

УДК 622.415.2 (477.6)

**ПРОМЫШЛЕННО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ  
КОМПЛЕКСНОЙ ДЕГАЗАЦИИ ШАХТНЫХ ПОЛЕЙ  
ДОНБАССА**

**Жикаляк Н. В.**

(ГРГП "Донецкгеология", г. Артемовск, Украина)

**Кирюков В. В.**

(Санкт-Петербургский ГГИ, г. Санкт-Петербург, Россия)

**Кущ О. А.**

(ДонНТУ, г. Донецк, Украина)

*Висока ефективність завчасної шахтної дегазації вугільних пластів і газоносних пісковиків у Донбасі може бути досягнута на глибинах до 1100-1200 м за умови застосування сучасних технологій комплексної обробки високогазонасних вугільних родовищ, заснованих на результатах досліджень мікрокомпонентного складу і мікроструктури вугілля, фізичного стану пластів, форм знаходження і зв'язків газу метану у вугіллі і гранулярному колекторі.*

*High efficiency of preliminary degassing from the terrestrial surface degassing and mine degassing of coal layers and gas-bearing sandstones in Donbass may be reached on depths up to 1100-1200 m under condition of application of modern technologies of complex processing of high-gas-bearing coal deposits based on the results of researches of a microcomponental composition and a microstructure of coal, a physical condition of layers, forms of presence and bonds of methane gas in coal and in granular reservoir.*

**Введение.** Перспектива развития Донбасса - основного угольного бассейна Украины - неразрывно связана с освоением глубоких горизонтов, комплексным использованием всех энерго-

ресурсов угольных месторождений и необходимостью обеспечения стабильной и безопасной работы шахт в сложных горно-геологических условиях. В настоящее время одним из главных препятствий на пути увеличения нагрузки на очистной забой, повышения темпов подготовки выемочных панелей и обеспечения безопасных условий труда шахтеров является газовый фактор. При сложности современного горного производства эффективные меры по обеспечению метанобезопасности горных работ и извлечению газа метана могут быть реализованными только при системном подходе к изучению и учету всех факторов на всех этапах освоения шахтного поля. Одновременно необходимо обеспечить поэтапное проведение заблаговременной предварительной и опережающей дегазации поверхностными скважинами, а также обустройство рациональных систем подземной и комбинированной дегазации и вентиляции шахт.

Поэтапный системный подход при осуществлении дегазации угольных месторождений и разрабатываемых шахтных полей, несмотря на дополнительные расходы, обеспечит значительное повышение технико-экономических показателей угледобычи, увеличит на 35-40% энергетический потенциал 1 т угля и значительно снизит риски для персонала шахт, окружающей природной среды и энергетической безопасности государства.

**Основные сведения и актуальность проблемы.** По данным российских ученых за последние 50 лет объем добычи угля в Большом Донбассе увеличился всего в 3 раза, а газовыделение - более чем в 16 раз [1]. Поэтому газовый фактор и проблема поэтапного извлечения газа метана из угольных месторождений Донбасса является одним из самых важных и перспективных инновационных направлений развития отечественного топливно-энергетического комплекса на ближайшее десятилетие.

В наиболее развитых угледобывающих странах мира в результате комплексной с земной поверхностью и подземной дегазации извлекается от 25-40 % (Китай, Россия) до 50-80 % (Казахстан, Германия, Польша и США) метана из угольных пластов от их природной газоносности. В украинской части Донбасса, главным образом, системами шахтной дегазации каптируется всего 13 % (утилизируется 4 %) метана из угольного газа, который вы-

деляется при угледобыче и проведении горных работ. Это в 2,5 раза меньше объемов извлечения и утилизации метана при дегазации шахтных полей в России и Казахстане или минимум в 5 раз ниже среднемирового уровня, что не соответствует метаноресурсному потенциалу Донбасса и отечественному опыту прошлых лет [2].

Сейчас стимулом для развития дегазационных работ в Российской Федерации является государственный налог (платеж) - "На вредные выбросы" и запрет на разработку угольных пластов с газоносностью более 14 м<sup>3</sup>/т (с 2016 года - более 12 м/т и с 2021 года - более 9 м /т) без их опережающей скважинной дегазации [1]. В Казахстане в Карагандинском бассейне эффективность комплексной дегазации угольных пластов на уровне 49 % достигнута после взимания на протяжении 10 лет целевых отчислений в размере 1,5 % себестоимости добытого угля. В настоящее время эти отчисления снижены до 0,7 % [1]. В Китае обязательной дегазации подлежат угольные пласты с природной газоносностью более 8 м<sup>3</sup>/т. Извлечение метана в объеме менее 10 % от природной метаноносности высокогазоносных углей считается недостаточным для предотвращения внезапных взрывов метана и газовой угольной пыли. В течение последних 10 лет было пробурено 1600 вертикальных поверхностных дегазационных скважин на площади 406 км<sup>2</sup>, которые обеспечивают добычу 1927 млн. м<sup>3</sup> газа метана в год при среднем дебите скважин 3179 м<sup>3</sup>/сутки. По действующему промышленному стандарту с учетом особенностей нахождения метана в угольном пласте и запасов угля нижний предел дебита метана из поверхностных дегазационных скважин составляет 1498 м<sup>3</sup>/сутки при глубине залегания угольного пласта 500 м, 2002 м<sup>3</sup>/сутки - в интервале глубин залегания дегазируемого угольного пласта от 500 до 1000 м, 2506 м<sup>3</sup>/сутки соответственно в интервале глубин от 1000 до 1500 м и 4003 м<sup>3</sup>/сутки - в интервале глубин от 1500 до 2000 м [1]. Каптуремый газ метан после сепарации собирается под давлением в газогольдеры емкостью от 5 до 50 тыс. м<sup>3</sup> и подается по трубам для производства тепловой и электрической энергии.

В Европе извлечение (более 50 %) и использование шахтного метана наиболее развито в Великобритании, Бельгии, Герма-

нии, Польше, Франции и Чехии. На шахтах этих стран в среднем утилизируется до 80 % каптируемого метана, в том числе в Польше – 85 %, Чехии – 95 %, Бельгии и Германии – 70 % и Великобритании – 50 % [1].

Успешное решение в Донбассе проблемы поэтапного извлечения метана из угольных месторождений и шахтных полей, с одной стороны, будет определяться комплексом таких геологических и горно-геологических факторов, как тектонические и литолого-фациальные условия, природная газоносность, мощность угольных пластов и пачек газоносных песчаников, углы падения и дислоцированность пород, степень метаморфизма углей и катагенеза вмещающих пород, глубина залегания пластов, химический, петрофизический и структурный состав углей, физико-механических, газо-вододинамических и фильтрационных свойств углей и газоносных песчаников. С другой стороны, - рациональное применение технических и технологических средств дегазации будет возможным при условии становления потенциальной газоотдачи, объемов свободного и адсорбированного метана и остаточного водонасыщения пластов, определения оптимальных размеров метанодобывающих участков, стадийности и системы отработки угольных пластов, а также изучения особенностей фильтрации метана в угольных пластах и низкопористых песчаниках [3, 4].

**Анализ структуры и коллекторских свойств.** Первичные структурные элементы ископаемых углей Донбасса образуют физическую сущность угольного вещества, выраженную в сочетании макромолекул и агрегатов макромолекул аморфной угольной массы с микро-и макрополостями, отражающими процессы углеобразования и метаногенерации. В надмолекулярной структуре углей наблюдаются точечные, линейные, двухмерные и объемно-выраженные изъяны и дефекты рассеянно равномерной аморфной структуры, влияющие на растворимость газа в углях и на процессы газопереноса [5]. Точечные дефекты структуры макромолекулы угольного вещества возникают при термических воздействиях либо при включениях гетероагрегатов в условиях термодинамического равновесия с оптимальными частями макромолекулы угля [5, 6]. Плоскостные дефекты (дислокации и полости)

образуются при разрывах угольных слоев на границах соприкасающихся надмолекулярных агрегатов.

Процесс углеобразования выражен в формировании макромолекул и их агрегатов, проходящем, в основном, в доинверсионный этап развития Донецкого угольного бассейна. На этом этапе трещины, как правило, отсутствуют, и диффузия метана происходит в самом угольном веществе. При этом объем переходных пор и микропор, а также межмолекулярное пространство заполняется метаном. В зависимости от размеров и формы внутрипорового пространства полости в углях подразделяются на внутриагрегатные и межагрегатные "поры вычитания" и "сложения" сложной формы - поры, межслоевые полости и полости трещин и щелей [6]. В постинверсионный этап возникает первичная (эндогенная), отражающая процессы метаморфизма, и вторичная (экзогенная) трещиноватость, в максимальном макропроявлении именуемая угольным кливажем. В результате пластических деформаций и релаксации, а также разрывов без смещения, образуется дополнительная полостная структура по наслоению и секущим плоскостям скольжения (рис. 1).

Основными параметрами, характеризующими коллекторские свойства пород, являются емкость (пористость), проницаемость и характер насыщения. В отношении оценки газоносности (метаноносности) угольных пластов с уверенностью можно констатировать, что к настоящему времени установлены основные закономерности изменения количества, состояния и распределения газа метана в угольных пластах и газоносных песчаниках, обеспечивающие достаточно надежное определение содержания газов при геологоразведочных работах и производить его прогноз на глубину и по площади.

Наличие микропористой и микротрещиноватой структуры в каменных углях позволяет одновременно рассматривать их как естественные сорбенты, поскольку, несмотря на меньший общий объем видимых пор, доля микропор в каменных углях значительно больше таковых в активированном угле. При этом суммарная удельная поверхность микропор каменных углей Донбасса колеблется от 130 до 260 м<sup>2</sup>/г, а для углей средних стадий метаморфизма Ж-К-ОС в среднем составляет 176 м<sup>2</sup>/г [1, 5].

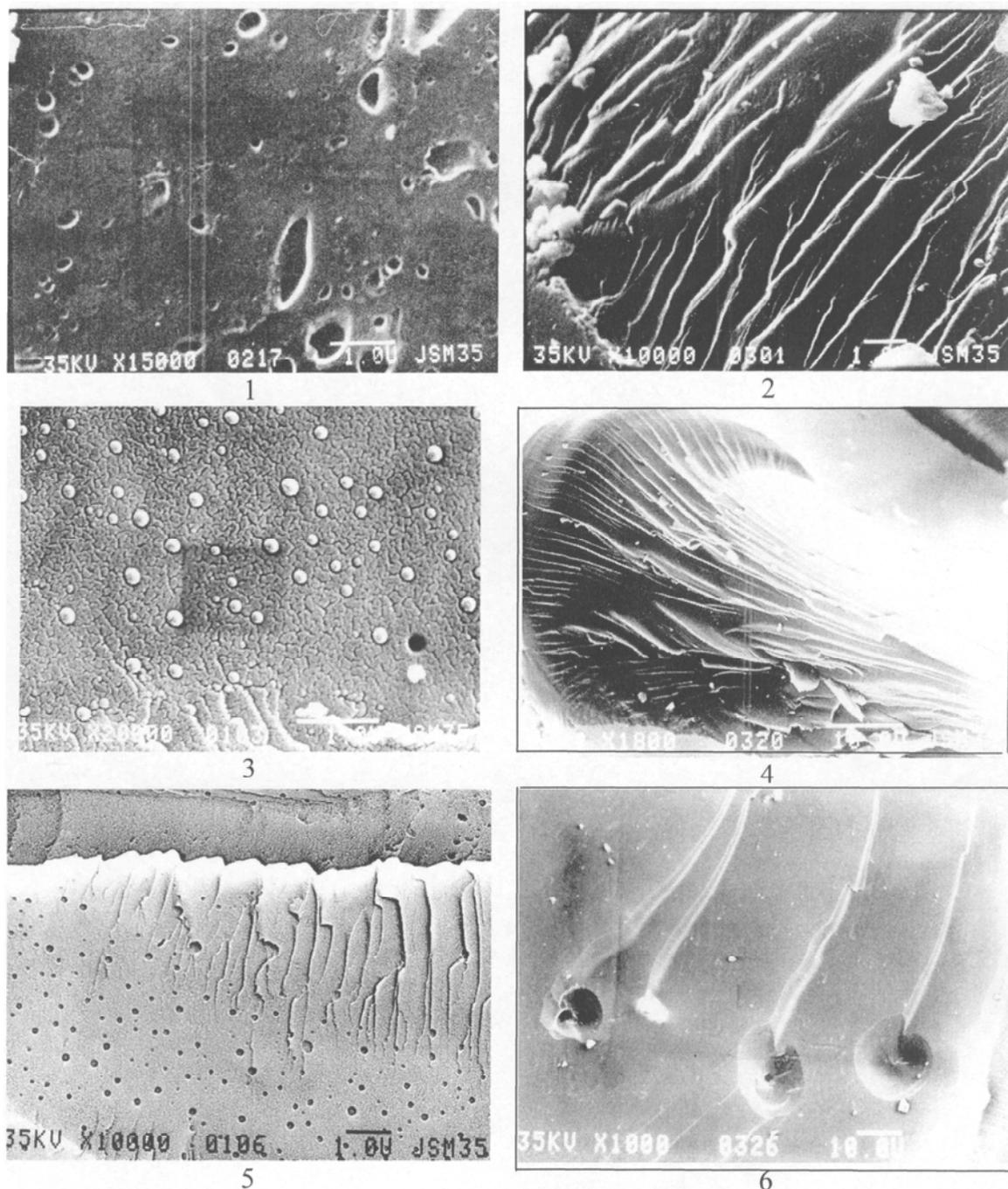


Рис. 1. Особенности микро- и надмолекулярной структуры донецких углей средней стадии метаморфизма склонных к метановыделению и внезапным газодинамическим явлениям (x 5000 - 60000)

1-3 - Системы микро- трещин, поры проницаемые; 4 - Грибовидная поверхность микрочастиц, продукт выброса; 5 -Поры проницаемые, трещины; 6 - Воронки (поры) микровыбросов

Макропористость углей обусловлена его эндогенной и экзогенной трещиноватостью, которая в Донбассе в среднем оценивается величиной в 5-12 %. При этом на долю эндогенных трещин приходится не более 3 % микропустотности угля [1, 5, 6]. Данные исследований трещиноватости углей разных стадий метаморфизма позволили Л. Я. Кизилытейну сделать вывод, что максимальная частота эндогенных трещин наблюдается в углях марок Ж-К-ОС с повышенным содержанием витринита [5].

Трещиноватость углей формируется как в процессе генезиса углей, так и в процессе тектонической, гипергенной и другой деятельности и поэтому обуславливает одну из основных характеристик угольного пласта - его газопроницаемость. Наиболее высокие значения суммарной удельной эндогенной трещиноватости наблюдаются в углях с выходом летучих 33-45 %, а минимальные - в углях с выходом летучих 10-22 %. Тектонические процессы и процессы разгрузки приводят к нарушению, в первую очередь, макроструктуры (текстуры) углей и разрыхлению угля с увеличением фильтрующего объема пластов в несколько раз за счет возникших новых полостей [5, 6].

Распределение экзогенных трещин в углях различных стадий метаморфизма характеризуется максимумом их развития в области содержания летучих веществ от 14-16 до 32 %.

Пористость каменных углей Донбасса по данным работ прошлых лет в среднем изменяется от 4-7 до 20 %. При этом наименьшей пористостью обладают угли средних стадий метаморфизма с выходом летучих от 20 до 30 % [1, 4, 6]. Высокие значения средней пористости (18-20 %) отмечаются для углей с выходом летучих менее 10 % и более 35 % [4]. Наибольшее количество макропор наблюдается в антрацитах (до 38 на 1 мм). Содержание их в углях средних стадий метаморфизма (выход летучих 12-30 %) в основном не превышает одной макропоры на 1 мм. В углях с выходом летучих 32-40 % также наблюдается относительный максимум в проявлении макропор - до 10 на 1 мм [4, 6]. Для углей марки Ж объемы макропор и микропор примерно равны, а для более метаморфизованных углей (от марки ОС) объем микропор превосходит объем макропор примерно в 2 раза.

Угольные пласты Донбасса в основной массе на глубинах от 300 до 1000 м характеризуются газопроницаемостью от 0,1 до 0,36 миллидарси, а в благоприятных структурно-тектонических и динамических условиях их газопроницаемость возрастает до 0,52-0,90 миллидарси. Наибольшие значения газопроницаемости от 1,51 до 5,0 миллидарси определены в углях марок Г, Ж и К. С глубиной газопроницаемость углей уменьшается пропорционально увеличению геостатического давления.

Газопроницаемость песчаников на площадях развития углей марок Ж-К находится в пределах 1,2-5,0 миллидарси, а в районах с преобладающим развитием углей марок ОС-ПА максимальная их газопроницаемость составляет 0,57 миллидарси; при средней типичной газоносности данных песчаников на уровне 2-3 м<sup>3</sup> газа на 1 м<sup>3</sup> породы с увеличением в наиболее благоприятных условиях до 5-9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [3, 7]. Только в пределах Западного Донбасса в условиях начального катагенеза газопроницаемость песчаников достигает более высоких значений (до 118 миллидарси).

Средние значения абсолютной общей пористости газоносных песчаников угольных месторождений Донбасса находятся в пределах от 4 до 15 % и закономерно уменьшаются с увеличением метаморфизма углей (катагенеза вмещающих пород). Градиент уменьшения общей пористости песчаников составляет в среднем 0,5 % на 1 % уменьшения выхода летучих веществ в углях, а в зоне глубокого катагенеза составляет всего 0,2 % на 1 % выхода летучих веществ [7]. Градиент уменьшения открытой пористости песчаников открытой части Донбасса составляет в среднем 3 % на 1000 м увеличения современной глубины залегания. В направлении от периферии бассейна к его центральным частям, по мере увеличения гравитационного и тангенциального давлений, градиент открытой пористости песчаников уменьшается от 3,1 % на 1000 м в Красноармейском районе до 2,9 % и 2,7 % на 1000 м - в Донецко-Макеевском и Центральном районах соответственно [3, 7].

**Перспективы освоения углегазового потенциала.** Существующие высокопроизводительные схемы вентиляции шахт связаны с управлением газовыделения при угледобыче через выработанное пространство, что приводит к увеличению доли этого

источника в газовом балансе участков, а также к возрастанию общих расходов воздуха. Все это обуславливает неконтролируемую загазованность геологической среды, приповерхностного слоя и увеличивает эмиссию метана в земную атмосферу. Дегазационные способы обеспечивают организованный отвод метана, позволяющий использовать каптируемый газ и тем самым снизить выброс метана в окружающую природную среду. При этом к методам дегазации предъявляются следующие требования [1, 3]:

- обеспечение требуемой глубины дегазации, т.е. снижение газоносности до безопасного уровня для ведения горных и очистных работ;

- дегазация всего шахтного поля;

- равномерность, системность и экономичность дегазации.

Наиболее полно эти задачи могут решаться при поэтапной - от заблаговременной поверхностной до опережающей подземной дегазации шахтных полей. Эффективность дегазации разрабатываемых угольных пластов зависит, главным образом, от их газоотдачи, применяемой технологии и времени дегазации. Желательным является разделение дегазации и горных работ во времени и пространстве с целью увеличения газоотдачи и глубины дегазации угленосной толщи за счет раскрытия естественных систем трещин и повышения фазовой проницаемости пластов вследствие пневмогидровоздействия через скважины с поверхности [1, 2].

Для повышения надежности и эффективности предварительной с земной поверхности, опережающей подземной и комбинированной дегазации шахтных полей необходимо коренным образом изменить подход к проведению работ по изучению и дегазационной подготовке перспективных объектов на всех этапах освоения угольных месторождений. В частности, на стадии геологического изучения и проектирования строительства шахты или горизонта целесообразно выполнить комплексные геолого-геофизические исследования с целью геотехнологического картирования участка или шахтного поля как углегазового месторождения. Необходимо провести детальный литолого-фациальный анализ продуктивной толщи и структурно-морфологический анализ условий залегания угольных пластов и основных пачек про-

дуктивных песчаников [3]. Особое внимание необходимо уделить изучению и геометризации природной газоносности углей и вмещающих пород, определению химических и физико-механических свойств углей и пород для обоснования их газоотдачи и ресурсного потенциала метана для каждого квадратного километра площади по комплексу признаков и критериев.

Для прогноза зон и участков, перспективных для предварительного извлечения метана, необходимо учитывать начальную скорость газоотдачи, пластовое давление и дебит газа. Кроме того, с учетом конкретных условий обосновывать возможность искусственного расширения первичной сети трещин за счет механического, гидравлического, пневмогидравлического или физико-химических способов интенсификации газоотдачи угольных пластов [1, 2]. Метод вскрытия пласта должен быть полностью увязан с его физико-геологическими свойствами и физико-химическими характеристиками насыщающих жидкостей. Поэтому вскрытие пластов с давлением, равным гидростатическому, осуществляют промывочными жидкостями на водной основе плотностью 1,1-1,2 т/м<sup>3</sup>, а пластов с давлением ниже гидростатического промывочной жидкостью, приготовленной на водной основе и 2-3-фазными пенами с пониженной плотностью до 0,3-0,5 т/м<sup>3</sup> [1, 2] или с продувкой воздухом. Целесообразно также использовать скважины и соответственно обсадные трубы большого диаметра. При этом толщина цементного кольца при цементации затрубного пространства должна составлять не менее 55 мм [1, 2, 8]. В целом требования к конструкции дегазационных скважин на газ метан угольных месторождений предъявляются такие же, как и к эксплуатационным газовым скважинам. То есть конструкция дегазационных скважин должна обеспечить надежную изоляцию продуктивного горизонта, безопасное извлечение газа из углевлещающего массива и не допустить заколонных его перетоков в вышележащие водоносные горизонты [8]. При этом одновременно конструкция должна быть простой и облегченной, что позволит сократить расход металла и цемента на крепление 1 п. м ствола скважины и обеспечить возможность применения специализированных самоходных буровых установок.

Следовательно, комплексная, а особенно предварительная и опережающая дегазация угольных пластов, - это технологическая борьба за максимально полное (от их природного содержания) извлечение только свободного и адсорбированного газа метана. Эти же формы метана характеризуются наибольшей подвижностью и наименьшей энергией активации к извлечению. По объему свободно выделившегося газа метана при перебурке керногазонаборником угольного пласта можно судить о потенциальной активности данного пласта и конкретной марки угля к свободной и слабосорбированной (адсорбированной) газоотдаче на этапе предварительной и опережающей дегазации, но, по-видимому, с учетом пневмогидровоздействия на угольный пласт. Обусловлено это тем, что в процессе бурения керногазонаборником происходит разгрузка геостатического давления и растрескивание выбуриваемого керна, что в значительной мере схоже с процессом гидроразрыва угольного пласта с образованием связанных газопроводящих трещин.

Доля свободного метана в углегазовых пробах для одних и тех же марок угля увеличивается при увеличении глубины залегания угольных пластов с 600 м до 1800 м в 1,35 раза - в угле 7Т, в 1,40 раза - в углях 2Г+3Г, 1,50 раз - в тощих углях 7Т, в 1,55 раза - в угле 4Ж и в 1,70 раза - на стадии 5К. Количество адсорбированного метана с увеличением глубины с 600 до 1800 м для всех марок угля практически не меняется, только в углях 6ОС и 7Т увеличивается в 1,07-1,10 раза, что, по-видимому, связано с уменьшением в них доли свободного метана. В целом выявленные закономерности изменения газоносности, газоотдачи и эффективности потенциальной извлекаемости газа метана из угольных пластов всех газоносных марок отражены на рисунке 2, который по существу является предполагаемой моделью потенциальной эффективности дегазации каменных углей Донбасса. Основные результаты построений сводятся к следующему:

– учитывая среднюю глубину горных работ в Донецком бассейне более 770 м и выявленные закономерности в изменении свободного и адсорбированного метана в углях, обязательную предварительную и опережающую дегазацию угольных пластов в Донбассе с помощью поверхностных газово-дренажных скважин

необходимо проводити при газоносності углей від  $15 \text{ м}^3/\text{т}$  і більше (по угольним басейнам інших країн від  $8$  до  $14 \text{ м}^3/\text{т}$ );

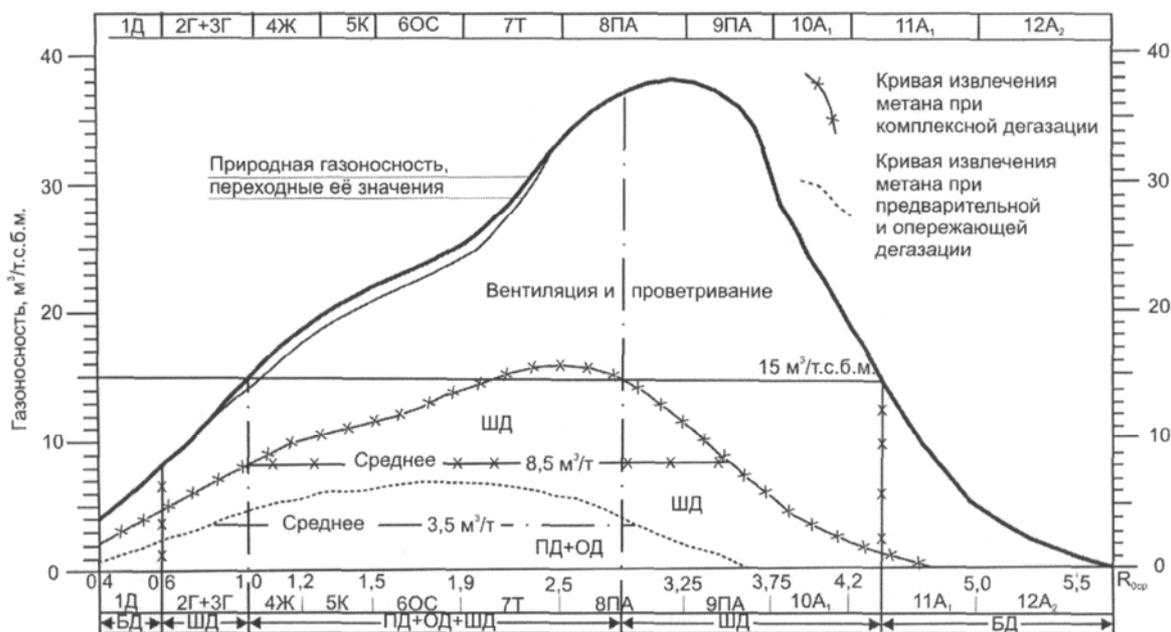


Рис 2. Потенціальна ефективність дегазації углей Донбасу в відповідності з їх газоотдачею на глибині 900-1000 м

(ПД - попередня дегазація, ОП-опережувальна дегазація, ШД - шахтна дегазація, БД - без дегазації;  $15 \text{ м}^3/\text{т}$  - газоносність углей, з якою обов'язково проведення попередньої -ПД і опережувальної -ОД дегазації для стадій 4Ж, 5К, 6ОС, 7Т і частково 8 ПА)

– попередню і опережувальну дегазацію цілесовбодно проводити для углей стадій 4Ж-5К-6ОС-7Т і, частково, 8ПА при середній вилучуваності метану  $3,5 \text{ м}^3/\text{т}$  з однієї тонни углей;

– найбільша ефективність попередньої і опережувальної дегазації угольних пластів ( $6,0-6,6 \text{ м}^3/\text{т}$ ) буде досягнута в углях 5К-6ОС-7Т;

– максимальні показники (до  $2,6 \text{ м}^3/\text{т}$  або 13-14 % від загальної газоносності) попередньої видобувної поверхневими скважинами вільного метану прогножуються для коксових углей (5К);

– наибольший объем извлечения метана при шахтной дегазации (от 7,5 до 11 м<sup>3</sup>/т) приходится на угли стадии метаморфизма 7Т-8ПА-9ПА, а средний объем от 4 до 7,5 м<sup>3</sup>/т - в углях 4Ж-5К-6ОС и, частично, 10А;

– комплексная (предварительная, опережающая и шахтная) дегазация обеспечивает извлечение метана и снижение природной газоносности углей на 53-58 % для стадий 3Г-4Ж-5К-6ОС, на 45 - для 7Т, на 35-30 % для 8ПА и 9ПА соответственно.

В Донецком бассейне в составе угленосной толщи выявлен также целый ряд небольших месторождений природного газа, приуроченных к ловушкам различного типа. Характерными для них являются:

– локализация в пластах песчаников аллювиально-дельтового и прибрежно-морского генезисов;

– многоэтажность - формирование 2-5 газоносных этажей;

– высокое качество газа;

– наличие газоводяного контакта и пластовых давлений, пониженных или близких к гидростатическим [1, 8].

Поэтому в благоприятных условиях пачки аллювиально-дельтовых песчаников стадии начального катагенеза, а не угольные пласты марок Д-Г служат основными путями движения пластовых флюидов [4, 7]. А в районах развития углей средней и высокой стадий метаморфизма газ метан, проникающий в поровое пространство песчаников, находится в фильтрационно-динамическом равновесии с метаном угольных пластов. Глубины максимальной потенциальной газонасыщенности (до 5-9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) данных песчаников изменяются от 1280 м до 1850-2000 м, а практически полное отсутствие в них газонасыщенности прогнозируется на глубинах от 2600 м до 3800 м. При этом изменения потенциальной газонасыщенности песчаников Донбасса с глубиной носят параболический характер [3, 7].

**Выводы.** Комплексная поэтапная дегазация шахтных полей является основой для наиболее эффективного использования энергетического потенциала угольных месторождений и обеспечения метанобезопасности угледобычи в сложных горно-геологических условиях Донбасса. Главная целевая ее направленность заключается в определении уровня газодобываемости

из угольных пластов и газоносных песчаников на базе первичной геологической информации по их газоносности, микро-и макро-структуре, пористости и проницаемости с учетом потенциальной газоотдачи дегазируемых объектов и технологических мероприятий по управлению свойствами и состоянием углепородного массива. Объемы извлечения газа метана в скважины будут зависеть не только от природной газопроницаемости гранулярных и трещинно-поровых коллекторов, но и от времени функционирования дегазационных скважин. Поэтому опережающая добыча газа метана с помощью поверхностных дегазационных скважин должна начинаться за 2,5-7 лет до ведения горных и очистных работ и продолжаться в оптимальном варианте на протяжении 12-15 лет.

### СПИСОК ССЫЛОК

1. Пучков Л. А., Сластунов С В., Коликов К. С. Извлечение метана из угольных пластов. - М.: Издательство Московского горного университета, 2002. - 383 с.
2. Буханцов А. И., Муравьева В. М. Повышение газоотдачи углепородного массива // Современные проблемы шахтного метана (Сборник научных трудов). - М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2005. - С. 62-68.
3. Жикаляк М. В., Лукинов В. В. Попередня дегазація - запорука безпечного ресурсозберігаючого вуглевидобутку в Донбасі // Геотехнічна механіка: Між від. зб. наук. праць. - Дніпропетровськ: Видавництво Інституту геотехнічної механіки ім. М. С. Полякова НАН України, 2008. - Вип. 80. - С. 3-10.
4. Забигайло В. Е., Широков А. З. Проблемы геологии газов угольных месторождений // Изд-во "Наукова думка", 1972. - Київ. -172 с.
5. Аммосов И. И., Еремин И. В. Трещиноватость углей // Изд-во АН СССР, 1966.-М.
6. Кирюков В. В., Новикова В. Н. Геосинэнергетические проблемы нанопространства и фазовых состояний ископаемых углей и угольного метана // Сборник трудов молодых ученых

- СПГГИ (ТУ) "Записки горного інститута. - Т. 155. Часть 1.- С-Пб.-2003. -С. 24-27.
7. Булат А. Ф., Звягильский Е. Л., Лукинов В. В. и др. Углеродный массив Донбасса как гетерогенная среда // Изд-во "Наукова думка", 2008. - Київ. - 412 с.
  8. Павлов С. Д. Пути освоения природных газов угольных месторождений // Изд-во "Колорит". 2005. - Харьков. - 336 с.