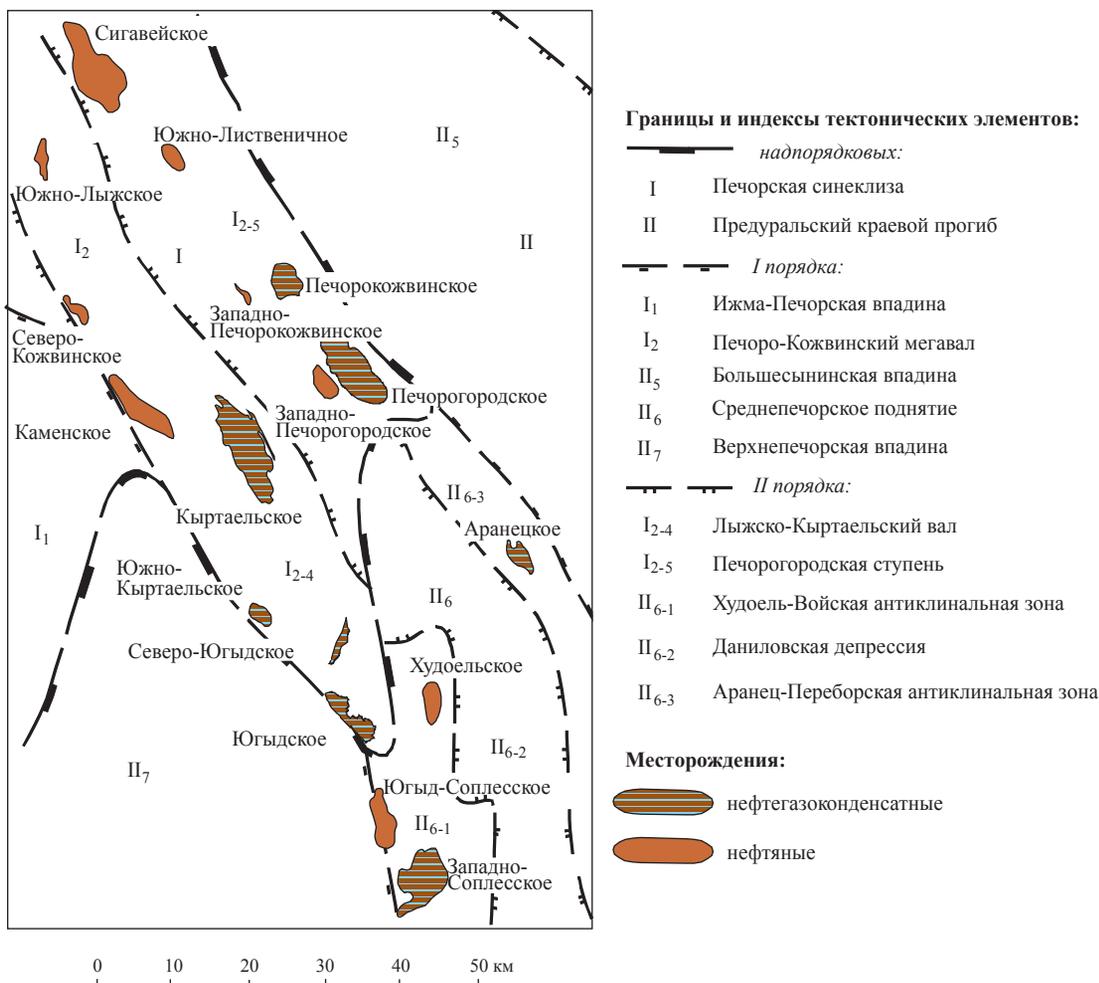
Основным этапом изучения условий формирования и закономерностей размещения залежей УВ является выделение нефтегазоматеринских пород по количеству, типу и степени катагенетической преобразованности содержащегося в породе рассеянного органического вещества (РОВ). Вопрос распространения нефтегазоматеринских пород в пределах ТПП изучался многими геологами, в том числе Л.А. Анищенко, Т.К. Баженовой, С.С. Клименко, Д.А. Бушневым, С.А. Данилевским, И.Р. Макаровой, З.П. Складовой и др.

Исследованию по методу Rock-Eval<sup>1</sup> и петрографическому анализу подверглась коллекция пород в возрастном диапазоне от нижнего девона до перми, собранная на отдельных месторождениях юга ПКМ и севера СПП (Западно-Печорокожвинское нефтяное (НМ), Северо-Югдское, Югдское, Югд-Соплесское нефтегазоконденсатные (НГКМ)) (рис. 1). Всего исследовано 46 образцов, из них по 4 образца отложений возраста  $C_1v$ -P и  $D_1$ , 11 образцов нефтегазоносного комплекса (НГК)  $D_3dm-C_1t$ , 18 образцов отложений  $D_2$  и 9 образцов подкомплекса  $D_3f_{1-2}$ . Сводная геохимическая характеристика разрезов изученных скважин по данным пиролитического метода Rock-Eval представлена на рис. 2–5. В соответствии с классификацией Е.С. Ларской по содержанию органического углерода ( $C_{орг}$ ) абсолютное большинство исследованных образцов относится к категории низко- и среднепродуктивных с содержанием  $C_{орг}$  до 2 %. Повышенными концентрациями  $C_{орг}$  (до 5,44–13,37 %) характеризуются образцы, отобранные из отложений доманикоидного (s.lato) типа в скважинах Западно-Печорокожвинского и Северо-Югдского месторождений.

Для идентификации типа органического вещества (ОВ) в исследованных образцах была использована модифицированная диаграмма ван Кревелена, на осях координат которой нанесены значения водородного (Н) и кислородного индексов (О) (рис. 6). Эти индексы не зависят от количества ОВ, а в значительной степени связаны с элементарным составом керогена, который предопределяется условиями захоронения и преобразования ОВ [1].

При исследовании ОВ отложений  $D_2$ – $D_3f$  Югдского, Северо-Югдского и Югд-Соплесского месторождений выявлено, что в них преобладает дисперсное ОВ, встречены зооостатки (зоопланктон), в незначительном количестве

<sup>1</sup> Метод Rock-Eval (от *англ.* rock – порода и evaluation – оценка) – стандартный пиролитический хроматографический экспрессный автоматизированный метод изучения органического вещества в микронавесках (до 100 мг) проб шлама и керна на пиролитическом анализаторе Rock-Eval (Espitalie J., Deroo G., 1973; Rock-Eval method).



**Рис. 1. Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южной части ПКМ и северной части СПП**

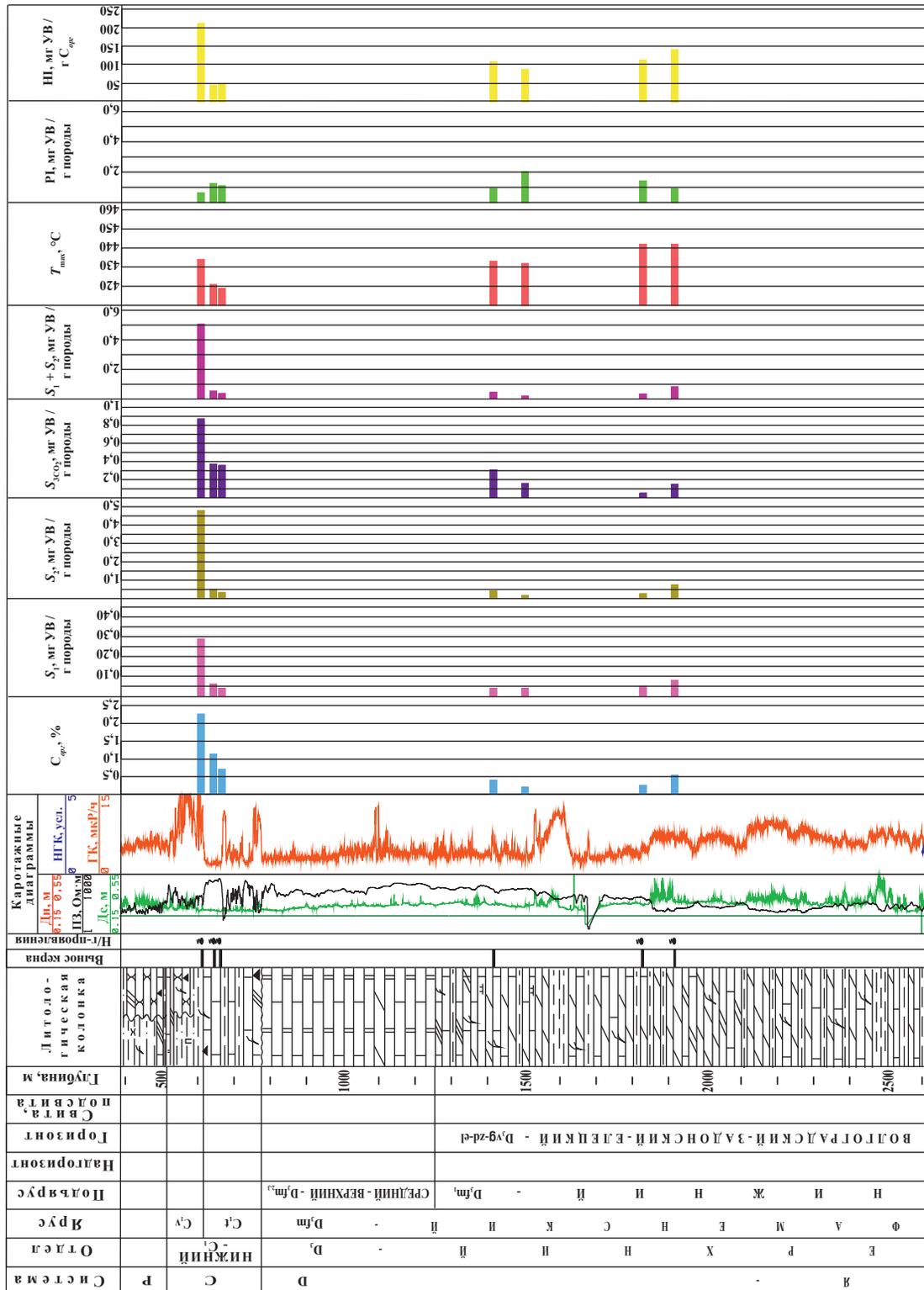
присутствуют растительные остатки, споры растений, фитопланктон (рис. 7, 8). Степень катагенеза, определенная по цвету немногочисленных спор, соответствует зоне нефтеобразования и изменяется в пределах градаций МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub>. На диаграмме (см. рис. 6), являющейся аналогом диаграммы ван Кревелена, видно, что образцы характеризуются невысоким ОI в диапазоне от 1 до 22 мг CO<sub>2</sub> / г C<sub>орг</sub> и повышенными значениями НI (до 400 мг УВ / г C<sub>орг</sub>), в них преобладает ОВ, которое может быть соотнесено с I и II типами керогена. Следует отметить, что ранее для II типа керогена, представленного сапропелевыми микрокомпонентами, было выделено три подтипа [2], характеристика которых приведена в таблице. Данное разделение позволяет с большей степенью обоснованности сопоставлять и анализировать пиролитические данные с учетом исходного состава ОВ. Выделенные подтипы на модифицированной диаграмме

ван Кревелена сближаются со всеми тремя типами керогена. В соответствии с этой характеристикой образец из инт. 3630,5–3636,5 м в скв. 1-Северо-Югдская (см. рис. 7) следует отнести к подтипу ОВ II-1, хотя он и попадает на диаграмме (см. рис. 6) в область значений керогена I. Различия в составе подтипов сапропелевого ОВ особенно важно учитывать для «псевдогумусового» ОВ подтипа II-2, часто сопоставляемого с керогеном III типа, поскольку породы с разными типами керогена отличаются начальными температурными условиями нефте- и газообразования [3].

На Югдской площади в разрезе скв. 62 в образцах пород с глубин от 3400 до 4100 м (D<sub>2</sub>ef<sub>2</sub>) наблюдаются сильная минерализация и окварцевание по органике, присутствуют фрамбонды пирита, установлена кальцитизация по трещинам. Такая значительная переработка органики связана с влиянием интрузий, присутствие которых в этом интервале разреза установлено









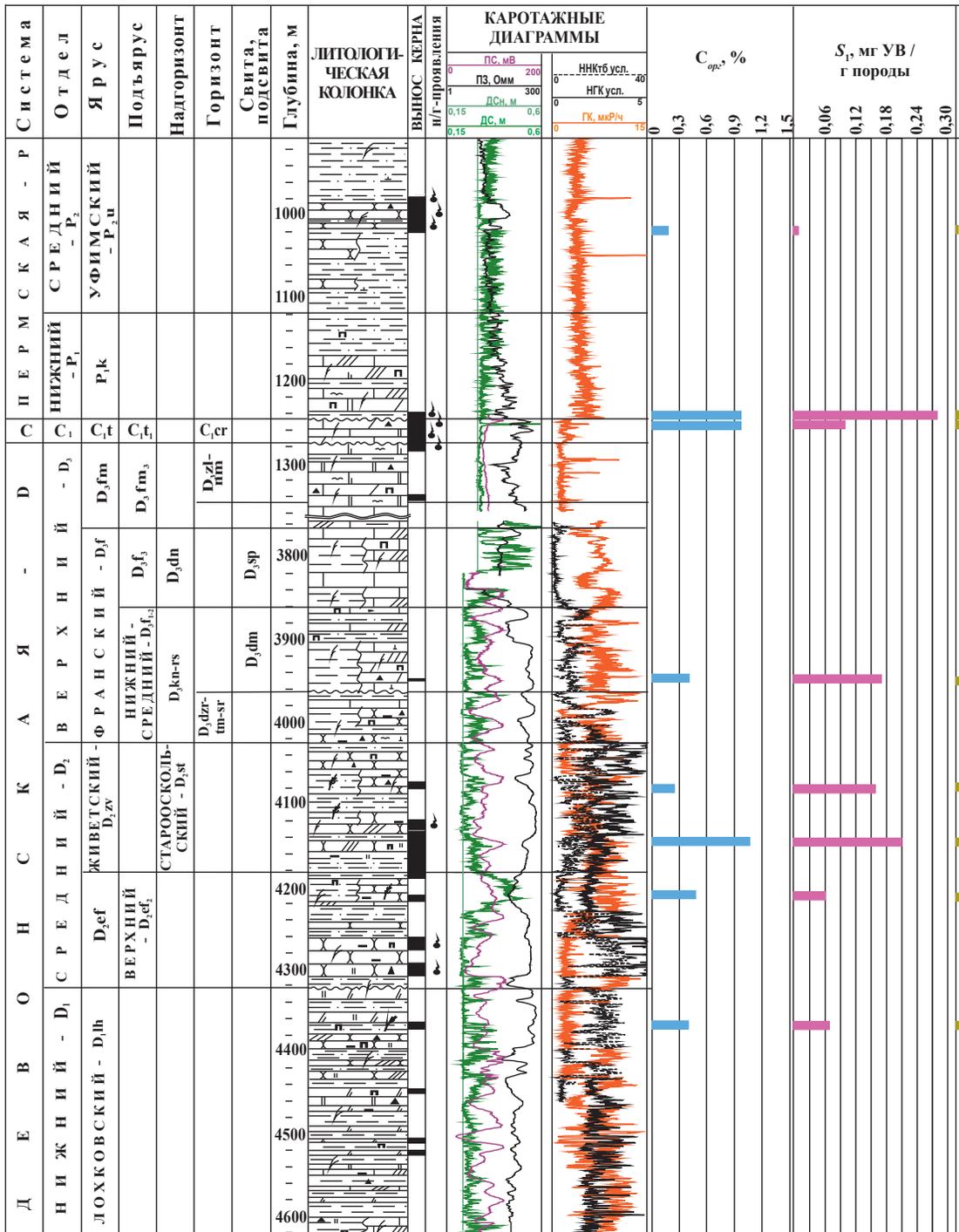
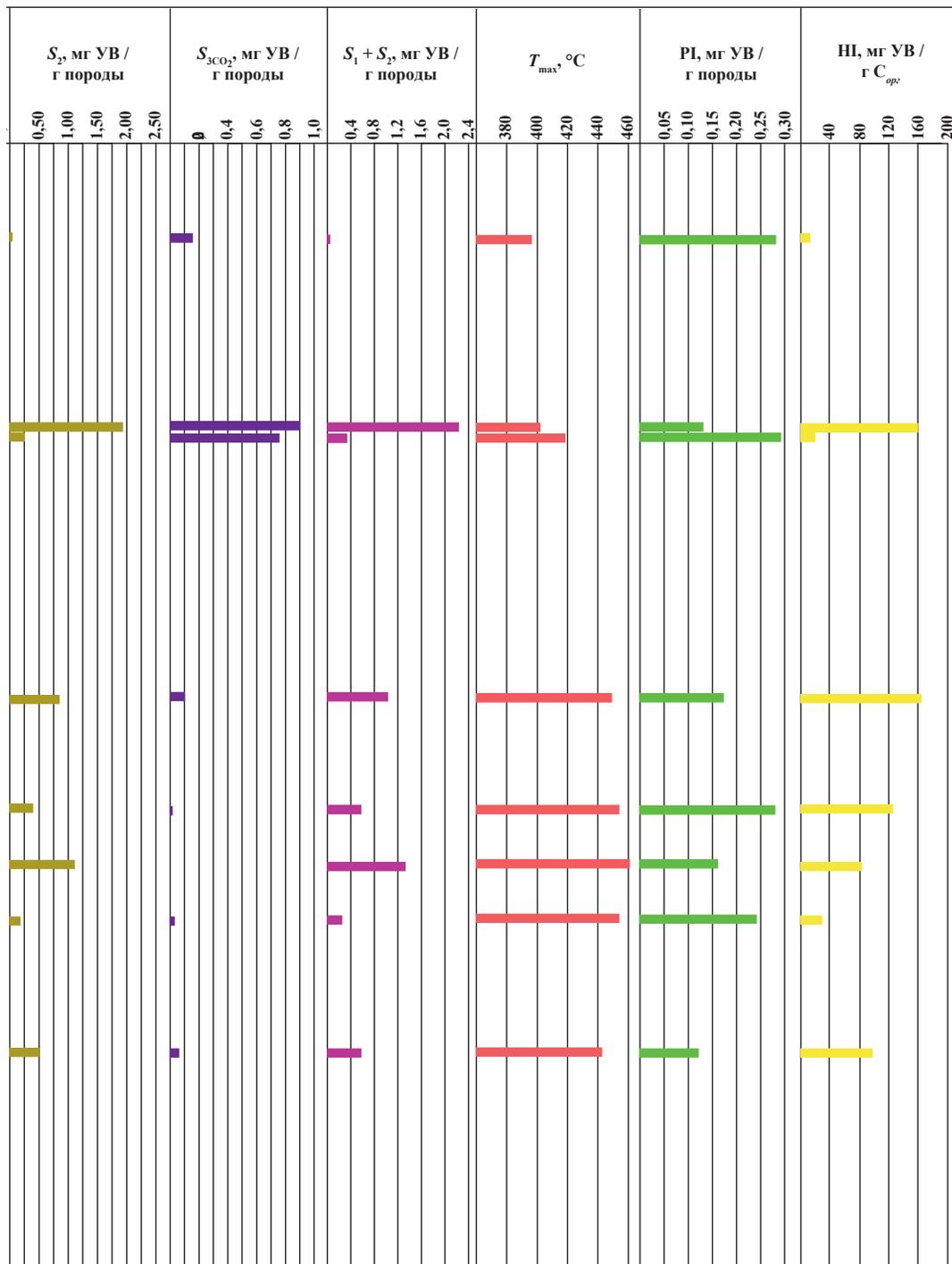


Рис. 4. Сводная геохимическая характеристика разреза скв. 100, 7 Югд-Соплесского НГКМ



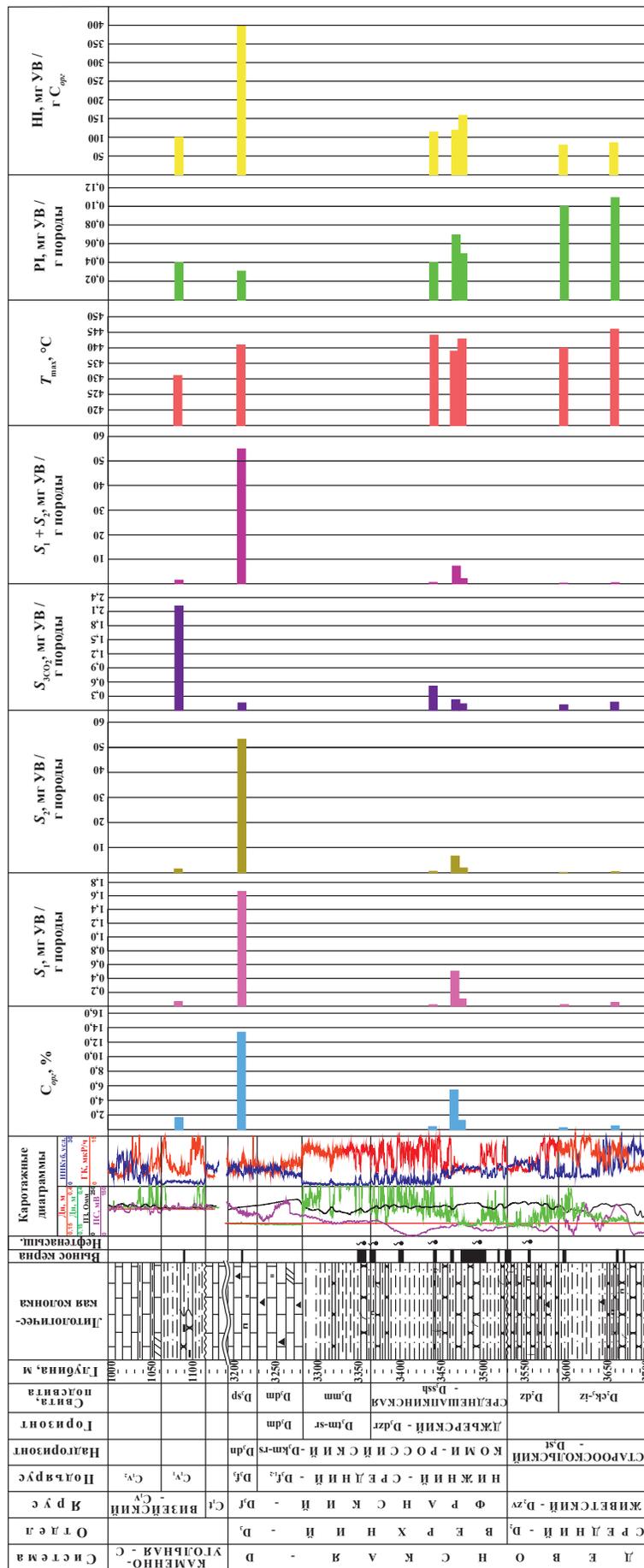


Рис. 5. Сводная геохимическая характеристика разреза скв. 1 Западно-Печорокхвинского НМ

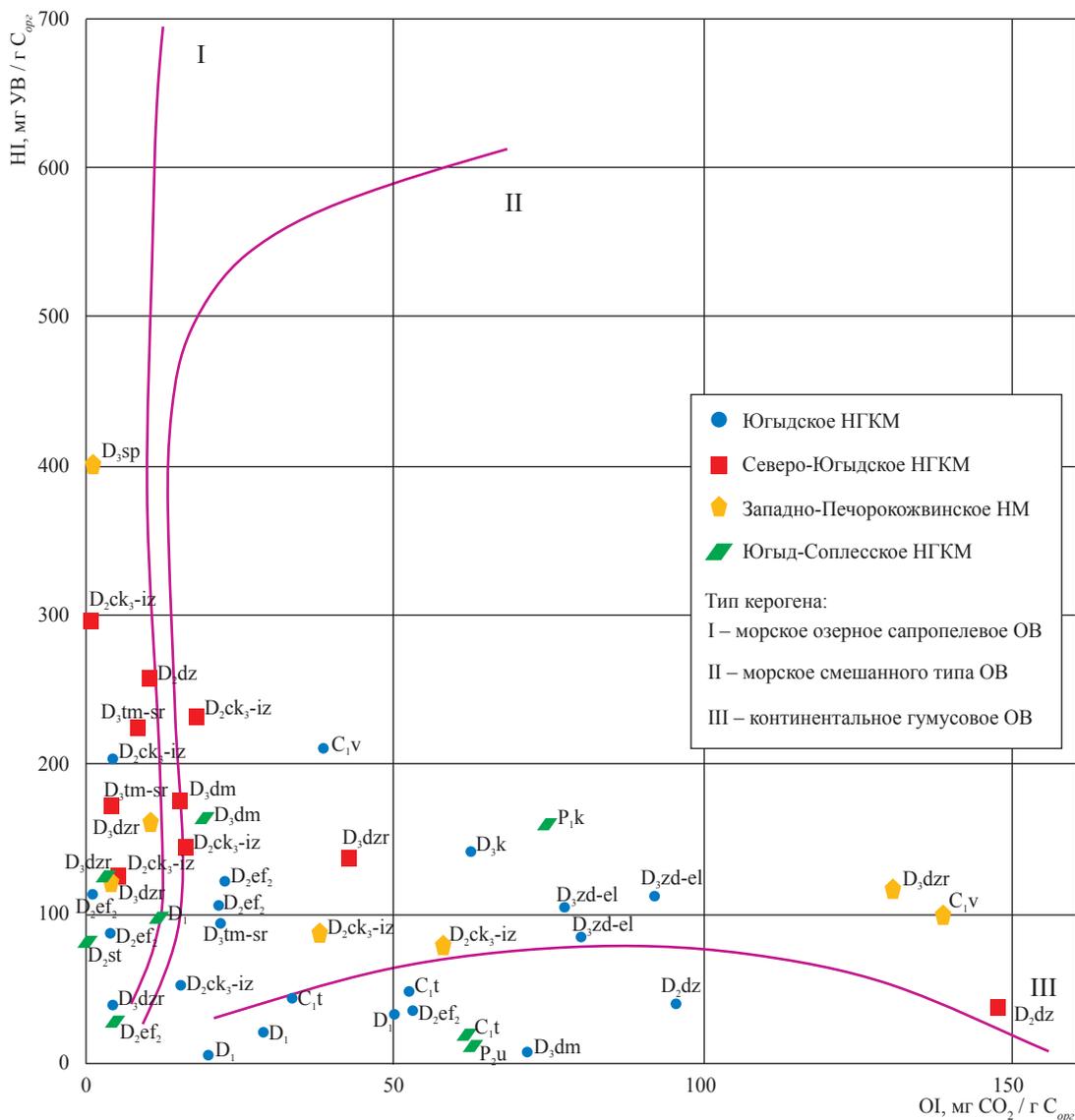


Рис. 6. Классификация типов материнских пород с помощью водородного и кислородного индексов по месторождениям. Модифицированная диаграмма ван Кревелена [1]

по результатам выноса керна. С этим же фактором, очевидно, связана и высокая степень преобразования керогена ниже лежащих нижнедевонских отложений. В керне, отобранном из нижней части разреза скв. 62-Югдыдская с глубин более 4000 м ( $D_{1-2}$ ), зафиксировано снижение пиролитических показателей  $S_1$  (свободные УВ – до 300 °C) и  $S_2$  (УВ-продукты гидролиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) – 300–600 °C). Это свидетельствует, что породы реализовали свой генетический потенциал. В тех же образцах наблюдается снижение водородного индекса до 5,4 – 21 – 33 мг УВ / г  $C_{ope}$ , за счет чего они на графике попадают в зону ОВ III типа (см. рис. 6). Однако по результатам петрографических исследований в них зафиксировано сапропелевое ОВ «псевдогумусового»

подтипа II-2, в составе которого преобладают детрит (бактериопланктон) и зооостатки, тогда как споры и ткани растений единичны (рис. 9). Таким образом, понижение водородного индекса в данных образцах связано с тем, что ОВ, в состав которого входят остатки сапропелевых микрокомпонентов, имеющих чисто морское происхождение, значительно преобразовано, а оставшиеся водорослевые целлюлозные оболочки и хитин по свойствам и составу сближают это ОВ с гумусовым.

При исследовании образцов керна Западно-Печорокожвинской площади выявлено, что отложения  $D_2$ – $D_3f$  НГК характеризуются пониженным HI (78,9–115,4 мг УВ /  $C_{ope}$ ) и высоким OI (37,8–138,9 мг  $CO_2$  / г  $C_{ope}$ ). На рис. 6 данные породы попадают в зону более ароматического

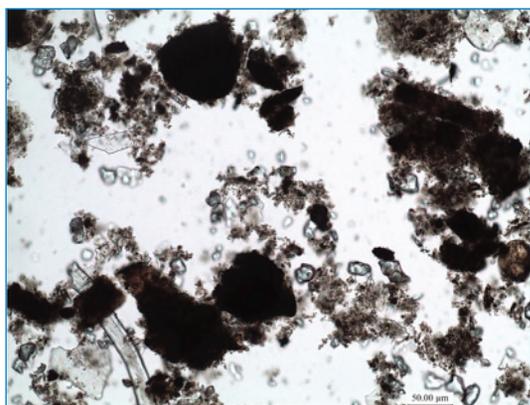


Рис. 7. Скв. 1-Северо-Югдская,  $D_2ck_3-iz$ , инт. 3630,5–3636,5 м, сапропелевое ОВ: крупные фрагменты зоопланктона, детрит, единичные споры, подтип ОВ II-1 [2], на рис. 6 попадает в область значений керогена I. Увеличение  $\times 200$

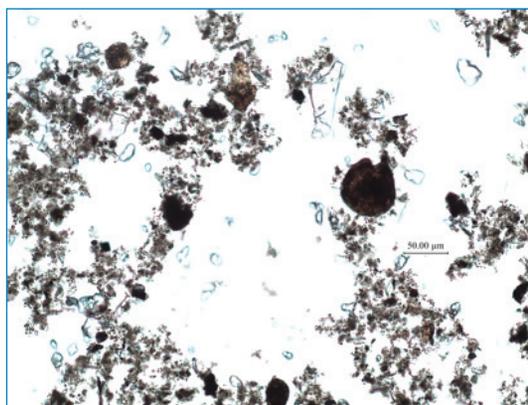


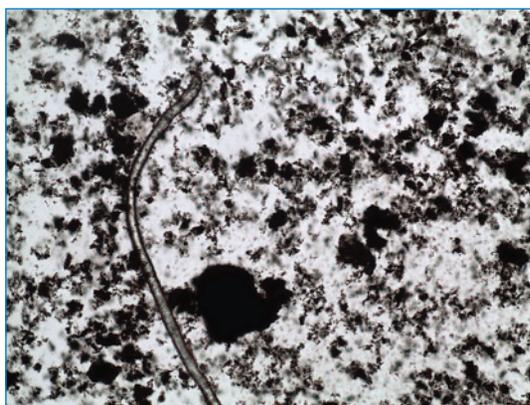
Рис. 8. Скв. 1-Северо-Югдская,  $D_2ck_3-iz$ , инт. 3446,3–3452,6 м, сапропелевое ОВ: детрит, споры; подтип сапропелевого ОВ II-3 [2], на рис. 6 попадает в область значений керогена II. Увеличение  $\times 200$

#### Характеристика исходного состава подтипов сапропелевого ОВ и их сопоставление с типами керогена

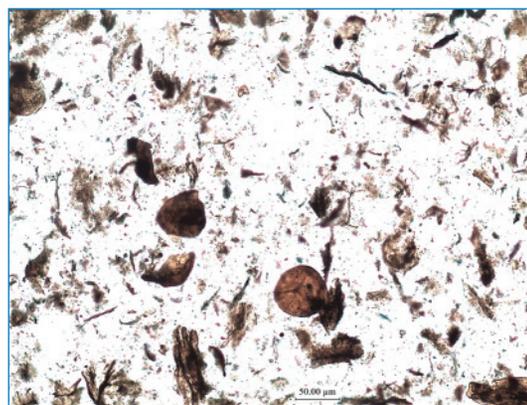
Типы керогена [1]	Состав исходного ОВ в пределах I–III типов керогена [1]	Подтипы сапропелевого ОВ [2]	Состав сапропелевого ОВ в пределах подтипов [2]	Соотношение подтипов сапропелевого ОВ с I–III типами керогена по пиролитическим характеристикам
I	Водоросли	–	–	–
II	Сапропелевое ОВ (зооостатки, водоросли) с примесью гумусового ОВ (остатки высших растений)	II-1	Сапропелевое ОВ (зооостатки с единичными водорослями)	«Псевдоводорослевое ОВ», соответствует по пиролитическим данным керогену I типа, образуется в резко восстановительных и восстановительных условиях
		II-3	Сапропелевое ОВ смешанного состава (зоо- и растительные остатки – водоросли, реже споры, гумус)	Соответствует по пиролитическим данным области, характерной для керогена II типа
		II-2	Окисленное сапропелевое ОВ Сапропелевое вещество (зооостатки) высокой степени катагенетической преобразованности	«Псевдогумусовое ОВ» [3], по пиролитическим данным попадает в область, характерную для керогена III типа, вследствие окисленности и преобразованности ОВ
III	Гумусовое ОВ	–	–	–

керогена III типа. В результате микроскопических исследований образцов керна выявлено, что в них присутствуют мелкий детрит, споры, гумусовое ОВ. Таким образом, состав ОВ и его пиролитические характеристики позволяют отнести образец к III типу керогена (рис. 10). Споры в образцах присутствуют в весьма значительном количестве. По цветовой шкале катагенеза микрофитофоссилий и характеристике оболочек спор в скважинах

Западно-Печорокожвинского месторождения степень катагенеза среднедевонско-франкских отложений определяется более уверенно, чем в скважинах Югдской площади, и составляет  $МК_2$ – $МК_3$ , ближе к  $МК_3$ . В связи с тем что в составе ОВ преобладает гумус, для Печорогородского и Печорокожвинского месторождений установлено более высокое, чем в скважинах Югдской зоны, количество определений отражательной способности витринита [4].



**Рис. 9. Скв. 62-Югидская, инт. 4417–4423 м, D<sub>1</sub>, сапропелевое ОВ: крупные зооостатки, детрит, детритофаги, подтип сапропелевого ОВ II-2 [2], на рис. 6 попадает в область значений керогена III типа вследствие высокой степени преобразованности и окисленности органического вещества. Увеличение ×200**



**Рис. 10. Скв. 1-Западно-Печорокожвинская, инт. 3660,74–3662,97 м, D<sub>2</sub>ck<sub>3</sub>-iz: гумусовое ОВ, остатки высших растений, споры, на рис. 6 попадает в область керогена III типа, градация катагенеза МК<sub>2-3</sub>. Увеличение ×200**

В целом исследованные отложения среднедевонско-франского и раннедевонского возраста являются среднепродуктивными, характеризуются содержанием  $C_{орг}$  1–2 %, общим генетическим потенциалом Рр до 3 кг УВ / т породы. Температура максимального прогрева отложений ( $T_{max}$ ) зафиксирована на уровне 440–461 °С. Степень катагенеза ОВ в образцах среднедевонско-франского возраста соответствует главной зоне нефтеобразования, в нижнедевонских отложениях Югид-Соплесской площади – главной зоне газообразования.

Таким образом, по результатам петрографического и пиролитического исследований образцов керн в рассмотренном районе в разрезе отложений D<sub>2</sub>–D<sub>3</sub>f НГК и нижележащего подкомплекса D<sub>1</sub> четко обособляются две зоны:

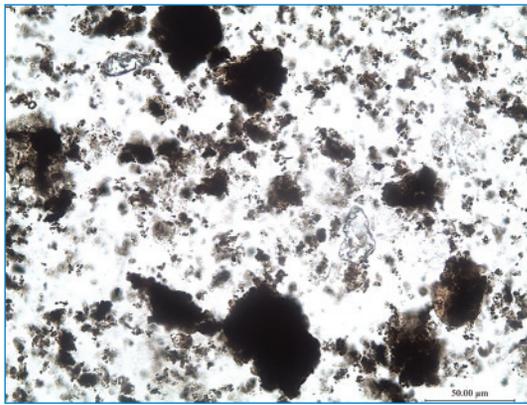
1) Югидская, включающая территорию южной части Лыжско-Кыртаельского вала и СПП (изучены Югидское, Северо-Югидское и Югид-Соплесское месторождения). В соответствующих образцах керн установлено преобладание морской сапропелевой составляющей (II тип керогена). В образцах этой зоны в большом количестве присутствует дисперсное ОВ, встречены зооостатки (зоопланктон), в незначительном количестве наличествуют растительные остатки, споры, фитопланктон. Степень катагенеза, определенная по цвету немногочисленных спор, близка

к зоне нефтеобразования (МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub>, увеличивается в нижнедевонских отложениях до стадий МК<sub>4-5</sub>);

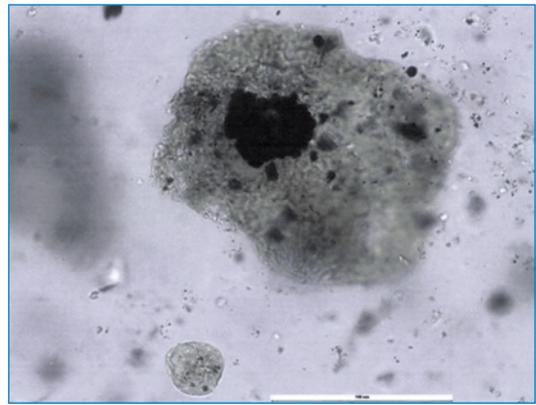
2) Печорогородская, выделенная на территории юга Печорогородской ступени (изучено Западно-Печорокожвинское месторождение). В образцах породы керогена III типа наблюдаются мелкий детрит, споры, гумусовое ОВ. Поскольку споры присутствуют в более значительном количестве, степень катагенеза определяется увереннее, чем в скважинах Югидской зоны, и составляет МК<sub>2</sub> – МК<sub>3</sub>, ближе к МК<sub>3</sub>.

В вышележащих отложениях отмеченная зональность не наблюдается. Однако породы D<sub>3</sub>dm–C<sub>1</sub>t НГК делятся на две группы:

1) образцы отложений доманикоидного (s.lato) типа в скважинах Западно-Печорокожвинского и Северо-Югидского месторождений. Для них характерны: увеличение содержания  $C_{орг}$  (до 5,44–13,37 %), высокие значения генетического потенциала (Рр в диапазоне 23,46–55,07 кг УВ / т породы) и водородного индекса (НІ до 3,99 кг УВ / т  $C_{орг}$ ). В шлифах пород из скв. 1-Западно-Печорокожвинская отмечены крупные фрагменты фауны и детрита, меланосклериты (детритофаги), водорослей нет. Единичные споры пиритизированы (рис. 11). В образцах пород из скв. 5-Северо-Югидская преобладает зоопланктон, в незначительном количестве присутствуют споры, фитопланктон. Таким образом, кероген



**Рис. 11. Скв. 1-Западно-Печорокожвинская, инт. 3210,84–3217,14 м, D<sub>3sp</sub>, сапропелевое ОВ: детрит, крупные зооостатки: подтип сапропелевого ОВ П-1 [2], на рис. 6 попадает в область значений керогена I типа. Увеличение ×400**



**Рис. 12. Скв. 100-Югйд-Соплесская, инт. 1245–1249 м, P<sub>1k</sub>, разрушенное пыльцевое зерно и спора. Увеличение ×600**

содержит ОВ в основном I типа (см. рис. 6) и является потенциально нефтематеринским; степень катагенеза ОВ, определенная по желтому с темно-коричневым оттенком цвету спор, соответствует стадии МК<sub>1-2</sub>, по значениям пиролитического показателя (температура максимального прогрева отложений составляет 439–441 °С) отложения также находятся в главной зоне нефтеобразования [3];

2) образцы вышележащей D<sub>3f3</sub>-C<sub>1t</sub> толщи, в которых преобладает кероген II и III типов. Они характеризуются: невысоким водородным индексом (до 150 мг УВ / C<sub>орг</sub>), пониженным общим Р<sub>p</sub>, который составляет до 1 кг УВ / т породы. В шлифах присутствуют дисперсное ОВ, зоопланктон, споры и фитопланктон. Значения показателя T<sub>max</sub> максимальны (442–450 °С) в нижней части разреза и снижаются с уменьшением глубины залегания отложений до 419–421 °С. Степень катагенеза образцов соответствует стадиям МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub>.

В вышележащих отложениях, от визейско-нижнепермского до триасового НГК, на всей территории южной части ПКМ преимущественно развит III тип керогена [4, 5]. В изученных образцах отложений возрастов C<sub>1v</sub>, P<sub>1k</sub>, P<sub>2u</sub> по сравнению с нижележащими отложениями отмечается незначительный рост УВ-потенциала: увеличение количества C<sub>орг</sub> до 2–3 %, повышение Р<sub>p</sub> до 5 кг / т породы и в то же время более низкие значения T<sub>max</sub> (397–434 °С). По результатам микроскопических исследований в шлифах

выделены споры, пыльца (рис. 12), ткани растений, остатки фауны (III тип керогена на рис. 6); градация катагенеза (ПК – МК<sub>1</sub>) соответствует началу генерации УВ. Из-за невысокой степени катагенной преобразованности ОВ реализация генерационного потенциала отложений этого возраста низка.

\*\*\*

Таким образом, выявленные особенности состава исходного ОВ нефтегазоматеринских отложений позволяют выделить на изучаемой территории два очага нефтегазообразования в среднедевонско-франском НГК: Югйдский – с преобладанием морской сапропелевой составляющей в составе РОВ (II тип керогена), обособленный на территории Лыжско-Кыртаельского вала, и Печорогородский – с высокой долей континентальной гумусовой составляющей в составе РОВ (III тип керогена), приуроченный к Печорогородской ступени. В вышележащих отложениях, от доманиковотурнейского до триасового НГК, данного разделения не наблюдается. Выделенные очаги нефтегазообразования согласуются с изменениями состава и свойств нефтей и газов, минерализации пластовых вод, отмеченными на месторождениях рассматриваемой территории [6].

Нефтегазоматеринские породы Югйдского очага характеризуются более высоким содержанием сапропелевой составляющей в исходном ОВ и в то же время имеют более

высокую степень катагенеза. Для среднедевонско-франских отложений этого очага свойственна генерация в основном УВ нефтяного ряда. Генерация газа происходила, очевидно, в нижележащих отложениях ордовикско-нижнедевонского НГК. Можно предположить, что в результате катагенетического преобразования и одновременно гидротермального воздействия, приводящих к более высокой степени температурного преобразования пород и ОВ, происходила деструкция жидких УВ нефтяного ряда на более простые газовые соединения. Это предположение не противоречит полученным данным по составу ОВ и его зрелости, поскольку известно, что с ростом степени катагенеза сапропелевое ОВ сближается по свойствам с гумусовым и способно генерировать флюиды газового состава.

Нефтегазоматеринские породы Печорогородского очага содержат изначально повышенное количество гумусовой составляющей в исходном ОВ, поэтому для этой зоны естественно предположить генерацию газовых УВ в большем масштабе по сравнению с Югдским очагом. Месторождения УВ, связанные с Печорогородским очагом, характеризуются более высоким количеством поступившего в ловушки генерированного газа, о чем свидетельствуют высокий коэффициент заполнения ловушек (близкий к единице) и более высокий процент запасов

газа на Печорогородском и Печорокожвинском месторождениях. В составе конденсатов этого очага содержится повышенное количество асфальтосмолопарафиновых компонентов. Кроме того, в индивидуальном составе УВ-флюидов Печорогородской ступени отмечены повышенное количество ароматических соединений и преобладание циклогексанов в составе фракции НК-130 °С, доминирование нечетных изомеров в составе длинноцепочечных алканов во фракции выше 200 °С [6], что подтверждает выводы о более высоком процентном содержании гумусовой составляющей в исходном ОВ Печорогородского очага и согласуется с результатами микроскопических исследований.

Выделенные очаги нефтегазообразования, где нефтегазоматеринские породы характеризуются различными типами исходного ОВ и разной степенью геотермической преобразованности, от которых зависит генерация преимущественно жидких или газообразных пластовых флюидов, в дальнейшем могут быть использованы для прогнозирования фазового состава УВ новых месторождений. Особенность органического вещества нефтегазоматеринских пород этих очагов состоит в том, что здесь наблюдается нарушение глубинной катагенетической зональности, обусловленное дополнительным влиянием интрузий на преобразование ОВ.

## Список литературы

1. Тиссо Б.П. Образование и распространение нефти / Б.П. Тиссо, Д.Х. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
2. Данилов В.Н. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади / В.Н. Данилов, Л.В. Огданец, И.Р. Макарова и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 27. – [http://www.ngtp.ru/rub/1/22\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf) (проверено 24.11.2015)
3. Суханов А.А. Сравнение результатов исследования органического вещества доманикоидных отложений различными методами в связи с диагностикой нефтегазоносности силурийских отложений Калининградской области / А.А. Суханов, А.А. Отмас (ст.), И.Р. Макарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3. – [http://www.ngtp.ru/rub/4/42\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2012.pdf) (проверено 24.11.2015)
4. Данилевский С.А. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Склярова, Ю.М. Трифачев. – Ухта, 2003. – 298 с.
5. Клименко С.С. Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне / С.С. Клименко, Л.А. Анищенко // Известия Коми НЦ УрО РАН. – 2010. – № 1. – С. 61. – [http://www.izvestia.komisc.ru/Archive/i02\\_ann.files/klimenko.pdf](http://www.izvestia.komisc.ru/Archive/i02_ann.files/klimenko.pdf) (проверено 24.11.2015)
6. Кочкина Ю.В. Анализ и сравнительная характеристика флюидов среднедевонско-нижнефранского мегавала / Ю.В. Кочкина, Л.В. Огданец // М-лы юб. конф. ВНИГРИ «Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях», посвященной 85-летию ВНИГРИ. Санкт-Петербург, 23–24 октября 2014. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – (1 CD-R).