

УДК 551.243/.73 (477.5)

**А.Н. Вертюх<sup>1</sup>, В.И. Филиппов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>зам. зав. отделом геолого-промысловых исследований дочернего предприятия  
«Научно-исследовательский институт нефтегазовой промышленности»

Национальной акционерной компании «Нефтегаз Украины»

<sup>2</sup>научный сотрудник сектора стратиграфии Черниговского отделения  
Украинского государственного геолого-разведывательного института

e-mail: [vertyuh@naukanaftogaz.kiev.ua](mailto:vertyuh@naukanaftogaz.kiev.ua)

## **КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЕ (ПО ПАЛИНОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ)**

*Палинологический метод, помимо установления геологического возраста пород, имеет более широкий спектр применения. Одна из его возможностей – это определение степени катагенеза органического вещества, которое, в свою очередь, связано с оценкой нефтегазоносности. В работе приведены данные по определению степени катагенеза органического вещества палинологическим методом и распределения залежей углеводородов в Днепроовско-Донецкой впадине в зависимости от степени катагенетических преобразований вмещающих пород.*

### **Введение**

Днепроовско-Донецкая впадина (ДДВ) является основным нефтегазоносным регионом Украины. Залежи углеводородов связаны в основном с палеозойскими, в первую очередь каменноугольными отложениями. Карбон составляют терригенные, карбонатные и угленосные образования морского и субконтинентального генезиса, а девон – терригенные, сульфатно-карбонатные и вулканогенно-осадочные породы, формировавшиеся в эвапоритовом бассейне [1].

Как известно, одним из важных показателей при прогнозировании залежей нефти и газа, в том числе и нетрадиционного типа, является катагенез рассеянного органического вещества (РОВ). Определение степени катагенеза РОВ традиционно проводится методом петрографического изучения по отражающей способности витринита [2; 3], а в последние годы также с помощью установки «Rock-Eval» [4–6]. Внедрению метода отражающей способности в изучении степени катагенеза РОВ способствовали работы И.И. Аммосова [2; 7; 8], Н.Б. Вассоевича [9], С.Г. Неручева и др. [10; 11]. Большое внимание в этих работах уделено изучению степени катагенеза РОВ в связи с прогнозом нефтегазоносности.

Благодаря высокой насыщенности микроспорами верхнепалеозойских отложений для определения относительного геологического возраста пород часто применяется палинологический метод. Параллельно разработана методика определения степени катагенеза РОВ и вмещающих пород по палинологическим данным, которая практически не требует дополнительных финансовых затрат. При ее применении особое внимание уделяется составу, сохранности, количеству, цвету и другим свойствам микроспор.

### **Материалы и методы**

В работе рассматриваются девонские и нижнекаменноугольные отложения ДДВ, по которым собрано достаточное для обобщений количество определений степени катагенеза палинологическим методом.

Препараты, подготовленные для определения степени катагенеза в спорово-пыльцевом анализе, должны соответствовать двум принципиальным требованиям. Первое требование заключается в том, что органическое вещество (ОВ) в конечной пробе

не должно претерпевать дальнейших преобразований в результате химической обработки, что усложняет диагностику миоспор. Вопрос о сохранении РОВ в процессе мацерации от произвольного его разрушения применением сильных кислот и щелочей был решен с разработкой методики бесщелочной мацерации дезинтегрированной породы с использованием фтористоводородной кислоты с последующей отмывкой в воде [12]. Далее производилось разделение минеральной и органической частей пробы центрифугированием в тяжелой жидкости (калий – кадмий – йод). Второе требование предусматривает максимально полное выделение миоспор из породы для получения представительного их комплекса. Частично оно обеспечивалось применением поштучного отбора и пересадки микрофитофоссилий в отдельный препарат [13].

Миоспоры, встреченные в палеозойских отложениях, принадлежат преимущественно высшим растениям. Они имеют различную сохранность (от хорошей до удовлетворительной и плохой), их количество различно (от единичных до многочисленных), но миоспоры встречены во всех типах пород.

Уровень катагенеза органического вещества и оценка изменения физических изменений оболочек миоспор определялись по методике Л.В. Ровниной [14]. Миоспоры, как составная часть РОВ, в процессе литогенеза под влиянием палеотемператур и давления поддаются последовательным изменениям, что отражается в первую очередь на изменении цвета их оболочек. Следовательно, степень катагенетических изменений ОВ и цвет оболочек миоспор являются показателем максимальных палеотемператур, влиянию которых подвергалась та или иная осадочная толща. Согласно упомянутой выше методике, индексы изменения цвета микрофитофоссилий (ИЦМ) увязаны со стадиями литогенеза осадочных пород, палеотемпературами и нефтеобразованием по И.И. Амосову [2; 7; 8], а также со шкалой градаций катагенеза по С.Г. Неручеву, Н.Б. Вассоевичу, Н.В. Лопатину [10].

Нами использовалась семибалльная шкала изменения цвета миоспор на основании сопоставления цвета микрофитофоссилий с данными определения отражающей способности ( $R^0$ , %) витринита из тех же отложений (таблица 1). В Западной Европе также разработана сходная методика [15], отличающаяся от используемой авторами десятибалльной шкалой изменения цвета миоспор (три оттенка желтого, три оттенка оранжевого, три оттенка коричневого и черный цвет). Преимуществом западноевропейской методики является возможность проводить более точные определения, а недостатком то, что различить все эти оттенки под микроскопом очень сложно.

### **Результаты исследований**

Существует несколько классификаций генетического типа органического вещества: фациально-генетическая [9], структурно-химическая [16], вещественно-петрографическая [17; 18], основанная на результатах пиролиза и газо-жидкостной хроматографии генерированных продуктов, углпетрографических исследований (С. Лартер, С. Сенфтил, 1985 и др.).

Мы использовали фациально-генетическую и вещественно-петрографическую классификации. Исходя из них в Днепровско-Донецкой впадине исходный тип РОВ для всех проб из отложений нижнего карбона – гумусовый, группа – углистая (углисто-кутиновая, в меньшей степени кутиновая и кутиново-эксинитовая). Для девонских образований исходный тип РОВ колеблется от гумусового (группа углистая) до сапропелево-лейптинитового и сапропелевого типа (группы от углистой до альгинитовой), что характерно для фаменских (особенно верхнефаменских) пород. Согласно традиционному делению альгинитовая группа отвечает сапропелевому ОВ, углистая – гумусовому, а эксинитовая и кутиновая – промежуточному (по содержанию водорода ближе к сапропелевому).

Таблица 1. – Определение степени катагенеза рассеянного органического вещества

| И.И. Аммосов [7–9]          |                     |                |                    | Н.Б. Вассоевич [10],<br>С.Г. Неручев и др. [11; 12] |                                  | Шкала градаций цвета микрофитофоссилий<br>(Л.В. Ровнина [15]) |                                                               |                                                     |
|-----------------------------|---------------------|----------------|--------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Стадия<br>литогенеза        | Стадия,<br>градация | Палео<br>t, °С | R <sup>0</sup> , % | Группы                                              | Фазы<br>нефтегазо-<br>ности      | Индекс<br>цвета                                               | Цвет<br>микрофитофоссилий                                     | Сохранность                                         |
| Диагенез                    | ДГ                  | 50             |                    | Торфяная                                            |                                  | 1                                                             | Бесцветный<br>с зеленоватым<br>оттенком                       | Отличная                                            |
| Прото-<br>катагенез<br>(ПК) | ПК <sub>1</sub>     |                | 0,26               | Буроугольная                                        |                                  | 2                                                             | Светло-желтый<br>с зеленоватым<br>оттенком                    | Хорошая                                             |
|                             | ПК <sub>2</sub>     |                | 0,33               |                                                     |                                  | 3                                                             | Желтый и желтовато-<br>оранжевый<br>с красноватым<br>оттенком | Хорошая<br>со значительным<br>уплотнением<br>экзины |
|                             | ПК <sub>3</sub>     |                | 0,45               |                                                     |                                  |                                                               |                                                               |                                                     |
| Мезо-<br>катагенез<br>(МК)  | МК <sub>1</sub>     | 150            | 0,57               | Длинно-<br>пламенная                                | Главная фаза<br>нефтеобразования | 4                                                             | Темно-желтый<br>с коричневатым<br>оттенком                    | Удовлетвори-<br>тельная                             |
|                             | МК <sub>2</sub>     |                | 0,76               | Газовая                                             |                                  | 5                                                             | Светло-коричневый                                             | Плохая                                              |
|                             | МК <sub>3</sub>     |                | 1,05               | Жирная                                              |                                  |                                                               |                                                               |                                                     |
|                             | МК <sub>4</sub>     | 200            | 1,32               | Коксовая                                            | Главная фаза<br>газообразования  | 6                                                             | Темно-коричневый                                              | Очень<br>плохая                                     |
|                             | МК <sub>5</sub>     | 250            | 1,71               | Тощие слабо-<br>спекающиеся                         |                                  | 7                                                             | Черно-коричневый                                              |                                                     |
| Апо-<br>катагенез<br>(АК)   | АК <sub>1</sub>     |                | 2,21               | Тощие<br>спекающиеся                                |                                  |                                                               | Черный                                                        |                                                     |
|                             | АК <sub>2</sub>     |                | 3,0                | Ярко<br>выраженная<br>анизотропия                   |                                  |                                                               |                                                               |                                                     |
|                             | АК <sub>3</sub>     | 300            | 4,1                |                                                     |                                  |                                                               |                                                               |                                                     |

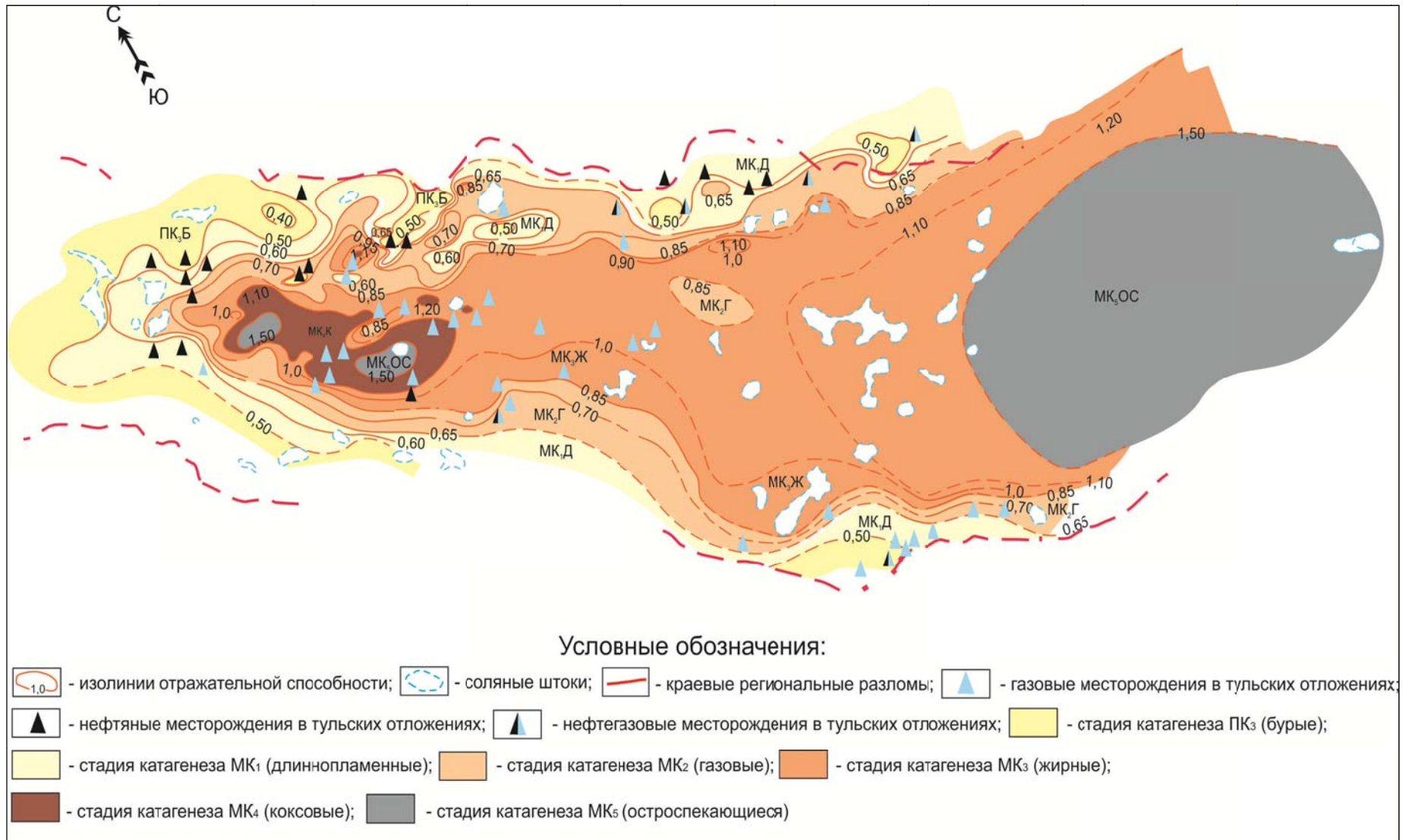
Палинологический материал показывает, что отложения в ДДВ имеют специальный тип РОВ. Он имеет гумусовую основу, но со значительным включением экинитоидной части (споры, пыльца) и содержит большое количество фрагментов растительных тканей. Определение исходного типа РОВ и катагенеза по данным палинологических исследований выполнены по палеозойским отложениям ДДВ, с которыми связаны залежи углеводородов (таблица 2). Примером может служить схематическая карта катагенеза РОВ и распределения месторождений углеводородов в аналогах тульских отложений ДДВ (рисунок).

Таблица 2. – Распределение степени катагенеза РОВ по глубинам и комплексам отложений ДДВ

| Фазы нефтегазо-<br>носности           | Степень<br>катагенеза РОВ              | Степень катагенеза (РОВ) по глубинам, % |        |        |        |    |    |    |    |
|---------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------|--------|--------|--------|----|----|----|----|
|                                       |                                        | до 3 км                                 | 3–4 км | 4–5 км | 5–6 км |    |    |    |    |
| Верхневизейско-серпуховские отложения |                                        |                                         |        |        |        |    |    |    |    |
| ГФН                                   | ПК(Б) – МК <sub>1</sub> (Д)            | 55                                      | 100    | 66     | 97     | 37 | 87 | 7  | 54 |
|                                       | МК <sub>2</sub> (Г)                    | 38                                      |        | 29     |        | 42 |    | 37 |    |
|                                       | МК <sub>2-3</sub> (ГЖ)                 | 7                                       |        | 2      |        | 8  |    | 10 |    |
| ФГ                                    | МК <sub>3-4</sub> (ЖК)                 | –                                       | –      | 3      | 3      | 13 | 13 | 43 | 46 |
|                                       | МК <sub>5</sub> – АК <sub>1</sub> (ОС) | –                                       |        | –      |        | –  |    | 3  |    |
| Нижневизейские отложения              |                                        |                                         |        |        |        |    |    |    |    |
| ГФН                                   | ПК(Б) – МК <sub>1</sub> (Д)            | 62                                      | 100    | 49     | 98     | 36 | 86 | 9  | 65 |
|                                       | МК <sub>2</sub> (Г)                    | 38                                      |        | 42     |        | 47 |    | 45 |    |
|                                       | МК <sub>2-3</sub> (ГЖ)                 | –                                       |        | 7      |        | 3  |    | 11 |    |
| ФГ                                    | МК <sub>3-4</sub> (ЖК)                 | –                                       | –      | 2      | 2      | 14 | 14 | 33 | 35 |
|                                       | МК <sub>5</sub> – АК <sub>1</sub> (ОС) | –                                       |        | –      |        | –  |    | 2  |    |
| Турнейские отложения                  |                                        |                                         |        |        |        |    |    |    |    |
| ГФН                                   | МК <sub>1</sub> (Д)                    | 33                                      | 100    | 25     | 58     | 17 | 77 | –  | 55 |
|                                       | МК <sub>2</sub> (Г)                    | 67                                      |        | 38     |        | 48 |    | 35 |    |
|                                       | МК <sub>2-3</sub> (ГЖ)                 | –                                       |        | –      |        | 12 |    | 20 |    |
| ФГ                                    | МК <sub>3-4</sub> (ЖК)                 | –                                       | –      | 42     | 42     | 21 | 23 | 41 | 45 |
|                                       | МК <sub>5</sub> – АК <sub>1</sub> (ОС) | –                                       |        | –      |        | 2  |    | 4  |    |
| Девонские отложения                   |                                        |                                         |        |        |        |    |    |    |    |
| ГФН                                   | ПК(Б) – МК <sub>1</sub> (Д)            | 51                                      | 97     | 31     | 91     | 26 | 74 | 5  | 41 |
|                                       | МК <sub>2</sub> (Г)                    | 44                                      |        | 52     |        | 37 |    | 31 |    |
|                                       | МК <sub>2-3</sub> (ГЖ)                 | 2                                       |        | 8      |        | 11 |    | 5  |    |
| ФГ                                    | МК <sub>3-4</sub> (ЖК)                 | –                                       | 3      | 9      | 9      | 24 | 26 | 54 | 59 |
|                                       | МК <sub>5</sub> – АК <sub>1</sub> (ОС) | 3                                       |        | –      |        | 2  |    | 5  |    |

Пробы для палинологических исследований были отобраны из скважин на 240 площадях, где встречены залежи углеводородов: нефтяные (Н), нефтегазоконденсатные (НГК) и газоконденсатные (ГК), при этом 151 из них размещаются в верхнем визе, 74 – в турне и нижнем визе и 15 – в девоне (включая 6 проявлений). На долю залежей нефти приходится 20 %, нефтегазоконденсата – 32 %, газоконденсата – 48 %. Исследования проводились нами в лаборатории Черниговского отделения Украинского государственного геологоразведочного института в 1990–2000-х гг. [19–22].

Для нефтяных залежей по палинологическим данным наблюдается следующая взаимосвязь их со степенью катагенеза вмещающих пород. На градацию ПК(Б) – МК<sub>1</sub>(Д) приходится максимум (83 %) запасов нефти. К градации МК<sub>2</sub>(Г) их количество резко уменьшается, а на более низких грациях залежи нефти не встречены. Для верхневизейских отложений наибольшее их количество приходится на глубины 4–5 км, достигая



**Рисунок. – Схематическая карта катагенеза органического вещества аналогов тульских отложений (XIIа микрофаунистический горизонт) ДДВ (по палинологическим данным)**

максимума на 4 км и исчезающей глубже 5 км. Эти залежи характеризуются низкой стадией катагенеза ПК(Б) – МК<sub>1</sub>(Д) по всем интервалам глубин. Для турнейско-нижневизейского комплекса это глубины 3–5 км со стадией катагенеза МК<sub>1</sub>(Д) – МК<sub>2</sub>(Г). Количество залежей нефти здесь резко понижается до 3 км и полностью исчезает после 6 км. К девонским отложениям приурочено несколько месторождений на глубинах 3–5 км со стадией катагенеза РОВ, которая не превышает МК<sub>1</sub>(Д).

Для НГК залежей эти зависимости существенно отличаются. Их максимум приурочен к отложениям, которые находятся на градации МК<sub>2</sub>(Г) – 51 %, уменьшаясь на стадии МК<sub>1</sub>(Д) до 35 %, а на стадии МК<sub>3</sub>(Ж) до 14 %. НГК залежи в верхневизейских отложениях сосредоточены на глубинах 3–5 км, их количество резко уменьшается на глубинах 5–6 км. При этом РОВ пород поздневизейского возраста находится в пределах стадий катагенеза МК<sub>1</sub>(Д) – МК<sub>2</sub>(Г). Для турнейско-нижневизейского комплекса максимальное количество залежей приурочено к глубинам 3–5 км. РОВ этих отложений находится на стадиях катагенеза, в основном, от МК<sub>2</sub>(Г) до МК<sub>3</sub>(Ж). Для девонских отложений у нас есть палинологические заключения только по двум месторождениям: Лычковскому НГК и Яблуновскому НГК. Первое расположено на глубине 4 км, а второе – на глубине 5 км. РОВ отложений обоих месторождений находится на стадии катагенеза МК<sub>2</sub>(Г).

Максимум газовых залежей приходится на отложения со стадией катагенеза МК<sub>2</sub>(Г) – 34 %, уменьшаясь до 24 % на стадии катагенеза ПК(Б) – МК<sub>1</sub>(Д) и до 28 % на стадии МК<sub>3</sub>(Ж). Минимум приходится на стадию МК<sub>4</sub>(К) – 14 %. ГК залежи в верхневизейских отложениях сосредоточены на глубинах 4–5 км со степенью катагенеза РОВ от МК<sub>1</sub>(Д) до МК<sub>4</sub>(К). Причем 2/3 месторождений имеют стадию катагенеза МК<sub>1</sub>(Д) – МК<sub>2</sub>(Г), а 1/3 – МК<sub>3</sub>(Ж) – МК<sub>4</sub>(К). До 3 км и после 5 км количество залежей резко уменьшается, а градации катагенеза колеблются в пределах от МК<sub>1</sub>(Д) до МК<sub>4</sub>(К).

В турнейско-нижневизейских отложениях основные залежи сосредоточены на глубинах 3–5 км со стадией катагенеза МК<sub>2</sub>(Г) – МК<sub>3</sub>(Ж), редко МК<sub>4</sub>(К). Количество залежей уменьшается после 5–6 км, где катагенез имеет градации МК<sub>2</sub>(Г) – МК<sub>4</sub>(К), а выше 3 км встречаются лишь единичные ГК месторождения со степенью катагенеза, не превышающей МК<sub>2</sub>(Г). Для девонских отложений у нас есть данные только по двум месторождениям: Искровскому ГК и Богатойскому ГК. Первое расположено на глубинах 4–5 км со степенью катагенеза ОВ МК<sub>3</sub>(Ж), а второе – на глубинах 5–6 км со степенью катагенеза МК<sub>4</sub>(К).

Залежи по глубинам и продуктивным комплексам в зависимости от степени катагенеза ОВ, определенного палинологическим методом, распределены следующим образом (таблица 3).

Таблица 3. – Распределение залежей углеводородов по глубинам и комплексам отложений ДДВ

| Возраст            | Степень катагенеза органического вещества  |                                           |                                           |                                          | Количество месторождений | Всего      |
|--------------------|--------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------|------------|
|                    | до 3 км                                    | 3–4 км                                    | 4–5 км                                    | 5–6 км                                   |                          |            |
| 1                  | 2                                          | 3                                         | 4                                         | 5                                        | 6                        | 7          |
| <i>Нефть</i>       |                                            |                                           |                                           |                                          |                          |            |
| C <sub>1v2</sub>   | ПК – МК <sub>1</sub><br>6/11 %             | МК <sub>1</sub> (Д)<br>12/23 %            | МК <sub>1</sub> (Д)<br>7/13 %             | –                                        | 25/47 %                  | 53<br>20 % |
| C <sub>1v1-t</sub> | -                                          | МК <sub>1</sub> -МК <sub>2</sub><br>8/15% | МК <sub>1</sub> -МК <sub>2</sub><br>8/15% | МК <sub>1</sub> -МК <sub>2</sub><br>1/2% | 17/32%                   |            |
| D <sub>3</sub>     | ПК – МК <sub>1</sub><br>1 + 5пр. /<br>12 % | МК <sub>1</sub> (Д)<br>2/4 %              | МК <sub>1</sub> (Д)<br>2 + 1пр. / 5 %     | –                                        | 5 + 6пр. / 21 %          |            |

Продолжение таблицы 3

| 1                                | 2                                                    | 3                                                                                           | 4                                                                                     | 5                                                    | 6       | 7           |
|----------------------------------|------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|---------|-------------|
| Нефтегазоконденсат               |                                                      |                                                                                             |                                                                                       |                                                      |         |             |
| C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>    | МК <sub>1</sub> (Д) – МК <sub>2</sub> (Г)<br>15/20 % | МК <sub>1</sub> (Д) – МК <sub>2</sub> (Г)<br>14/19 %                                        | МК <sub>1</sub> (Д) – МК <sub>2</sub> (Г)<br>11/15 %                                  | МК <sub>1</sub> (Д) – МК <sub>2</sub> (Г)<br>¾ %     | 43/58 % | 74<br>32 %  |
| C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> -t | МК <sub>2</sub> (Г) – МК <sub>3</sub> (Ж)<br>5/7 %   | МК <sub>1</sub> – МК <sub>2</sub><br>13/18 %                                                | МК <sub>2</sub> (Г) – МК <sub>3</sub> (Ж)<br>11/15 %                                  | –                                                    | 29/40 % |             |
| D <sub>3</sub>                   | –                                                    | МК <sub>2</sub> (Г)<br>Лычковское                                                           | МК <sub>2</sub> (Г)<br>Яблуновское                                                    | –                                                    | 2/2 %   |             |
| Газоконденсат                    |                                                      |                                                                                             |                                                                                       |                                                      |         |             |
| C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>    | МК <sub>1</sub> (Д)<br>14/12 %                       | МК <sub>1</sub> – МК <sub>2</sub><br>14/17 %<br>МК <sub>3</sub> – МК <sub>4</sub><br>5/17 % | МК <sub>1</sub> (Г) – МК <sub>3</sub> (Ж)<br>30/26 %                                  | МК <sub>2</sub> (Г) – МК <sub>4</sub> (К)<br>19/17 % | 83/62 % | 113<br>48 % |
| C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> -t | МК <sub>2</sub> (Г)<br>1/1 %                         | МК <sub>2</sub> (Г) – МК <sub>3</sub> (Ж)<br>6/8 %                                          | МК <sub>2</sub> (Г) – МК <sub>3</sub> (Ж)<br>12/16 %<br>МК <sub>4</sub> (К)<br>1/ 16% | МК <sub>2</sub> (Г) – МК <sub>4</sub> (К)<br>9/12 %  | 28/37 % |             |
| D <sub>3</sub>                   | –                                                    | МК <sub>3</sub> (Ж)<br>Искровское                                                           | МК <sub>4</sub> (К)<br>Богатойское                                                    | –                                                    | 2/1 %   |             |

### Заклучение

Анализируя полученные данные о катагенезе ОВ по всей впадине и зависимость распределения залежей углеводородов в верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложениях от степени катагенетических преобразований вмещающих эти залежи пород, можно сделать следующие выводы.

1. Палинологические данные подтверждают сделанное по другим методам (изучение отражательной способности витринита [3]; применение установки Рок-Эвал [4; 5] заключение о том, что ОВ изученных пород под влиянием температур и давления прошло определенный диапазон катагенетических преобразований от МК<sub>1</sub> до МК<sub>5</sub>. При этом геологический возраст имеет незначительное влияние на степень катагенетических преобразований.

2. Катагенетическая преобразованность имеет последовательный характер при относительно равномерном увеличении показателей с глубиной, хотя иногда наблюдается увеличение степени катагенеза при относительно небольшой глубине, а также значительная разница на уровнях близкорасположенных площадей при одинаковой глубине залегания и даже в пределах одной площади. Это можно объяснить тем, что ОВ попадало под влияние физико-химических преобразований, которые связаны с условиями периодических колебаний поверхности осадков по отношению к уровню воды при осадконакоплении.

3. Определение стадий катагенеза вмещающих пород расширяет область применения спорово-пыльцевого анализа, особенно на площадях, где отсутствуют породы для оптического определения катагенеза.

4. Нефтяные залежи приурочены к отложениям с низкой степенью катагенеза – МК<sub>1</sub>(Д), единично МК<sub>2</sub>(Г) и глубинам 3–5 км. НГК приурочены к глубинам 3–5 км и зонам катагенеза не выше МК<sub>2</sub>(Г), единично МК<sub>3</sub>(Ж); ГК сосредоточены на глубинах 3–6 км (исключение верхневизейские – до 3 км) и диапазоне катагенеза от МК<sub>1</sub>(Д) (ред-

ко) до МК<sub>3</sub>(Ж), иногда МК<sub>4</sub>(К). На более высоких стадиях катагенеза МК<sub>5</sub>(ОС)-АК<sub>1</sub>(Т) залежи углеводородов не встречены.

Приведенные данные, несомненно, отражают теоретически обоснованный порядок распределения залежей углеводородов в зависимости от степени катагенеза ОВ, определяющего стадийность нефтегазообразования и миграцию углеводородов.

### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / отв. ред. Д. Е. Айзенберг. – Киев : Наук. думка, 1988. – 148 с.
2. Аммосов, И. И. Стадии изменения осадочных пород и парагенетические отношения горючих ископаемых / И. И. Аммосов // Совет. геология. – 1961. – № 4. – С. 7–21.
3. Иванова, А. В. Каталог показателей отражения витринита угольной органики осадочной толщи Доно-Днепровского и Переддобруджинского прогибов с установленными палеогеотермическими градиентами и амплитудами вертикальных перемещений тектонических структур / А. В. Иванова. – Киев : Ин-т геол. наук НАН Украины, 2012. – 100 с.
4. Нефтегазогенерационный потенциал пород палеозоя ДДВ по данным пиролиза на «Рок-Эвал» / Б. П. Кабышев [и др.] // Нафта і газ України : матеріали 5 Міжнар. конф. «Нафта–газ України – 98». – Полтава, 1998. – Т. 1. – С. 181–182.
5. Нефтегазогенерационные свойства пород палеозоя ДДВ по данным пиролиза на установке «Рок-Эвал» / Б. П. Кабышев [и др.] // Доповіді НАН України. – 1999. – № 12. – С. 112–117.
6. Sachsenhofer, R. F. Palaeozoic source rocks in the Dniepr Donets Basin, Ukraine / R. F. Sachsenhofer [et al.] // Petroleum Geoscience. – 2010. – Vol. 16. – P. 377–399.
7. Аммосов, И. И. Литификация и нефтегазоносность / И. И. Аммосов // Петрология углей и катагенез горючих ископаемых. – М., 1967. – С. 3–80.
8. Аммосов, И. И. Палеотемпературы и нефтегазоносность / И. И. Аммосов // Тр. Ин-та геологии и разработки горючих ископаемых. – М., 1968. – Вып. 1. – С. 214–241.
9. Вассоевич, Н. Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти : избр. тр. / Н. Б. Вассоевич. – М. : Наука, 1986. – 368 с.
10. Неручев, С. Г. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием / С. Г. Неручев, Н. Б. Вассоевич, Н. В. Лопатин // Тр. XXV сессии Междунар. геол. конгресса : докл. совет. геологов. Горючие ископаемые. – М., 1976. – С. 47–62.
11. Неручев, С. Г. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого РОВ / С. Г. Неручев, Е. А. Рогозина, Л. Н. Капченко // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14–17.
12. Филиппов, В. И. Бесщелочная мацерация горных пород / В. И. Филиппов, В. К. Тетерюк // Изв. АН СССР. – 1989. – С. 134–135.
13. Тетерюк, В. К. Методика поштучного отбора ископаемых миоспор / В. К. Тетерюк // Геол. журн. – 1964. – № 6. – С. 82–86.
14. Ровнина, Л. В. Палинологический метод определения уровня катагенеза органического вещества / Л. В. Ровнина // Палинология в СССР. – М., 1980. – С. 20–22.
15. Marshall, J. E. A. Quantitative spore colour / J. E. A. Marshall // Journal of the Geological Society of London. – 1991. – Vol. 148. – P. 223–233.
16. Тиссо, Б. Образование и распространение нефти и газа : пер. с англ. / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М., 1981. – 501 с.
17. Парпарова, Г. М. Характеристика рассеянного органического вещества пород по данным углепетрографических исследований / Г. М. Парпарова // Генезис нефти и газа. – М., 1967. – С. 78–82.

18. Штаф, Э. Петрология углей : пер. с англ. / Э. Штаф [и др.]. – М. : Мир, 1978. – 554 с.
19. Вертюх, А. Н. Закономерности распределения залежей нефти и газа в палеозойских отложениях ДДВ и их зависимость от степени катагенеза органического вещества / А. Н. Вертюх, В. И. Филиппов // Палинология: теория и практика : материалы XI Всерос. палинол. конф., Москва, 2005. – М., 2005. – С. 42–43.
20. Вертюх, А. Н. Опыт применения палинологического метода при определении степени катагенеза рассеянного органического вещества в девонских отложениях Днепровско-Донецкой впадины / А. Н. Вертюх, В. И. Филиппов // Новости палеонтологии и стратиграфии. Прил. к журн. «Геология и геофизика». – 2008. – Вып. 10–11. – С. 93–96.
21. Кононенко, Л. П. Условия осадконакопления и катагенез верхневизейских отложений ДДВ / Л. П. Кононенко [и др.] // Актуальные проблемы палинологии на рубеже третьего тысячелетия. – 1999. – С. 149–159.
22. Вертюх, А. М. Вивчення вихідного типу та ступеню катагенезу органічної речовини палеозойських відкладів ДДЗ / А. М. Вертюх, В. І. Філіпов // «Нафта і газ України – 2004» : матеріали 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф., Судак, 2004. – Київ, 2004. – С. 51–52.

Рукапіс паступіў у редакцыю 16.05.2017

***Vertyukh A.N., Filippov V.I. Catagenesis of Organic Matter by Palinological Data and Distribution of Hydrocarbon Fields in Dnieper-Donets Basin***

*Besides of geological dating the palynological method has many other applications. One of them is to determine the degree of buried organic matter catagenesis. The latter is related to petroleum potential evaluation of a sedimentary basin. The study features the determination of organic matter catagenesis data acquired by palynological method and their relation to hydrocarbon fields distribution in the Dnieper-Donets basin.*