

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ФЛЮИДОВ И ИНТЕГРАЛЬНОЙ
ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОДРАБОТАННОГО УГЛЕПОРОДНОГО
МАССИВА**

Исследовано влияние горных работ на изменение давления в углепородном массиве. Предложены методы определения интегральной проницаемости и изменения давлений флюидов в подработанном углепородном массиве. Рассмотрен способ выделения в подработанной толще зон «быстрого» и «медленного» газа.

**DETERMINATION OF FLUIDS PRESSURE AND PERMEABILITY IS IN
THE UNDERMINING COAL ROCK MASSIVE**

Influence of mining operations have been investigated on the change of pressure in undermining coal rock massive by application. The methods of determination of fluids pressure and permeability in the undermining coal rock massive are offered. The method of determination areas of “rapid” and “slow” gas in undermining coal rock massive are considered.

В настоящее время при добыче метана на шахтах Донбасса установлено, что максимальные объемы газа удается каптировать скважинами из углепородного массива подработанного при выемке угля. Формирование техногенных скоплений метана происходит в результате проседания пород кровли, их разуплотнения и выделения свободного и десорбированного газа в горные выработки, а также в трещиноватые зоны углепородного массива. В результате разуплотнения подработанной толщи и частичного выхода метана происходит понижение давления газа и изменяется проницаемость углепородного массива. Определение изменения давления в массиве является важной задачей, поскольку позволит определить остаточные ресурсы метана, проницаемость массива и параметры дегазационных скважин.

Наиболее точным способом определения давления в подработанном углепородном массиве являются прямые замеры пластоиспытателями при бурении скважин, однако на практике такие замеры выполняются крайне редко.

В работе [1] был предложен метод определения давления газа в подработанной углепородной толще. После проседания пород кровли часть метана из подработанной толщи дренирует в горные выработки, а часть остается в массиве, что приводит к изменению давления в нем. Как показано в работе [2], существует тенденция увеличения давления флюидов, насыщающих песчаники, вверх по разрезу от отработанного ранее угольного пласта. У верхней границы зоны подработки давление газа в толще пород должно составлять 80-90 % от гидростатического, а по мере приближения к отработанному угольному пласту давление понижается вплоть до атмосферного на границе с горной выработкой. Была предложена линейная зависимость изменения давления флюидов в подработанном массиве $P_{п.м.}$ (Па), которая выражается как функция:

$$P_{n.m.} = f(h),$$

где h – расстояние по нормали от подошвы отработанного угольного пласта до песчаника, в котором определяется давление.

Изменение давление в разуплотненном углепородном массиве над отработанным пластом отображается зависимостью:

$$P_{n.m.} = a \cdot h \cdot \gamma_e \cdot g ,$$

где γ_e – плотность воды, равная 1000 кг/м^3 ; g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; a – коэффициент, учитывающий влияние высоты зоны подработки.

Коэффициент a определяется для каждой скважины и зависит от высоты подработанного углепородного массива и давления флюидов в зоне начала разуплотнения толщ:

$$a = \frac{0,85 \cdot H_n}{h_m},$$

где H_n – глубина верхней границы зоны влияния подработки (от поверхности), м; h_m – высота влияния зоны подработки (от отработанного пласта), м.

Таким образом, определив по данному методу зависимость изменения давления для каждой скважины, получаем возможность рассчитать значения интегральной проницаемости для подработанного углепородного массива.

Указанный метод определения давления флюидов справедлив для случая, когда давление у подошвы отработанного пласта составляет $0,1 \text{ МПа}$, то есть в течение некоторого периода времени после отработки угольного пласта. С течением времени в подработанном углепородном массиве происходит миграция флюидов в сторону горной выработки с выравниванием давления в нарушенном трещинами массиве.

Установить изменение давление в подработанном массиве можно по методу, основанному на определении гидростатического и статического давлений по уровням воды в скважине [1], если во время гидрогеологических наблюдений при бурении скважины отмечались статические уровни воды, а также фиксировались отметки глубин, на которых проводились замеры.

Статическое давление в скважине по уровню воды $P_{cm.y.}$ (Па) определялось по формуле:

$$P_{cm.y.} = (H - h_{cm.y.}) \cdot \gamma_e \cdot g .$$

где $h_{cm.y.}$ – статический уровень воды в скважине, м; H – глубина залегания слоя, м.

Выполнялся расчет гидростатического давления $P_{z.cm.}$ (Па) в скважине для глубин, на которых проводились замеры статических уровней по формуле:

$$P_{z.cm.} = H \cdot \gamma_g \cdot g.$$

Далее определялся коэффициент понижения статического давления в скважине ($k_{n.c.d.}$), показывающий относительное изменение давления от гидростатического, по формуле:

$$k_{n.c.d.} = \frac{P_{cm.y.}}{P_{z.cm.}}$$

По этим двум методам по ряду скважин, пробуренным на подработанный углепородный массив были определены зависимости изменения давлений и интегральная проницаемость подработанного углепородного массива.

Данные исследования выполнялись по ряду скважин на поле шахты им. А. Ф. Засядько и перебуривших отработанный пласт n_1 .

По каждой скважине рассчитывалась высота влияния подработки, определялась зависимость понижения давления относительно горной выработки и определялась интегральная проницаемость, а по гидрогеологическим данным определялся коэффициент понижения статического давления.

Скважина № 3431. Выемочная мощность подработанного угольного пласта – 1,5 м. Выход летучих веществ V^{daf} – 40,6 %. Высота влияния подработки пород $h_{m.n.}$ – 97 м. Зависимость изменения давления газа в подработанном массиве в районе скважины выражается как:

$$P_{n.m.} = 0,25 \cdot h \cdot \gamma_g \cdot g.$$

Полученное уравнение позволяет рассчитывать давление газа в подработанной толще, а также, с учетом ранее проведенных исследований [3] проследить изменение проницаемости массива. Как видно на графике (рис. 1 а), интегральная проницаемость стремительно возрастает, начиная с отметки 310 м и к отметке 330 м составляет около $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

По значениям коэффициента понижения статического давления, был построен график (рис.1 б). На отметке 250 м $k_{n.c.d.} = 0,97$ и по мере приближения к отработанному угольному пласту его значения снижаются. Так, на расчетной границе начала зоны подработки $k_{n.c.d.} = 0,94$ и на отметке 342 м становится равным 0,8 – 0,81 и не изменяется вплоть до отработанного пласта.



Рис. 1 – Изменение интегральной проницаемости (а) и коэффициента понижения статического давления (б) с глубиной для песчаников нарушенного углепородного массива над отработанным пластом n_1 в районе скважины №3431 пробуренной на поле шахты им. А.Ф. Засядько

Таким образом, сопоставив графики изменения интегральной проницаемости с графиком понижения статического давления видно, что снижение этих величин происходит примерно в одних и тех же интервалах. Исходя из этого можно сделать вывод, что обоими методами были выделены две зоны в подработанном углепородном массиве: зона «медленного газа» (от 280 до 320 м), которая соответствует зонам III и IV по М. А. Иофису [4] и зона «быстрого газа» (от 320 до 378 м), соответствующая зонам I и II. Согласно работы [5] метан из зоны «быстрого газа» поступает в работающую лаву, иногда в 2 и более раза повышающий газообильность, метан из зоны «медленного газа» медленно дренирует в выработанное пространство, повышая фоновую концентрацию.

Скважина №3844 (рис. 2). Выемочная мощность подработанного угольного пласта – 1,0 м. Выход летучих веществ $V^{daf} = 40,6\%$. Высота влияния подработки пород $h_{m.n.} = 65$ м. Зависимость изменения давления газа в подработанном массиве в районе скважины выражается как:

$$P_{n.m.} = 0,28 \cdot h \cdot \gamma_e \cdot g.$$

Интегральная проницаемость массива (рис. 2 а) в районе данной скважины начинает стремительно возрастать с отметки 240 м и к отметке 250 м становится $250 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. То есть, после отметки 240 м подработанный углепородный массив становится более нарушенным с увеличивающимся количеством трещин. Эти теоретические расчеты подтверждены расчетами коэффициента понижения статического давления. Как видно по графику (рис. 2б) значения $k_{n.c.d.}$ до глубины 248 м не изменяются и составляют 0,95 – 0,96, а далее стремительно падают и на отмет-

ке 259 м – $k_{н.с.д.} = 0,23$. Таким образом, в районе данной скважины также можно выделить зоны «медленного» (212 – 248 м) и «быстрого» (248 – 277 м) газа.

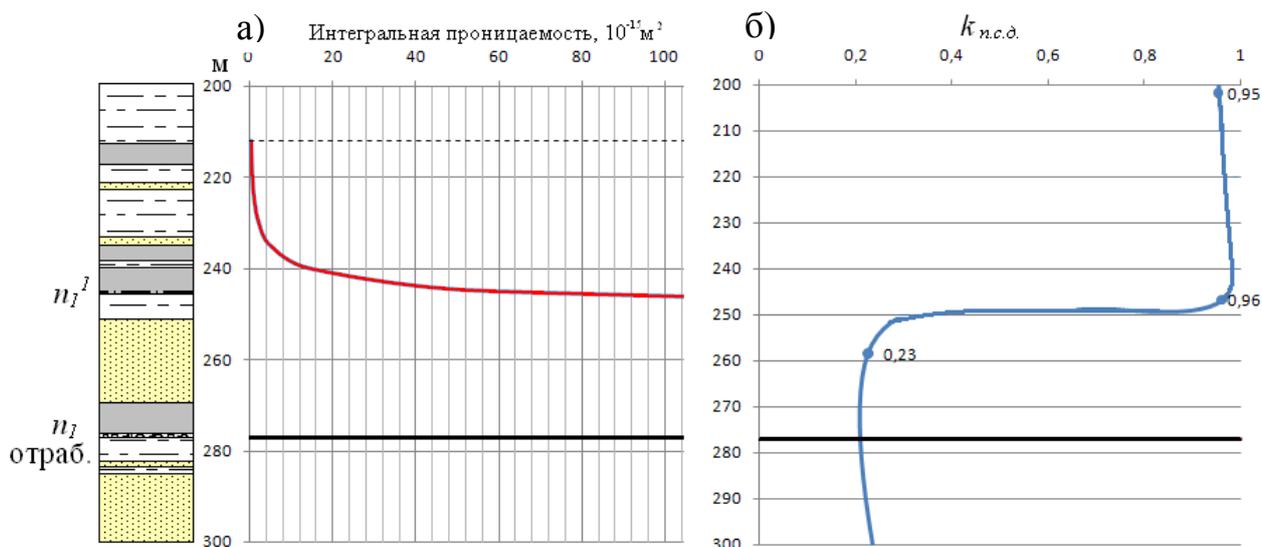


Рис. 2 – Изменение интегральной проницаемости (а) и коэффициента понижения статического давления (б) с глубиной для песчаников нарушенного углепородного массива над отработанным пластом n_1 в районе скважины №3844 пробуренной на поле шахты им. А.Ф. Засядько

Скважина Д-5 (рис. 3). Выемочная мощность подработанного угольного пласта – 1,5 м. Выход летучих веществ $V^{daf} = 40,6\%$. Высота влияния подработки пород $h_{м.п.} = 97$ м. Зависимость изменения давления газа в подработанном массиве в районе скважины выражается как:

$$P_{п.м.} = 0,25 \cdot h \cdot \gamma_v \cdot g.$$

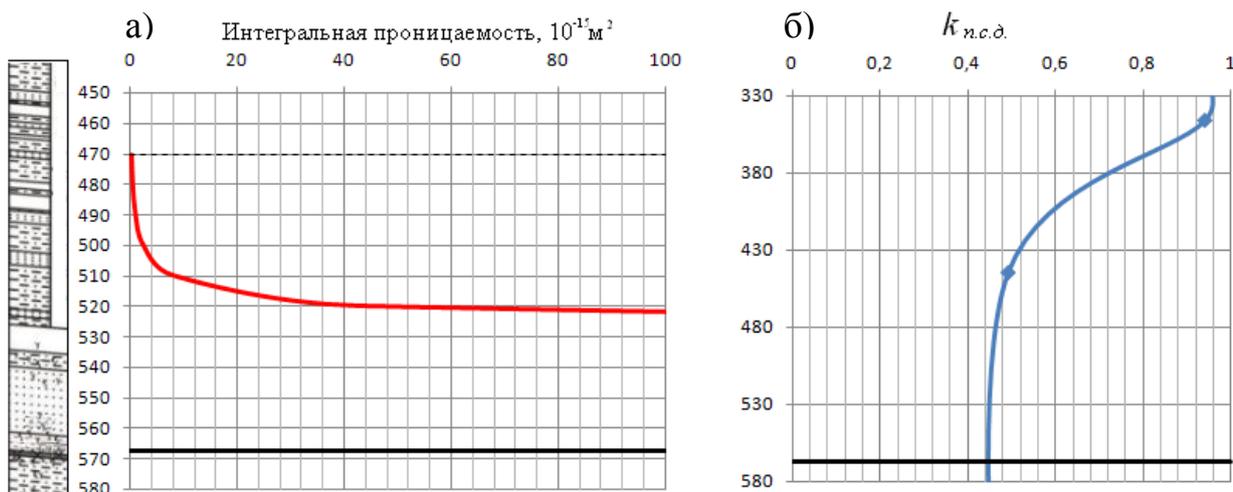


Рис. 3 – Изменение интегральной проницаемости (а) и коэффициента понижения статического давления (б) с глубиной для песчаников нарушенного углепородного массива над отработанным пластом n_1 в районе скважины №3431, пробуренной на участке Кальмиуский Рудник, поле шахты им. А. Ф. Засядько

Расчетные значения интегральной проницаемости в подработанной толще в районе скважины Д-5 показали, что наиболее быстрое увеличение проницаемости начинается с глубины 520 м (рис. 3а). Эти расчеты подтверждаются тем, что при бурении скважины, начиная с глубины 530 м началось 100 % поглощение промывочной жидкости. Но, сопоставив график изменения проницаемости с графиком понижения (рис. 3 б) статического уровня видно, что зоны не совпадают, как в предыдущих двух скважинах. В данной скважине отклонение $k_{н.с.д.}$ от значений близких к 0,9 начинается с отметки 350 м и на отметке 445 м снижение значений коэффициента прекращается и становится близким к 0,45 – 0,5. Такое отличие можно объяснить различиями между расчетной высотой зоны влияния подработки и природной.

Таким образом, применив указанные выше методы можно прогнозировать интегральную проницаемость и изменения давлений флюидов в подработанном углепородном массиве, что позволит выделять в толще зоны «быстрого» и «медленного» газа, определять параметры оценки и извлечения запасов метана в подработанной углепородной толще.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Давление флюидов и оценка изменения интегральной проницаемости в подработанном углепородном массиве / В. В. Лукинов, А. П. Клец, А. В. Приходченко [и др.] // Наук. вісн. НГУ. – 2010. – Вип. 5.
2. Лукинов В. В. Метан закрытых шахт – проблемы и решения / В. В. Лукинов // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2006. – Вып. № 67. – С. 55 – 67.
3. Фильтрационные параметры коллектора – углепородного массива, подработанного горными выработками / В. В. Лукинов, А. П. Клец, В. В. Бобрышев [и др.] // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2002. – Вып. № 37. – С. 74 – 79.
4. Иофис М. А. Инженерная геомеханика при подземных разработках / М. А. Иофис, А. И. Шмелев. – М. : Недра, 1985. – 248 с.
5. Лукинов В. В. Принципы оценки ресурсов извлекаемого метана из подработанной углепородной толщи / В. В. Лукинов, В. В. Фичев, А. П. Клец // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2002. – Вып. № 32. – С. 30 – 40.