

Стрыжак В., кандидат геологических наук,
Недосекова И., старший научный сотрудник,
Кабышев Ю., кандидат геологических наук
(ДП «Науканефтегаз», НАК «Нефтегаз Украины»)

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОГО АВЛАКОГЕНА (ДДА)

ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТІ РІЗНИХ ТИПІВ ПРИРОДНИХ РЕЗЕРВУАРІВ ВУГЛЕНОСНИХ ТОВЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ (ДДА)

Наведені основні геологічні критерії оцінки резервуарів, пов'язані з різними типами колекторів вільного та зв'язаного газів. Наведені характеристики різних типів природних резервуарів та їхні основні відмінності. Для території Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) визначені основні граничні значення низки параметрів, які контролюють розвиток тих чи інших типів природних резервуарів.

GEOLOGICAL EVALUATION CRITERIA OF THE PROSPECTS GAS BEARING DIFFERENT TYPES OF NATURAL RESERVOIRS COAL-BEARING STRATA DNIEPER-DONETS AULACOGENS (DDA)

The basic criteria for evaluating geological reservoirs, associated with various types of collectors of free and bound gas. Characterized by different types of natural reservoirs and their main differences. For the territory of the Dnieper-Donets avlakoogene (DDA) defines the main boundary values of some parameters that control the development of certain types of natural reservoirs.

Ключові слова: природний резервуар, сланцеві породи, низькопористі колектори центральнобасейнового типу, вугленосна товща.

Ключевые слова: природный резервуар, сланцевые породы, низкопористые коллекторы центральнобасейнового типа, угленосная толща.

Keywords: natural reservoir, shale rock, low porosity reservoir "Basin-central gas" type, coal-bearing strata.

Введение

В Украине неразведанные ресурсы углеводородов (УВ) в традиционных коллекторах составляют не менее 28 млрд т условного топлива (у.т.). В тоже время ресурсы газа в нетрадиционных природных резервуарах распределяются следующим образом: для газа – метана угольных месторождений Донбасса – от 12 до 25 трлн м³; для сланцевого газа – от 2 до 32 трлн м³; и для газа низкопроницаемых коллекторов центральнобасейнового типа – более 8 трлн м³ [5, 6, 8]. Доля извлекаемых ресурсов газа-метана из угленосных толщ Донбасса составляет 3,3 трлн м³, из которых на резервуары различных типов приходятся следующие значения: в угольных пластах – 1,39 трлн м³ газа; в малопроницаемых песчаниках – 0,93 трлн м³, и в традиционных коллекторах – 0,98 трлн м³ газа [6, 7, 9].

В Днепро-Донецком авлакогене (ДДА) угленосная толща, включающая в себя отложения от нижнего до верхнего карбона, является сложно построенным геологическим объектом, в котором имеются практически все возможные типы природных резервуаров (ПР): как традиционные (в терригенных и кар-

бонатных коллекторах порового, трещинно-порового и смешанного типов), так и нетрадиционные, связанные с угольными пластами, низкопористыми терригенными коллекторами и сланцевыми породами.

Следовательно, только комплексный подход к оценке всех типов ПР позволит наиболее адекватно оценить перспективность того или иного участка на территории бассейна. В этой связи актуальным остается вопрос о критериях оценки различных типов резервуаров природных газов в угленосном разрезе, оценки ресурсов в каждом из них и подсчета запасов метана для отдельных площадей и зон с целью дальнейшего использования углеводородного сырья данного типа в экономике страны.

Работами многих исследователей доказано, что угленосные отложения являются мощной нефтегазогенерирующей формацией [2–4]. Однако при всей своей значимости в генерации углеводородных газов угольные пласты составляют лишь 1,5–3% от объема всей угленосной толщи (Мурчич, 1990). Основная же масса пород сложена чередованием непроницаемых (глин и аргиллитов) и пористых (песчаников, алевролитов, известняков) отложений, которые создают

в разрезе многочисленные природные резервуары. В разрезе угольных толщ можно выделить следующие их типы [5]: резервуары свободного газа в трещиновато-поровых коллекторах гранулярного типа; резервуары связанного газа в малопроницаемых трещинно-поровых коллекторах; резервуары сорбированного газа в угольных пластах (рис. 1).

Критерии оценки различных типов ПР

Критерием оценки каждого типа ПР является определенный набор свойственных только ему геологических характеристик, зависящих прежде всего от формы нахождения природных газов в породе. Именно эта характеристика и определяет тип природного резервуара (рис. 1). По прочности связи с породой различают 3 формы нахождения газа в пласте:

- 1) свободный газ – занимает крупные поры и сообщающиеся трещины;
- 2) адсорбированный газ – занимает мелкие поры с проницаемостью, близкой к нулю;
- 3) абсорбированный газ – связан с углистым веществом на молекулярном уровне.

Свободный газ характерен для традиционных ПР,

где существует порода-коллектор и порода-покрышка. В качестве коллектора в таких ПР чаще всего выступают терригенные породы (песчаники и алевролиты) с хорошими фильтрационно-емкостными характеристиками, а покрышками служат аргиллиты и глинистые сланцы. Обязательным условием для формирования залежи в таких ПР является наличие ловушки.

Адсорбированный, или связанный, газ характерен для низкопористых терригенных коллекторов так называемого центральнобассейнового типа, а абсорбированный газ – для сланцевых пород и угольных пластов. Размеры матричных поровых каналов вышеназванных пород находятся в диапазоне 0,01–0,5 мкм (мД). Поэтому в формировании сланцевого газа, центральнобассейнового газа и угольного метана капиллярные явления играют ведущую роль, с чем, собственно, и связана общность промысловой геологии и технологии освоения этих пород [4].

Поскольку в гидрофобной капиллярно-поровой среде, где стенки пор не смачиваются водой, углеводородный флюид выжимается капиллярным давлением из более крупных пор в более мелкие, факторы гидрофобизации имеют особое значение для



Рис. 1. Природные резервуары газа в традиционных и нетрадиционных коллекторах и модели их строения

формирования плотных газоносных коллекторов [6]. Поэтому, обогащенные сапропелевым и гумусово-сапропелевым органическим веществом (ОВ), пелитоморфные породы играют особую роль при формировании всех трех указанных типов ПР.

Отложения, содержащие и сланцевый газ, и газ плотных пород, характеризуются низкими коллекторскими свойствами, хотя и несколько лучшими в плотных коллекторах. Пористость изменяется от 2–5% до 14%, преимущественно меньше 5% – в песчаниках, глинистых сланцах, карбонатах; проницаемость – преимущественно меньше 0,1 мД, а в целом изменяется в интервалах от 500 мД до 0,005 мД (в среднем 1,0–0,1 мД). Это низкопористые резервуары, которые залегают на больших глубинах и уплотнены вследствие диагенетических и катагенетических преобразований, а пористость и проницаемость у них преимущественно вторичная [5].

При оценке перспективных площадей для добычи газа из угольных пластов (преимущественно сорбированного) учитываются прежде всего такие показатели, как метаноносность и газоотдача углей, которая также зависит от многих факторов, в числе которых сложность геологического и тектонического строения; степень угленосности толщи, степень метаморфизма углей, их газоемкость, коллекторские свойства; глубина залегания; наличие перекрывающей толщи; глубина залегания зоны метанового выветривания [7, 9]. Газоносность углей Донбасса изменяется в чрезвычайно широких пределах – от 5 до 45 м³/т сухой беззольной массы (с.б.м.). В ряде случаев доля сорбированного газа в углях и углестых породах достигает 90–95%.

Общая прогнозная оценка газоносности вмещающих пород основывается на изучении: коллекторских свойств и степени газоносности основных литологических разновидностей пород, а также прослеживании общих тенденций изменения этих показателей по площади и на глубину; возможных типов коллекторов, способных аккумулировать газ; наличия «ловушек газа» на основе анализа литолого-фациальных особенностей угленосных отложений, учета тектонической структуры и гидрогеологических особенностей объекта; возможного влияния различных геологических факторов на газоносность вмещающих пород.

Исследование сланцевых пород показало, что они чаще всего сосредоточены в интервалах разреза нижнесерпуховского и верхневизейского подъярусов нижнего карбона. Геологические критерии их перспективности обосновываются преимущественно следующими параметрами:

- порода имеет гидрослюдисто-кварцевый минеральный состав с содержанием глинистой фракции не более 30%;

- пористость изменяется от 1–3% (в зависимости от минерального и фракционного состава) до 20–30% вследствие вторичных процессов выщелачивания и трещиноватости (или за счет трещинной проницаемости);

- содержание органического вещества (ОВ) составляет в среднем 3–5%, увеличиваясь в отдельных прослойках до 15–20%;

- степень зрелости органического вещества (степень катагенеза $R_0 = 0,68-1,12\%$) отвечает основной стадии нефтегазообразования (МК₂–МК₃);

- постоянное наличие в породе микровключений битумоидов в виде систем прожилок, пленок, стиллолитов и т.д.;

- присутствие метана и его гомологов в образцах керна.

Наиболее важным из перечисленных критериев, свойственных именно этому типу ПР, является содержание органического вещества (ОВ) в породе. Это связано прежде всего с тем, что сланцевые породы являются непосредственно нефтегенерирующими, т.е. от количества органики зависит количество газа, которое было генерировано породой. И, кроме того, по данным американских специалистов, рассеянное органическое вещество (РОВ) является основным адсорбентом для связанного газа. Исходя из фактических данных по залежам сланцевого газа Северной Америки, минимальное содержание РОВ должно превышать 1%, и чем оно больше, тем большее количество газа содержит в себе порода. Так, газонасыщенность пород с содержанием $C_{орг}$ 5%, почти в 2,5 раза больше, чем в отложениях с содержанием ОВ 1–2% [10, 11].

Для низкопористых коллекторов центральнобассейнового типа основным критерием газоносности, характерным только для резервуаров такого типа, является отсутствие воды в разрезе (обезвоженность пластов). Как правило, в традиционных ПР основная часть коллектора занята водой, а газ находится лишь в ловушках. По мере нарастания глубины, а следовательно, и возрастания степени катагенеза пород, возникает феномен «мегаизолированного комплекса», когда вода под действием давления «выжимается» из породы. В результате образуются плотные коллекторы, в которых месторождения газа не подчинены структурным условиям, не имеют традиционного газо-водяного контакта и удерживаются в «ловушке» катагенетическими малопроницаемыми экранами и капиллярными силами.

Выводы

Базируясь на вышеизложенном материале, а также на фактах, полученных в результате проведения ряда тематических работ, авторы предлагают использовать следующие геологические критерии оценки перспективности площадей для промышленной добычи газа из угольных пластов и вмещающих пород, которые представлены в таблице 1.

Следует отметить, что процентное соотношение углей в общей массе породы не превышает 5%, а песчаники и алевролиты могут составлять от 40% до 65%. Учитывая значительное преобладание в разрезах вмещающих уголь толщ по отношению к пластам угля, можно утверждать, что при равных гидро- и

Таблица 1. Геологические критерии оценки перспективности площадей для промышленной добычи газа из угольных пластов и вмещающих пород

Критерии оценки перспективности площадей	Для угольных пластов	Для сланцевых пород	Для низкопористых коллекторов центральнобассейнового типа	Для терригенных коллекторов
Степень метаморфизма	Градации катагенеза МК ₁ – АК ₁ , относимые к маркам от Г до Т	Градации катагенеза МК ₂ – АК ₂ (соответствуют маркам углей от Г до ПА)	Градации катагенеза МК ₂ – МК ₃₋₅ (соответствуют маркам углей от Г до ОС)	Градации катагенеза ПК ₃ – МК ₃ (соответствуют маркам углей от Д до Ж)
Метаноносность (газоносность)	Газоносность угля не меньше 7 м ³ /т.с.б.м. при обязательном росте с глубиной	Зависит от содержания ОВ. Концентрация С _{орг} больше 2%. Состав ОВ – сапропелевый	Зависит от содержания ОВ вмещающей толщи	Зависит от коэффициента газонасыщенности (К _г) или заполнения пор газом > 50% (К _г > 0,5)
Глубины залегания	Не превышают глубин оценки запасов угля (до 1600–1800 м). Наиболее эффективны глубины 500–1200 м	От 1000 до 3500 м (в среднем 1700 м)	От 4500 до 6000 м (в среднем 1700 м)	От 500 м до 5000 м. Наиболее эффективны глубины 1200–2500 м
Размеры оцениваемой площади	Площадь оцениваемого участка должна составлять от 100–150 км ² и больше	Площадь оцениваемого участка должна составлять 500–1000 км ² и больше	Площадь оцениваемого участка должна составлять 250–500 км ² и больше	Критерий используется лишь в комплексе с типом ловушки, амплитудой структуры и количеством продуктивных горизонтов
Мощность продуктивных интервалов	Суммарная мощность угольных пластов в угленосной толще (150–200 м) – не менее 7 м	Суммарная мощность толщи, обогащенной ОВ, – 30–40 м	Суммарная мощность вмещающей толщи, обогащенной рассеянным ОВ, – до 1000 м	Процентное соотношение песчаников в толще более 25%
Индивидуальная мощность пластов	Больше 0,65 м. Минимальная мощность угольных пластов-спутников – больше 0,3 м	Больше 1 м	Больше 30 м	Эффективная мощность песчаников составляет от 3–5 м до 40 м; в среднем – 15–20 м
Коллекторские свойства	Определяющими являются хрупкость и эндогенная трещиноватость. Пористость и проницаемость низкая (требуется гидроразрыв пласта)	Определяющими являются вторичная эпигенетическая трещиноватость и сорбционная емкость. Пористость от 2 до 14%; проницаемость низкая – в среднем 0,1 мД (требуется гидроразрыв пласта)	Определяющими являются вторичная эпигенетическая трещиноватость и сорбционная емкость. Пористость от 3 до 12%; проницаемость низкая – от 0,1 до 0,0005 мД (требуется гидроразрыв пласта)	Открытая пористость не ниже 10% и проницаемость более 12–15 мД. Фациально приурочены к аллювиально-дельтовому и прибрежно-морским комплексам пород
Тектонические условия	Преимущественно простое строение, моноклинальное залегание, простые пологие складки с углами падения не более 30–40°	Наличие зон трещинообразования вблизи тектонических нарушений, участки смены углов залегания пород, в синклиналиях при условии отсутствия гидродинамической связи с поверхностью	Наличие зон трещинообразования вблизи тектонических нарушений, участки смены углов залегания пород, в синклиналиях при условии отсутствия гидродинамической связи с поверхностью	Наличие структурных или палеогеоморфологических форм, создающих ловушку
Гидрогеологические условия	Минерализация пластовых вод не должна превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) по району и не требовать специальных средств по деминерализации	Достаточная гидрогеологическая закрытость недр	Распространены в зоне затрудненного водообмена и маловодности. Отсутствие свободной воды в породе	Достаточная гидрогеологическая закрытость недр
Общие суммарные ресурсы газа	Более 10–15 млрд м ³ на площади (локализованные)	Более 400 млрд м ³ на площади (локализованные)	Более 30 млрд м ³ на площади (локализованные)	Более 1–3 млрд м ³ на площади (структуре, месторождении)
Плотность запасов	Более 150–200 млн м ³ /км ²	Более 300–400 млн м ³ /км ² ; максимально – 1500 млн м ³ /км	Более 150–200 млн м ³ /км ² Максимально – 500 млн м ³ /км ²	Более 20–30 млн м ³ /км ²

термодинамических условиях основная масса газа будет находиться не в углях, а в углеводородных породах. Поэтому, используя основные критерии перспективности для различных ПР, можно провести оценку территории на различные типы ПР и спрогнозировать общие ресурсы газа, которые может содержать угленосная толща.

1. Газоносность угольных месторождений Донбасса / Анциферов А. В., Тиркель М. Г., Хохлов М. Т. и др. – К.: Наукова думка, 2004. – 431 с.

2. Евдошук М. І. Ставицький Е. А., Шморг Я. С. Науково-тематичні дослідження генераційного потенціалу – основа для пошуку альтернативних джерел вуглеводнів // Мінеральні ресурси України. – 2012. – № 4. – С. 11–12.

3. К основам методологии оценки газоносности угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа / А. А. Майборода, Л. А. Иванов, В. А. Анциферов, А. В. Савченко // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2010. – № 7. – С. 6–13.

4. Лукин А. Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геологический журнал. – 2011. – № 1. – С. 21–41.

5. Метан вугільних товщ Донбасу: проблеми та перспективи видобування / Вакарчук С. Г., Довжок Т. Є., Карпенко І. В. та ін. //

Геотехнічна механіка: Міжвідомчий зб. наук. пр.– Дніпропетровськ, 2012. – Вип. 102. – С. 217–222.

6. Овчаренко В. А., Лукинов В. В., Задара Г. З. Выбор наиболее перспективных объектов для добычи метана угольных месторождений Донбасса / Геотехнічна механіка: Міжвідомчий зб. наук. пр.– К. – Дніпропетровськ, 2002. – Вип. 32. – С. 77–82.

7. Оценка современной газоносности угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа / А. А. Майборода, Л. А. Иванов, В. А. Анциферов, С. А. Шурховецкий // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2010. – № 6. – С. 140 – 151.

8. Ставицький Е. А., Голуб П. С. Результаты комплексных исследований та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу // Мінеральні ресурси України. – 2011. – № 2. – С. 4–12.

9. Тиркель М. Г. Изучение газоносности угольных формаций. – Донецк: Вебер, 2008. – 208 с.

10. Effective Geochemical and Geomechanical Characterization of Shale Gas Reservoirs from Wellbore Environment: Caney and Woodford Shale / Jacobi D., Breig J., LeCompt B. et al. // SPE 124231, 2009 SPE Annual Conference and Exhibition. – New Orleans, USA, 2009.

11. Integrated Petrophysical Shale Gas Reservoir / Jacobi D., Gladkikh M., Hursan G. et al. // SPE114925, CIPC/SPE Gas Technology Symposium. – Calgary, Canada, 2008.