

УДК 622.324.5

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЕГО ПРИМЕНИМОСТЬ ПРИ ДОБЫЧЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Шевцов А.Г., геолог по разработке месторождений

Каштанова К.М., стажер геолога, студент гр. ПГс-201 КузГТУ, II курс

Попков А.С., стажер геолога, студент гр. ПГс-201 КузГТУ, II курс

Трофимов М.В., стажер геолога, студент гр. ПГс-201 КузГТУ, II курс

ООО «Газпром добыча Кузнецк»

г. Кемерово

В настоящее время промышленная добыча метана из нетронутых угольных пластов в Российской Федерации реализуется только на территории Кузнецкого угольного бассейна – в пределах Талдинского и Нарыско-Осташкинского метаноугольных месторождений, кроме того, ведутся поисково-оценочные работы на перспективной Тутуяской площади. Запасы и ресурсы метана угольных пластов подсчитаны, поставлены на государственный баланс и подтверждены международным аудитом. Таким образом, геологическое изучение угольных месторождений с целью повышения объемов извлечения метана из угольных пластов является актуальной задачей.

В рамках изучения традиционных месторождений нефти и газа, термин «фация» используется уже достаточно давно и представляет собой пласт или свиту пластов, обладающие признаками, отражающими условия или обстановку осадконакопления, отличные от обстановки образования смежных одновозрастных пород. Проще говоря, фация представляет собой осадочные горные породы и условия их осадкообразования. Сами фации при этом делятся на континентальные, переходные и морские.

Фации угольных месторождений можно в укрупненном виде разделить на озерные болота, низинные пойменные болота и проточные пойменные болота [1, 2]. Критериями определения угольных фаций служат индексы, представленные в зарубежной литературе как индекс гелефикации *GI*, индекс сохранности тканей *TPI*, индекс грунтовых вод *GWI* и индекс древесности *WI*. Указанные индексы определяются по формулам (1-4) [3-5]:

$$GI = \frac{Vt_t + I_{ma}}{I_{sf} + I_f + I_{id}}, \quad (1)$$

$$TPI = \frac{Vt_{t1} + I_{sf} + I_f}{Vt_{t2} + I_{ma} + I_{id}}, \quad (2)$$

$$GWI = \frac{Vt_g + Vt_{cg} + M + Vt_{vd}}{Vt_t + Vt_{kt} + Vt_{kd}}, \quad (3)$$

$$WI = \frac{Vt_t + Vt_{kt}}{Vt_{kd} + Vt_{vd}}, \quad (4)$$

где Vt_t – телинит, %; Vt_{t1} – телинит 1, %; Vt_{t2} – телинит 2, %; Vt_g – гелинит, %; Vt_{cg} – корпогелинит, %; Vt_{vd} – витродетринит, %; Vt_{kt} – коллотелинит, %; Vt_{kd} – коллодетринит, %; I_f – фюзинит, %; I_{sf} – семифюзинит, %; I_{ma} – макринит, %; I_{id} – инертодетринит, %; M – минеральные включения, %.

Рост индекса гелефикации характеризует рост уровня грунтовых вод при торфообразовании. Рост индекса сохранности тканей характеризует увеличение бактериальной активности в прошлом. В свою очередь, увеличение индекса грунтовых вод говорит о высокой пропускной способности течения, т. е. об изменении условий с озерных к речным. И увеличение индекса дре-весности показывает больший уровень плотности растительности, погребен-ной в торфяном лесном болоте.

Что касается влияния указанных фаций на извлечение газа из угольных пластов, в одной из зарубежных статей представлены графики дебитов воды и газа для трех скважин, приуроченных к различным фациальным условиям [6]:

- фация 1 характеризуется постоянно низким дебитом газа 250-500 м³/сут. на протяжении полутора лет;
- фация 2 показывает стабильно высокий дебит газа на протяжении го-да на уровне 3 500 м³/сут.;
- фация 3 характеризуется низким дебитом газа на уровне 500 м³/сут. в течение года, после чего на протяжении 10 месяцев наблюдается рост дебита газа до 4 500 м³/сут.

Таким образом, очевидно, что фациальный анализ позволяет выбрать правильную стратегию освоения скважины и уточнить прогнозный дебит скважины, которые в течение первого года эксплуатации могут быть значи-тельно ниже, чем в последующие периоды.

Чтобы выполнить фациальный анализ угольного месторождения, тре-буется рассчитать четыре основных индекса, характеризующих условия осад-конакопления древних торфяников по формулам (1-4). Для этого необходимо знать процентное содержание ряда конкретных мацералов групп витринита и инертинита, а также содержание минеральных включений. При этом дей-ствующий государственный стандарт, регламентирующий петрографический анализ углей, устанавливает метод определения количественного содержания групп мацералов, т. е. более укрупненно, без детализации [7]. Поэтому лабо-ратории, выполняющие петрографические исследования не имеют возможно-сти оценить полный мацеральный состав углей, т. к. в данном случае необхо-димо проведение уже научно-исследовательских работ, в гораздо больших масштабах.

На примере образцов угля, отобранных из структурных скважин Ту-туяской площади Кузбасса были оценены возможности фациального анали-за. В углях присутствуют требуемые для анализа мацералы групп витринита и инертинита. Т. к. результаты петрографического анализа имеются только по группам мацералов, был рассчитан приблизительно только индекс гелефика-ции, с учетом того, что формула упрощена до отношения содержания мацера-лов группы витринита к содержанию мацералов группы инертинита. В ре-

зультате расчетов были получены значения GI выше единицы, что свидетельствует о том, что угольные пласты Тутуяской площади сформировались в условиях обводненного лесного болота с высоким уровнем грунтовых вод. Для выполнения полного фациального анализа потребуется гораздо больший объем петрографических исследований – 400 точек отсчета на примерно 10 анишлиф-брокетов по одной скважине глубиной 1000 м.

По результатам выполненной работы сделаны следующие выводы.

1. Фациальный анализ включает в себя определение одновозрастных горных пород и условий их осадкообразования. В случае угольных месторождений прослеживается зависимость объемов добычи метана от условий осадкообразования.

2. Для фациального анализа угольных месторождений используются индексы гелефикации, сохранности тканей, грунтовых вод и древесности, определяемые по процентному содержанию конкретных мацералов угля.

3. Действующий государственный стандарт, регламентирующий петрографический анализ углей, не позволяет определять содержание конкретных мацералов угля, только их основные группы, что требует проведения научно-исследовательских работ в данном направлении.

4. По данным примерного расчета индекса гелефикации, угольные пласты Тутуяской площади Кузбасса сформированы в условиях высокого уровня грунтовых вод из растительного материала обводненных лесных болот.

5. Для выполнения полного фациального анализа требуется значительный объем исследований (порядка 4 000 точек отсчета на скважину).

Актуальным является продолжение исследований в части фациального анализа угольных месторождений и его применимости при добыче метана угольных пластов.

Список литературы:

1. Larry T. Coal Geology / Thomas Larry. – 2nd ed. – John Wiley & Sons, Ltd, 2013. – 444 p.
2. Flores R.M. Coal and Coalbed Gas / Romeo M. Flores. – 1st ed. – Elsevier Inc., 2014. – 697 p.
3. Sahay V.K. Limitation of Petrographic Indices in Depositional Environmental Interpretation of Coal Deposits / Vinay K. Sahay // Central European Journal of Geosciences. – № 3. – 2011. – pp. 287–290.
4. Li T. Coal Facies Characteristics and its Control on Methane Content in South Yanchuan Block, Southeast Ordos Basin, China / Teng Li, Caifang Wu. // International Journal of Green Energy. – Vol. 14. – № 1. – 2017. – pp. 63–74.
5. Lu Y. Pore-Fractures of Coalbed Methane Reservoir Restricted by Coal Facies in Sanjiang-Mulinghe Coal-Bearing Basins, Northeast China / Yuejian Lu, Dameng Liu, Yidong Cai, Qian Li, Qifeng Jia // Energies. – № 13. – 2020.
6. Han G. Smart De-Watering and Production System through Real-Time Water Level Surveillance for Coal-Bed Methane Wells / Guoqing Han, Kegang

Ling, He Zhang // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – Vol. 31. – 2016. – pp. 769–778.

7. ГОСТ Р 55662-2013. Методы петрографического анализа углей. Часть 3. Метод определения мацерального состава. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.