

УДК 622.278

## Добыча метана и подземная газификация угольных и сланцевых запасов

*Представлена геотехнологическая схема газификации угольных и сланцевых пластов, разработанная в Национальном горном университете, путем внедрения новых технических решений, позволяющая непосредственно из пласта добывать природный метан и искусственный генераторный газ. Приведена обобщенная характеристика сланцевого газа и способ его извлечения. Показана и описана принципиальная схема добычи газообразного топлива из угольных и сланцевых месторождений.*

Природные горючие газы, широко используемые в промышленности и быту, как правило, на 90 – 98 % состоят из метана. В недрах земли его основная масса рассеяна в осадочных и изверженных горных породах, а также в илах озер, рек, морей и океанов.

Длительное время уголь и сланец были основным энергетическим сырьем. Однако в углях и сланцевых толщах сконцентрировано огромное количество углеродных газов, преимущественно метана, который также представляет интерес как энергетическое и химическое сырье. Угольные и сланцевые газы состоят из метана, углекислого газа, тяжелых углеводородов, сероводородов, азота и водорода. Эти газы образуются в процессе превращения растительного материала в торф, уголь, сланец в период их метаморфизма. Наличие метана в рудничном газе в определенных концентрациях представляет боль-

шую опасность, так как с воздухом он образует взрывоопасную смесь.

Пласты угля представляют собой неоднородное трещиноватопористое тело. Размеры пустот колеблются от нескольких ангстрем до миллиметров. В пустотах содержится основное количество метана, который находится также в пластах и в сорбированном состоянии. Трещины, макро- и микропоры в угольном пласте соединяются между собой, а также с опорами и трещинами в окружающих породах лишь в пределах сравнительно ограниченных и разных по размерам участков, образуя различные по объемам, изолированные друг от друга пространства для свободного газа, хаотически разбросанные по всем направлениям пласта. Количество содержащегося в этих пространствах газа зависит от степени метаморфизма угля, определяющего общее количество образовавшегося газа в период формирования пласта, и газопроницаемости среды, которая при прочих одинаковых условиях тем меньше, чем глубже залегает пласт.

В зависимости от сопротивляемости окружающей среды, объема пустот и количества поступающего газа в каждой из них создавалось определенное давление между количеством газа в сорбированном и свободном состояниях. Свидетельством этого является, в частности, то, что в скважи-



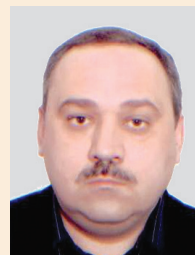
**Н. М. ТАБАЧЕНКО,**  
канд. техн. наук  
(Национальный горный университет)



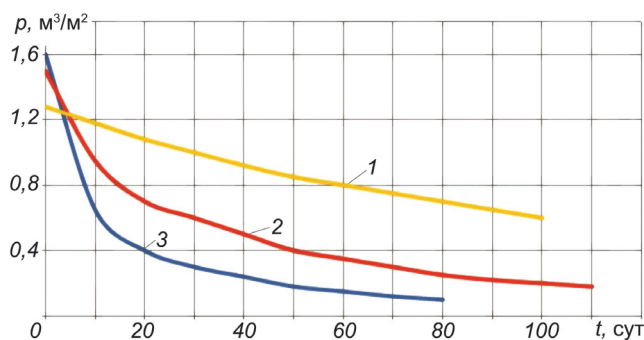
**В. С. ФАЛЬШТЫНСКИЙ,**  
канд. техн. наук  
(Национальный горный университет)



**Р. Е. ДЫЧКОВСКИЙ,**  
канд. техн. наук  
(Национальный горный университет)



**О. Д. КОЖУШОК,**  
канд. техн. наук  
(ПрАО «Донецксталь» – металлургический завод)



**Рис. 1.** Зависимость удельного газовыделения  $p$  из дегазационных скважин, пробуренных по пласту на шахте им. А. Ф. Засядько, от продолжительности дренирования  $t$ : 1, 2, 3 — усредненные зависимости газовыделения по отдельным измерительным станциям.

нах, пробуренных на различных глубинах на небольших расстояниях друг от друга, не наблюдалось одинаковое давление газа. Опыты показывают, что скважины имеют весьма ограниченную сферу действия, а газ из них выделяется так же, как и из обнаженных поверхностей пласта и отбитого угля (рис. 1).

О неравномерности распределения метана в месторождениях угля свидетельствует их фактическая газоносность. На шахтах Донбасса метаноносность угольного пласта по мере углубления горных работ вначале возрастает до  $35 - 45 \text{ м}^3$ , а затем, с дальнейшим углублением, снижается до  $5 - 10 \text{ м}^3$  и менее [1].

Органическая часть горючих сланцев имеет специфическое название — кероген-сапропелевого или гумусо-сапропелевого состава, равномерно распределенного в минеральной массе силикатного, алюмосиликатного или карбонатного состава. От ископаемого угля эти сланцы отличаются более высокой зольностью, а также большей битумизацией. При термической переработке они образуют смолу, газ и зольный остаток [2].

Разведаны сланцевые месторождения в Днепровско-Донецкой впадине, на границе Харьковской и Донецкой областей. На обширной площади Карпат распространены мелинитовые сланцы, содержащие примерно  $15 - 20$  млрд т смолистых и газовых составляющих. В Центральной части Украины разведаны горючие сланцы Болтышского месторождения с запасами  $4 - 5$  млрд т. Месторождение имеет форму круга диаметром  $20 - 30$  км, залегает на глубине  $230 - 280$  м. При разведке вскрыто шесть пластов, кондиционных по качеству сланцев, разделенных прослоями породы мощностью  $3 - 15$  м. Содер-

жащееся в них органическое вещество (кероген) при сгорании выделяет теплоту и легко поддается термическому разложению с выделением повышенного количества жидких продуктов (смол) и высококалорийного газа. Теплота сгорания горючих сланцев колеблется в пределах  $10 - 16$  МДж/кг. Горючие сланцы представляют собой практически непроницаемую породу, поэтому любые внутрипластовые методы их разработки требуют прежде всего создания в пласте искусственной трещиноватости. Система трещин должна быть достаточно интенсивной, чтобы охват объекта воздействия был существенным.

Сегодня большинству специалистов ясно, что использование в угольной и сланцевой энергетике традиционных методов подготовки и сжигания топлива в топках котлов не позволяет добиться существенного прогресса. Необходимы поиски новых нетрадиционных геотехнологических методов добычи угольного метана и сланцевого газа. Разработка и внедрение таких методов обеспечит решение главных проблем энергетики Украины и составит основу новых технологий, способных перевести энергетическое использование угля и сланца на качественно более высокий уровень.

Один из важнейших элементов технологии добычи метана из угольных и сланцевых пластов — предварительное рыхление продуктивного породного массива, что представляет возможность интенсификации горных работ, внедрение циклических и циклично-поточных технологий повышения эффективности и улучшения технико-экономических показателей извлечения метана.

В Национальном горном университете разработана геотехнологическая схема газификации угольных и сланцевых пластов путем внедрения новых технических решений, позволяющая непосредственно из пласта добывать естественный метан и искусственный генераторный газ. Технологический процесс извлечения газообразного топлива состоит из двух стадий: первая — заблаговременная подготовка поля газификации направленными скважинами и добыча метана, его последующая переработка в конечный (полезный) продукт, вторая — собственно газификация угольного или сланцевого пласта через эти же направленные скважины.

Извлечение метана реализуется в соответствии с двухстадийной технологией:

*первая* — использование метода гидроразрыва неразгруженных угольных и сланцевых пластов с последующим регулированием дебита метана путем

реверсирования скважинами и различными мероприятиями по интенсификации газоотдачи пластов. Определяющей характеристикой гидродинамического взаимодействия скважины и массива является фильтрационная проницаемость последнего, которая в силу ряда причин, связанных с геологической историей месторождения, подготовкой его к эксплуатации и последующей геотехнологической разработкой, может оказаться значительно ниже требуемой высокой продуктивности системы;

*вторая* – применение таких физических методов интенсификации добычи метана, как торпедирование, гидроподруб, импульсная, электромагнитная, электростатическая обработка разрабатываемого массива.

Указанная технология обеспечивает оптимальный режим извлечения метана и газа в результате подземной газификации пластов при разнесении во времени процессов добычи метана (сланцевого газа) из трещинного пустотного массива, образованного гидроразрывом пласта, и затем полного выгазования подготовленного участка с получением искусственного генераторного газа (рис. 2).

Начинают разработку сланцевого (угольного) пласта с предварительного подготовленного подземного газогенератора 7 [3, 4]. В зоне розжига пласта 5 известными методами разжигают пласт. По центральной направленной скважине 2 нагнетают дутьевую смесь (воздух, кислород, пар), угольный (сланцевый) пласт разгорается в зоне 5, а искусственный генераторный газ, образующийся в канале газификации 4, выдают по газоотводящим боковым направленным скважинам 3. Пласт 6 выгазовывают обратным ходом от канала 4 до границы 14 его газификации.

В процессе газификации газогенератора 7 начинают подготовку последующего подземного газогенератора 7'. Для этого бурят направленные скважины 2', 3' и криволинейный канал газификации 4'. Далее осуществляют гидравлический разрыв угольного (сланцевого) пласта водой с песком для повышения параметров природной газоотдачи в прискважинной зоне газогенератора 7' за счет увеличения трещиноватости и проницаемости пласта.

Гидравлический разрыв пород (ГРП) как один из наиболее эффективных методов образования фильтрационных каналов в угольных (сланцевых) пластах позволяет создавать протяженные трещины, обладающие высокой гидравлической проводимостью, а следовательно, способствующие резкому увеличению притока метана к скважине. Сущность ГРП за-

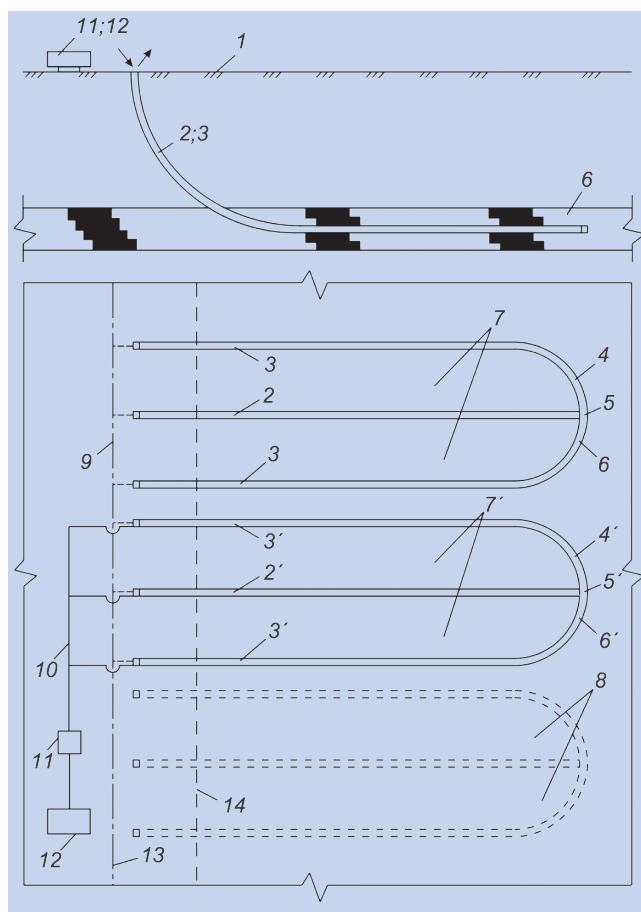
ключается в том, что в скважину под высоким давлением, превышающим гидростатическое в 1,5 – 3 раза, закачивают жидкость, в результате чего в пласте раскрываются существующие трещины или образуются новые. Давление гидроразрыва пласта определяется по формуле

$$P_p = (0,014...0,026)H\gamma_{cp}g,$$

где  $H$  – глубина залегания угольного (сланцевого) пласта, м;

$\gamma_{cp}$  – средняя плотность слоев вышележащей толщи пород, кг/м<sup>3</sup>;

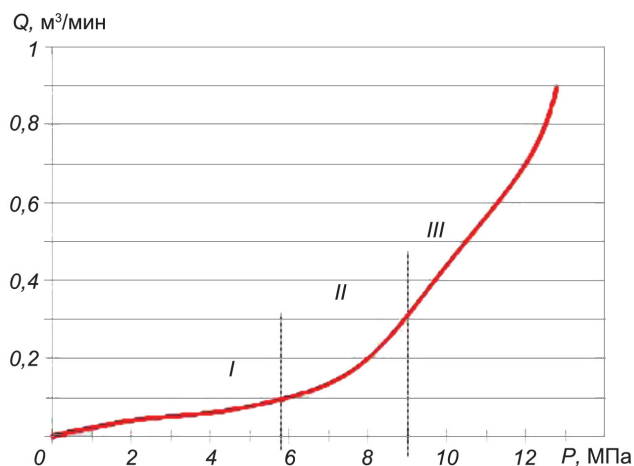
$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.



**Рис. 2.** Принципиальная схема добычи газообразного топлива из угольных и сланцевых месторождений: 1 – поверхность земли; 2, 2' – центральные вертикально-горизонтальные скважины; 3, 3' – боковые вертикально-горизонтальные скважины; 4, 4' – реакционные каналы газификации; 5, 5' – зоны розжига пласта; 6, 6' – угольный (сланцевый) пласт; 7 и 7' – предварительно подготовленный и последующий подземные газогенераторы; 8 – проектируемый подземный газогенератор; 9 – трубопровод для подачи генераторного газа; 10 – трубопровод для отвода метана; 11 – вакуум-насос; 12 – газосборник (газгольдер); 13 – трубопровод подачи газа потребителю; 14 – граница газификации угольного (сланцевого) пласта.

Давление разрыва зависит от глубины и пластового давления и колеблется в пределах 2 – 15 МПа при глубине до 300 м, причем четко прослеживается увеличение давления для горизонтального разрыва по сравнению с вертикальным для тех же глубин.

В период закачивания воды в пласте образуются три зоны (*I*, *II*, *III*), зависящие от объема закачиваемой жидкости  $Q$  и давления  $P$ , создаваемого насосами (рис. 3).



**Рис. 3.** Зависимость объема  $Q$  закачиваемой жидкости от давления  $P$ : *I*, *II* и *III* – зоны раскрытия трещин в массиве пласта в период гидравлического разрыва.

В зоне *I* давление нагнетания жидкости поднимается медленно. Вода движется по природным порам и трещинам без нарушения структуры пласта. В зоне *II* начинается разрушение структуры пласта, расширяются трещины, поры и быстрее принимается вода. В зоне *III* прием воды увеличивается по прямой. Вода движется в пласте по новым трещинам, щелям, гидросопротивление которых стало значительно меньше.

Для расклинивания трещин к рабочей жидкости добавляют крупнозернистый песок. Скорость закачивания составляет 0,013 – 0,20 м³/с. Для одной операции гидроразрыва используют 80 – 100 м³ воды и 13 – 16 м³ песка или другого расклинивающего агента. Процесс гидроразрыва разделяют на три самостоятельные операции: образование трещин, подача песка в скважины и продувка его в трещины для поддержания их в раскрытом состоянии в период извлечения метана. Гидроразрыв пород осуществляют в горизонтальной (пластовой) части направленных скважин, изолированной от остальной ее части герметизирующими устройствами. Пластовые части направленных скважин не укрепляют обсад-

ными трубами. Устойчивость стенок таких скважин поддерживается за счет образования глинистой корки от промывочной жидкости в процессе бурения, а также внутрискважинной глинизации.

После создания системы трещин в пласте метан, находящийся в массиве и боковых породах, по сети природных и искусственных трещин поступает через стенки горизонтальной части направленных скважин и по ним вакуум-насос *II*, расположенный на поверхности, отсасывает его в газгольдер (газосборник) *I2* (см. рис. 2). В результате гидрорасчленения угольного (сланцевого) пласта и выхода метана достигается дальнейший рост реакционной поверхности в пустотах трещин, которая создает условия для интенсификации второй стадии – процесса скважинной газификации угольного (сланцевого) пласта, обеспечивающего повышенный выход искусственного генераторного газа [4].

Образованию повышенной реакционной поверхности пласта способствует и дегазация (отсос метана вакуум-насосом). Метан мигрирует из пласта, оставляя трещины, поры и пустоты, в которых затем происходит интенсивный процесс газификации. Извлеченный метан из подземного газогенератора *7'* по скважинам *2'*, *3'* и газопроводу *10* аккумулируется в газосборнике *12*. После полного выделения метана (сланцевого газа) участок *7'* готов для последующей газификации – второй стадии получения искусственного генераторного газа.

Двухстадийный режим производства газообразного топлива позволяет ликвидировать потери метана в пласте, который при дальнейшей газификации участка *7'* будет сторгать. Полученный генераторный газ направляется также в газгольдер, где смешивается с природным метаном. Из газгольдера смесь горючих газов повышенной калорийности (теплотворной способности) направляется потребителям [5, 6].

В период газификации подземного газогенератора *7'* выполняют подготовку и обработку пласта гидроразрывом нового проектируемого подземного генератора *8*. Такая двухстадийная техническая схема циклической разработки угольного (сланцевого) пласта продолжается до полной отработки намеченного участка месторождения.

**Выводы.** Разработана новая геотехнологическая схема извлечения газообразного топлива из месторождений твердых горючих ископаемых, позволяющая включить в сферу интенсивной инженерной деятельности месторождения угля и сланца, увеличить

коэффициент извлечения запасов, резко снизить безвозвратные потери топлива.

Эффективная эксплуатация месторождений твердых горючих ископаемых методами скважинной геотехнологии возможна лишь при достаточно высокой проницаемости вмещающих пород в окружающем массиве направленных скважин.

Одним из эффективных методов создания проницаемых каналов в массиве горных пород является гидроразрыв пласта водой, подаваемой под высоким давлением. Метод позволяет направленно воздействовать на породный массив с образованием заданного количества вертикальных и радиальных трещин ненулевого раскрытия, которые используются как гидродинамические каналы. Гидравлический разрыв пород также создает условия для управления фильтрационными свойствами околоскважинного массива, обеспечивающего интенсивный выход метана (сланцевого газа) из обработанного пласта.

Заблаговременная подземная дегазация последующего подземного газогенератора повышает теплоту сгорания генераторного газа в каждом предыдущем газогенераторе за счет смешивания его с уже добытым метаном; можно избежать потерь метана, находящегося в пласте (при газификации он сгорит) и одновременно интенсифицировать процесс газификации пласта в этом газогенераторе при возрастании реакционной поверхности массива после его обработки гидроразрывом и последующей дегазации пласта.

Геотехнологическая добыча газообразного топлива из угольных и сланцевых месторождений создает предпосылки объединения всех работ (от разведки до эксплуатации) в один непрерывный производственный цикл, что не только определяет перспективы ее использования в горной промышленности, но позволяет рассматривать как новое направление

в горной науке. Простота технологии, минимальные капитальные затраты строительного периода, сроки освоения, полная автоматизация работ и высокая степень извлекаемости запасов из недр в сочетании с организацией эксплуатационных работ как естественного продолжения геотехнической разведки месторождений скважинная геотехнология дает возможность резко снизить затраты не только на разведку, но и на освоение месторождения.

### ЛИТЕРАТУРА

1. *Петросян А. Э.* Закономерности, характеризующие процессы газовыделения в горных выработках и их инженерное приращение / А. Э. Петросян. – М.: ИГД им. А. А. Скочинского, 1987. – 221 с.
2. *Pae T.* Artificial mountains in north-east Estonia: monumental dumps of ash and semi-coke / T. Pae, A. Luud, M. Sepp // Oil Shale. 2005. – Vol. 22. – No. 3. – P. 333 – 343.
3. *Каширский В. Г., Коваль А. А.* Горючие сланцы – альтернативный источник топлива и сырья // Фундаментальные исследования. Опыт и перспективы: материалы междунар. конф., 21–23 мая 2007 г. / В. Г. Каширский, А. А. Коваль. – Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2007. – С. 74 – 76.
4. *Фальштинський В. С.* Дослідження адаптаційних процесів системи «породовугільний масив – підземний газогенератор» на стендовій установці / В. С. Фальштинський, Р. О. Дичковський, В. Г. Лозинський, П. Б. Саїк // Наук. вісн. НГУ. – 2011. – № 6. – С. 66 – 74.
5. *Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля* / [О. В. Колоколов, Н. М. Табаченко, А. М. Ейшинский и др.]. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 281 с.
6. *Возможность комплексного использования газов при разработке месторождений энергетического сырья* / В. И. Бондаренко, Н. М. Табаченко, В. С. Фальштынський [и др.] // Горн. журн. Черные металлы (спец. выпуск). – 2010. – С. 51 – 57.