

## ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

УДК 622.35

### РАСЧЕТ ДЕБИТА МЕТАНА ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Ю. М. Леконцев<sup>1</sup>, П. В. Сажин<sup>1</sup>, А. В. Новик<sup>2</sup>, Ю. Б. Мезенцев<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,  
E-mail: pavel301080@mail.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>ООО "Автостройкомплект",

ул. Толстого, 133, офис Т303, 630008, г. Новосибирск, Россия

<sup>3</sup>ООО "ПМХ-Уголь", 1-я Стахановская, 1а, 650021, г. Кемерово, Россия

Изложены общешахтные причины, сдерживающие угледобычу в Кузбассе в связи с ростом глубины ведения горных работ и выделением метана из угольного массива в отработанное пространство. Предложены уточнения к известным теоретическим расчетам удельного газо-выделения из угольных пластов с применением технологии поинтервального гидроразрыва. Показана теоретическая и экспериментальная обоснованность скорректированной методики расчета газоотдачи угольных пластов на основе данных, полученных в ходе проведения поинтервальных гидроразрывов из дегазационных скважин.

*Метаноносность, направленный гидроразрыв, метан, дегазация*

DOI: 10.15372/FTPRPI20210406

Несмотря на широкое применение известных стандартных технологий, повышающих эффективность дегазации угольных пластов с высоким содержанием метана, профилактических мероприятий, обеспечивающих безопасность проходческих и очистных работ, остаточное метановыделение в горные выработки остается на опасном уровне, нередко превышающем требуемый по нормативным указаниям [1]. Это обстоятельство значительно сдерживает работу высокопроизводительных горных машин. Кроме того, содержание метана и интенсивность его выделения в горные выработки растут с увеличением глубины обрабатываемых угольных пластов.

На шахтах Кузбасса для дегазации применяются технологии, включающие бурение сетки дегазационных скважин либо с поверхности (предварительная дегазация), либо из подготовительных горных выработок. При этом схемы расположения скважин весьма разнообразны и выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий, опыта отработки предыдущих лав и т. д.

По оценке некоторых специалистов, содержание метана в угольных пластах России суммарно превышает 50 трлн м<sup>3</sup> [2]. Такой объем ресурса требует рационального отношения и использования. Промышленная добыча метана из угольных пластов позволит решить две задачи: провести их глубокую дегазацию, тем самым повысив безопасность ведения горных работ, и рационально использовать данный ценный природный ресурс в промышленных целях.

В России промышленная добыча метана из угольных пластов ведется на экспериментальном уровне, в то время как в США, Австралии и в других странах, благодаря совершенствованию технологий, повышающих продуктивность дегазационных скважин, объемы добычи метана из угольных пластов постоянно растут [3, 4].

Среднее содержание природной метаноносности в угольных пластах Кузбасса составляет 30–45 м<sup>3</sup>/т. Согласно современным предположениям, природные газы находятся в четырех фазовых состояниях: в свободной фазе; в виде конденсированной приповерхностной пленки; в виде твердого раствора; в кристаллогидратной форме [4, 5]. Сорбционные свойства как совокупность адсорбции и абсорбции метана в угле зависят от давления, температуры, влажности, петрографического состава и степени метаморфизма.

Проведенные на угольных шахтах Кузбасса и других угольных бассейнов экспериментальные исследования [6–8] показали, что метаноносность энергетических угольных пластов непрерывно растет и достигает максимальных значений на глубине 400–800 м (рис. 1).

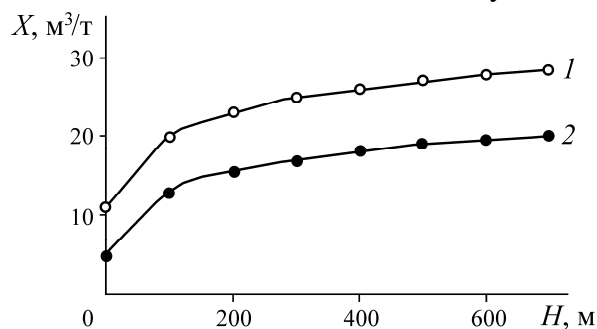


Рис. 1. Изменение метаноносности угольного пласта с увеличением глубины: 1 — высокая степень метаморфизма; 2 — низкая степень метаморфизма

В ближайшей перспективе все угольные шахты Кузбасса перейдут на горизонты ниже 400 м, поэтому вопросы дегазации разрабатываемых пластов и поиск методов повышения их эффективности переходят в разряд наиболее актуальных.

Одной из наиболее острых проблем при подземной дегазации угольных пластов является быстрое снижение дебита скважин. При этом большая часть метана (~70 %) остается в угольном массиве, что ведет к снижению их рентабельности и экономической эффективности. Этому есть несколько объяснений, в частности небольшая площадь обнажения для выхода сорбированного метана, которая зависит от параметров буримых дегазационных скважин в угольном пласте (глубины, интервала, диаметра и т. д.), а также нарушение герметичности скважин, которое ведет к снижению концентрации газа в дегазационном трубопроводе вследствие подсоса атмосферного воздуха.

Параметры сетки заложения дегазационных скважин на шахтах Кузбасса определяются по известным выражениям [1, 9]. Однако в результате их практической реализации в адрес данных источников высказывается много замечаний, связанных как с методикой математического расчета параметров скважинной сетки раскройки угольного пласта, так и с расчетами предполагаемого дебита метана из них. Анализ предлагаемых расчетов показывает, что в большинстве случаев они имеют чисто эмпирический вид и плохо согласуются с действительными практическими показателями. Математические модели слишком упрощены и не учитывают влияние на процесс дегазации важных факторов. Еще больше противоречий и вопросов вызывают зависимости, определяющие газоотдачу угольного пласта в случае проведения гидронасыщения, гидрорасчленения и гидроразрыва пласта из дегазационных скважин.

Технология гидроразрыва активно развивается и внедряется на угольных шахтах Кузбасса на протяжении последних десятилетий. Одним из лидеров в данном направлении исследований является ИГД СО РАН им. Н. А. Чинакала, в котором ведутся работы по применению гидроразрыва породного массива с целью разупрочнения горных пород и угольного пласта с постановкой и решением различных целей и задач. Проводимые исследования базируются на разработанных, запатентованных и апробированных в шахтных условиях Кузбасса образцах нового оборудования и технологических решениях. К ним, в частности, относятся конструкции для нарезания иницирующих полостей на стенках скважин и герметизирующие устройства, являющиеся основой для проведения как одноуровневых, так и многоуровневых поинтервальных гидроразрывов.

На шахте «Им. С. Д. Тихова» впервые осуществлены экспериментальные работы по дегазации угольного пласта методом поинтервального гидроразрыва, который позволяет наводить искусственную трещиноватость на нескольких уровнях по длине скважины, что увеличивает площадь поверхности выхода сорбированного метана.

В соответствии с горно-геологическими условиями залегания угольного пласта 23 (система отработки — длинными столбами по простиранию; глубина ведения работ 200 м; угол падения пласта 2–8°; мощность пласта 1,2 м) разработана схема заложения дегазационных скважин диаметром 76 мм на экспериментальном участке (рис. 2).

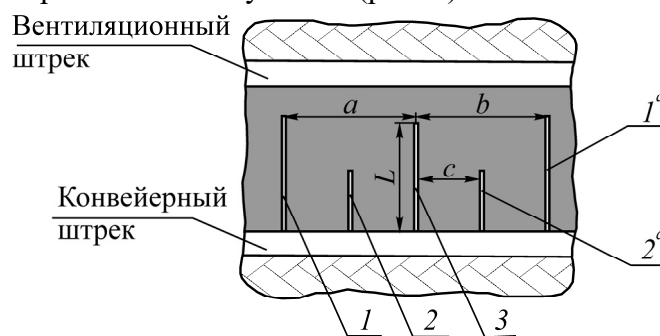


Рис. 2. Схема расположения скважин, пробуренных из конвейерного штрека: 1, 1<sup>a</sup> — стандартные скважины длиной 200 м; 2, 2<sup>a</sup> — контрольные скважины длиной 75 м; 3 — экспериментальная скважина длиной 185 м; a, b, c — расстояния между скважинами, соответственно равные 16, 24 и 8 м

Параллельно основным дегазационным скважинам пробурены экспериментальные скважины (3 рис. 2) и контрольные (2 и 2<sup>a</sup> рис. 2). Из скважины 3 по всей длине выполнены гидроразрывы с интервалом 20–30 м (рис. 3). В ходе проведения работ замеры дебита метана по всем скважинам проводились и фиксировались ежедневно.

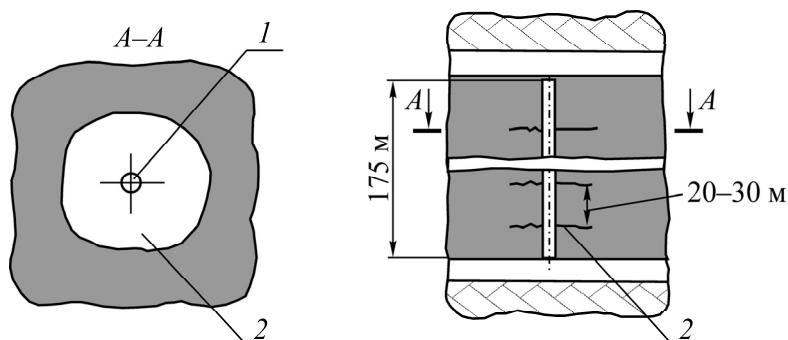


Рис. 3. Схема проведения поинтервальных гидроразрывов в угольном пласте: 1 — дегазационная скважина; 2 — плоскость гидроразрыва

Для дегазационных скважин, в которых не проводились гидроразрывы, расчет удельного метановыделения рассчитывался в соответствии с известным выражением [9]:

$$q_0 = X\beta, \quad (1)$$

где  $\beta = 1 / (16 + 12m)$ ;  $X$  — природная газоносность пласта,  $\text{м}^3/\text{т}$ ,  $m$  — мощность угольного пласта,  $\text{м}$ .

В условиях конкретного угольного пласта, обрабатываемого на шахте “Им. С. Д. Тихова”,  $X = 18 - 20 \text{ м}^3/\text{т}$ ,  $m = 1.2 \text{ м}$ . В соответствии с формулой (1) расчетное удельное метановыделение газа  $q_0 = 0.7 \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{сут}$ . Однако в ходе экспериментальных работ зафиксировано среднесуточное метановыделение из стандартных дегазационных скважин на уровне  $q_0^\phi = 0.10 - 0.18 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$ . Из экспериментальной скважины, где выполнено три гидроразрыва, метановыделение достигало уровня  $q_0^\phi = 0.38 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$  в первые 10 сут с постепенным понижением до уровня  $q_0^\phi = 0.17 - 0.20 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$  в течение 30 сут. Таким образом, фактическое метановыделение из стандартных скважин примерно в 3 раза меньше, чем из скважины, в которой выполнены поинтервальные гидроразрывы. Логично предположить, что количество гидроразрывов по длине скважины может еще больше увеличить дебит метана.

Основываясь на полученных экспериментальных данных, проведен расчет удельного метановыделения в скважину с учетом фильтрации газа из созданной гидроразрывом трещины, а также с учетом того, что суммарное выделение метана из дегазационной скважины зависит от степени заштыбовки скважины продуктами бурения:

$$q_0^\phi = \left( \frac{q_0}{3} + q_0'' \right) c, \quad (2)$$

где  $c = (1 - V_{\text{шт}} / V_{\text{ск}})$  — коэффициент снижения метановыделения из скважины из-за заштыбованности,  $V_{\text{шт}}$  — объем штыба,  $\text{м}^3$ ,  $V_{\text{ск}}$  — объем скважины,  $\text{м}^3$ ,  $q_0''$  — метановыделение в дегазационную скважину из созданной искусственной трещины гидроразрыва. Эта величина определяется по формуле Дарси исходя из геометрических параметров искусственной трещины и свойств вмещающих горных пород дегазационной скважины:

$$q_0'' = \frac{k\gamma n S \Delta P}{\mu F l}. \quad (3)$$

Здесь  $k$  — коэффициент проницаемости угля,  $\text{м}^2$ ;  $\gamma$  — пористость угля;  $n$  — количество гидроразрывов по длине скважины;  $l$  — среднее расстояние между гидроразрывами,  $\text{м}$ ;  $\Delta P$  — разница между атмосферным давлением и давлением в скважине,  $\text{Па}$ ;  $\mu$  — коэффициент динамической вязкости метана,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  $S$  — площадь поверхности искусственной трещины гидроразрыва,  $\text{м}^2$ ;  $F$  — площадь боковой поверхности скважины,  $\text{м}^2$ .

Прогнозное значение  $G'_6$  ( $\text{м}^3/\text{мин}$ ) дебита метана после завершения буровых работ на участке выемочного столба, имеющего минимально необходимую протяженность (для пуска лавы или продолжения ее работы), определяется по скорректированной формуле:

$$G'_6 = \frac{l'_c m N' q_0^\phi}{1440 t'_6 a} \ln(at'_6 + 1), \quad (4)$$

где  $N'$  — число пробуренных скважин;  $t'_6$  — время дегазации, отсчитываемое с начала бурения скважин на дегазуемом участке разрабатываемого пласта,  $\text{сут}$ ;  $l'_c$  — полезная длина скважины,  $\text{м}$ ;  $m$  — мощность угольного пласта;  $a$  — эмпирический коэффициент,  $\text{сут}^{-1}$ .

Для обеспечения требуемого показателя по дебиту метана необходимо определить количество дегазационных скважин в отработываемом массиве и продолжительность дегазации. Решение первой поставленной задачи имеет два варианта. Если выполняется условие

$$L_{\text{ст.мин}} + L_{\text{ном1}} \leq L_{\text{ст}}, \quad (5)$$

где  $L_{\text{ст.мин}}$  — расчетная протяженность обуренного и дегазируемого участка, при котором лава может быть запущена в эксплуатацию по условию необходимого времени дегазации, м;  $L_{\text{ном1}}$  — номинальное расстояние отхода лавы от монтажной камеры, при котором концентрация метана в горных выработках достигает расчетных значений, м;  $L_{\text{ст}}$  — протяженность выемочного столба, м. Тогда число восходящих и нисходящих скважин предварительной дегазации составит соответственно

$$N' = \frac{L_{\text{ном2}}}{R_{\text{в}}}, \quad N' = \frac{L_{\text{ном2}}}{R_{\text{н}}}, \quad (6)$$

$R_{\text{в}}$ ,  $R_{\text{н}}$  — расстояния между восходящими и нисходящими скважинами, м;  $L_{\text{ном2}} = L_{\text{ст.мин}}$  — номинальная протяженность предварительно дегазируемого участка разрабатываемого пласта.

Расстояние между скважинами при реализации технологии рассчитывается исходя из результатов опытного применения метода гидроразрыва при решении различных задач на шахтах Кузбасса [10]:

$$R = rk_1k_2, \quad (7)$$

где  $r$  — радиус развития трещины гидроразрыва в массиве (определяется экспериментальным путем и зависит от свойств пород, в которых проводятся работы), м;  $k_1$  — коэффициент неравномерности развития радиуса трещинообразования;  $k_2$  — коэффициент перекрытия плоскостей гидроразрыва.

Минимальная протяженность обуренного и предварительно дегазируемого участка, при котором лава может быть запущена в эксплуатацию (бурение продолжается), вычисляется по формуле

$$L_{\text{ст.мин}} = V_{\text{оч}} (T_{\text{дег.мин}} + T_{\text{рез}}), \quad (8)$$

где  $V_{\text{оч}}$  — расчетная скорость отхода очистного забоя (определена в расчетах параметров проветривания соответствующей лавы, м/сут);  $T_{\text{дег.мин}}$  — требуемое время дегазации, сут;  $T_{\text{рез}}$  — время резерва на возможные простои при дегазации, сут.

Продолжительность дегазации отсчитывается с начала бурения скважин  $N'$  на дегазируемом участке разрабатываемого пласта:

$$t'_0 = \frac{L_{\text{ном2}}}{V_{\text{отх}}}, \quad (9)$$

здесь  $V_{\text{отх}}$  — скорость отхода опережающего бурения скважин предварительной дегазации, принимается равной скорости отхода соответствующей лавы  $V_{\text{оч}}$ , м/сут.

Если выполняется условие  $L_{\text{ст.мин}} + L_{\text{ном1}} > L_{\text{ст}}$ , то лава может быть запущена по истечении некоторого времени, а число восходящих и нисходящих скважин предварительной дегазации для рассматриваемого периода составит:

$$N' = \frac{L_{\text{ном2}}}{R_{\text{в}}} = \frac{L_{\text{ст}} + L_{\text{ном1}}}{R_{\text{в}}}, \quad (10)$$

$$N' = \frac{L_{\text{ном2}}}{R_{\text{н}}} = \frac{L_{\text{ст}} + L_{\text{ном1}}}{R_{\text{н}}}.$$

Тогда продолжительность дегазации, отсчитываемая с начала бурения скважин  $N'$  на дегазуемом участке разрабатываемого пласта, будет равна

$$t'_0 = \frac{L_{\text{ст}} - L_{\text{ном1}}}{V_{\text{отх}}}. \tag{11}$$

Если дегазация выработанного пространства и подрабатываемых пластов не требуется, то  $L_{\text{ном1}} = 0$ .

Расход метановоздушной смеси (МВС), извлекаемой при предварительной дегазации разрабатываемого пласта, определяется как

$$Q_{\text{см.р.п.}} = G_{\text{д}} + n_{\text{с}} \Pi_{\text{уд}} \sqrt{B_{\text{у}}}, \tag{12}$$

где  $G_{\text{д}} = G'_0$  — дебит метана из скважин (метанодобычаемость), м<sup>3</sup>/мин;  $n_{\text{с}} = N'$  — число одновременно работающих скважин;  $\Pi_{\text{уд}}$  — допустимые удельные подсосы воздуха в дегазационные скважины, МПа;  $B_{\text{у}}$  — разряжение на устье скважины, МПа.

В настоящее время ведутся экспериментальные работы по внедрению технологии поинтервального гидроразрыва с целью дегазации угольного пласта 23 на шахте “Им. С. Д. Тихова”. На рис. 4 представлено изменение дебита метана из скважины, в которой проведены гидроразрывы на трех уровнях.

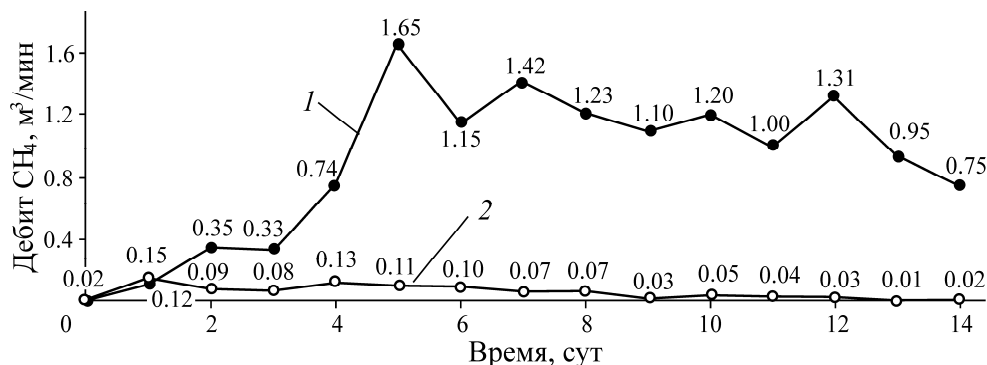


Рис. 4. Изменение дебита метана из экспериментальной скважины: 1 — после проведения гидроразрыва; 2 — без проведения гидроразрыва

Опыт ведения дегазационных работ на данной шахте показывает, что уровень дебита газа из них не превышает 0.15 м<sup>3</sup>/мин. Таким образом, реализация технологии поинтервального гидроразрыва при дегазации угольного пласта позволяет увеличить дебит метана в среднем в 10–15 раз при осуществлении гидроразрывов не менее чем на трех уровнях. Извлечение газа из дегазационных скважин можно увеличить при проведении большего числа гидроразрывов.

Создание дополнительной искусственной трещиноватости может значительно повысить как расход метановоздушной смеси, так и дебит метана из дегазационных скважин, а следовательно, проводить более полную дегазацию угольного пласта и усилить безопасность его отработки.

Проведенные исследования показали перспективность применения технологии поинтервального гидроразрыва и оборудования с целью дегазации угольного пласта. В плане развития технологии поинтервального гидроразрыва необходимо продолжить шахтные исследования на других угольных пластах Кузбасса для наработки базы данных, повышающих достоверность теоретических расчетов.

## ВЫВОДЫ

Тенденция роста добычи угля в Кузбассе происходит на фоне увеличения метаносодержания в отрабатываемых пластах. Проведение поинтервальных гидроразрывов из скважин, пройденных в газосодержащих угольных пластах, повышает их метаноотдачу. Заштыбованность дегазационных скважин оказывает существенное влияние на метаноотдачу из них. Скорректированные расчетные формулы удельного метановыделения при применении поинтервальных гидроразрывов позволяют с достаточной достоверностью выполнять предварительный теоретический расчет метановыделения из угольного пласта. Инструментальные замеры подтвердили эффективность технологии поинтервального гидроразрыва и средств ее реализации.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Методические положения** по выбору и применению новых технологий дегазации и управления метановыделением на угольных шахтах — Люберцы: ННЦ ГП — ИГД им. А. А. Скочинского, 2000. — 116 с.
2. **Пармузин П. Н.** Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов. — Ухта: УГТУ, 2017. — 109 с.
3. **Зборщик М. П., Осокин В. В., Соколов Н. М.** Предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах. — Киев: Техника, 1984. — 148 с.
4. **Дмитриев А.М.** Проблемы газоносности угольных месторождений. — М.: Наука, 1982. — 260 с.
5. **Метан** в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев, Н. Г. Матвиенко — М.: ИПКОН РАН, 2006. — 312 с.
6. **Сердюков С. В., Патутин А. В., Шилова Т. В., Азаров А. В., Рыбалкин Л. А.** Технологии повышения эффективности разработки твердых полезных ископаемых с использованием гидроразрыва горных пород // ФТПРПИ. — 2019. — № 4. — С. 90–97.
7. **Lu S., Cheng Y., Ma J., and Zhang Y.** Application of in-seam directional drilling technology for gas drainage with benefits to gas outburst control and greenhouse gas reductions in Daning coal mine, China, Nat Hazards, 2014, Vol. 73, No. 3. — P. 1419–1437.
8. **Gray I., Zhao X., and Liu L.** Mechanical properties of coal measure rocks containing fluids at pressure, Coal Operators' Conf., Wollongong, Australia, 2018. — P. 195–204.
9. **Разрушение** горных пород. — СПб.: ЛГИ им. Г. В. Плеханова, 1991. — 92 с.
10. **Леконцев Ю. М., Сажин П. В.** Технология направленного гидроразрыва пород для управления труднообрушающимися кровлями в очистных забоях и дегазации угольных пластов // ФТПРПИ. — 2014. — № 5. — С. 137–143.

*Поступила в редакцию 22/XII 2020*

*После доработки 21/VI 2021*

*Принята к публикации 30/VI 2021*