

В.Г. Перепелица, д. т. н., проф.,  
Л.Д. Шматовский, к. т. н., с.н.с.,  
А.Н. Коломиец, к. ф.-м. н., с.н.с.,  
М.С. Зайцев, м.н.с.  
(ИГТМ)

## МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОНОСНОГО ПОРОДНОГО МАССИВА

Викладені методи, засоби і технологія експериментального визначення основних параметрів геомеханічного стану газоносного породного масиву, а також комплексний критерій його оцінки.

### THE METHODS OF SCORING OF BASIC PARAMETERS FUNDAMENTAL PARAMETERGEOMECHANICAL STATE OF GAS CONTENTING ROCK MASS

The account of the methods, means and technology of experimental determination of fundamental parametergeomechanical state of gas contenting rock mass and complex criterion it's estimationis given.

Геомеханическое состояние газоносных угольных пластов обуславливается напряженно-деформированным состоянием углепородного массива, его газосодержанием и прочностными свойствами трещинно-поровой среды

Напряженное состояние газоносного углепородного массива можно достоверно оценить путем экспериментального определения главных составляющих действующего поля напряжений и их пространственной ориентации методом локального гидроразрыва (ЛГР), разработанным в ИГТМ НАН Украины.

Его физической основой является количественная зависимость критического давления жидкости при гидроразрыве изолированного участка нагнетательной скважины от напряженного состояния и свойств разрушаемой среды.

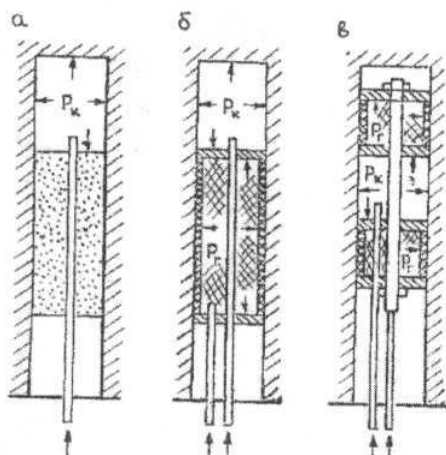
В намеченном для оценки напряженного состояния участке породного массива бурят измерительную скважину. В заданной ее части (рис. 1) герметизируют нагнетательную камеру, в которую высоконапорным насосом закачивают жидкость до критического давления ( $P_k^*$ ), приводящего к гидроразрыву стенок камеры. Признаком гидроразрыва (рис. 2) является скачкообразное снижение избыточного давления рабочей жидкости в камере с последующей стабилизацией его на пониженном уровне ( $P_{cm}$ ) при постоянном темпе нагнетания. Инструментально фиксируемые численные значения параметров локального гидроразрыва ( $P_k^*$  и  $P_{cm}$ ) с учетом прочностных, коллекторских свойств среды и способов герметизации нагнетательной камеры используют для определения величины главных компонент поля напряжений в плоскости, ортогональной продольной оси скважины.

Герметизацию нагнетательных камер в скважинах (рис. 1) осуществляют герметизирующими составами (на цементной, клеевой, полимерной основе) или распорными герметизаторами различных конструкций. Герметизирую-

щие составы, как правило, применяют для герметизации нагнетательных камер в торцевых частях скважин. Распорные герметизаторы используют для локального гидроразрыва в любом заданном участке измерительной скважины, практически неограниченной длины.

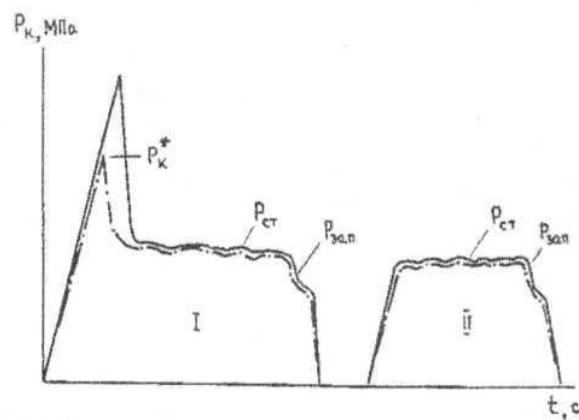
В зависимости от способов герметизации и конструкции герметизирующих устройств влияние их на напряженно-деформированное состояние околоконтурной части измерительных скважин различно. Использование герметизирующих составов (безраспорный способ герметизации) не вносит существенных изменений в исходное напряженно-деформированное состояние стенок скважины, тогда как применение распорных герметизаторов в результате силового взаимодействия упругих герметизирующих элементов (пакеров) со стенками скважин приводит к деформированию последних вплоть до возможного разрушения. Существенным является различие в силовых параметрах процесса зарождения первоначальных трещин локального гидроразрыва. При герметизации распорными способами наиболее благоприятной для зарождения трещин гидроразрыва является предварительно растянутая локальная область у сопряжения нагнетательной камеры с распорным герметизатором, где происходит силовое взаимодействие распорного и гидравлического усилий.

Рациональная область применения метода локального гидроразрыва – монолитные, в том числе газоносные породы, склонные к хрупкому разрушению.



а - герметизирующим составом; б – распорным однопакерным герметизатором; в - распорным двухпакерным герметизатором

Рис. 1 – Схемы локального гидравлического разрыва в измерительных скважинах при различной герметизации нагнетательных камер



I, II - первоначальный и повторный циклы нагнетания; сплошная линия – при безраспорной герметизации камеры; пунктир – при герметизации распорным герметизатором

Рис. 2 – Изменение давления рабочей жидкости в нагнетательной камере при гидравлическом разрыве

Расчетный аппарат метода разработан на базе решения плоских задач теории упругости о предельном состоянии толстостенного породного цилиндра, нагруженного на бесконечности внешним (горным), а внутри гидростатическим давлениями с учетом природных и технологических факторов. Для

определения составляющих внешнего поля напряжений используют критериальное уравнение [1]:

$$P_{\kappa}^* = \frac{3\sigma_3 - \sigma_1 + p^* - mP_0}{1 + \sigma_p \sigma_{сж}^{-1}} - K_1 \Psi P_2^* , \quad (1)$$

где  $P_{\kappa}^*$  - критическое давление рабочей жидкости в момент начального образования трещин;  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  - соответственно большая и меньшая компоненты внешнего поля напряжений в плоскости, ортогональной продольной оси измерительной скважины;  $p^*$  - предел сопротивления пород гидравлическому разрыву при отсутствии внешних напряжений;  $m$  - коэффициент трещинно-поровой структуры породы;  $P_0$  - внутривпоровое давление;  $\sigma_p$  и  $\sigma_{сж}$  - пределы сопротивления породы одноосному растяжению и сжатию;  $K_1$  - коэффициент передачи давления распорного герметизатора на стенку скважины;  $\Psi$  - коэффициент взаимодействия рабочей жидкости с распорным герметизатором;  $P_2^*$  - величина распорного давления в герметизаторе в момент гидроразрыва.

При герметизации нагнетательных камер безраспорными способами (цементные, клеевые составы, полимеры) или использовании герметизаторов с упругими оболочками, подвижными в осевом направлении при нагнетании рабочей жидкости в камеру, последнее слагаемое в уравнении (1) следует принимать равным 0.

Значение  $p^*$  определяют в лабораторных или полевых условиях гидроразрывом толстостенных образцов цилиндрической или неправильной формы. Значение указанного параметра для образцов скальных пород при безраспорном способе герметизации нагнетательных камер изменяется в пределах от 10 до 40 МПа, примерно в 2 раза превышая пределы их сопротивления одноосному растяжению [2].

Внутривпоровое давление флюидов в массиве ( $P_0$ ) находят экспериментально или ориентировочно принимают равным гидростатическому на данной глубине от земной поверхности.

Коэффициент трещинно-поровой структуры ( $m$ ) определяют экспериментально. Для большинства скальных пород его величина колеблется в пределах 0,15-0,3 [1].

Коэффициент передачи распорного давления герметизатора на стенку скважины определяют в толстостенных матрицах с использованием тензометрических методов измерения. Для герметизаторов с резиновой оболочкой  $K_1 = 0,7-0,9$  [1].

Коэффициент  $\Psi$  зависит от отношения давления рабочей жидкости в нагнетательной камере к величине распорного давления в герметизаторе [2]. Его величина изменяется от 0 до 1 и вычисляется по формуле:

$$\Psi = 1 - P_{\kappa}^* / P_2^* \quad (2)$$

Уравнение (1) используют для расчета большей компоненты поля напряжений ( $\sigma_1$ ) в плоскости, ортогональной продольной оси скважины. Величину меньшей компоненты  $\sigma_3$ , являющейся вторым неизвестным в уравнении (1), определяют экспериментально по стабилизированному давлению рабочей жидкости в нагнетательной системе после образования начальной трещины гидроразрыва (рис. 2).

Из анализа решения задач линейной механики разрушения (А.Гриффитс, Д.Ирвин, И.Снеддон, А.Д.Алексеев, С.А.Христианович и др.) следует, что энергетические или силовые параметры трещинообразования обусловлены свойствами разрушаемого материала (трещиностойкостью), а условие обеспечения роста выходящих на криволинейную поверхность радиальных трещин под действием внутреннего гидростатического давления ( $P_{cm}$ ) в напряженной, склонной к хрупкому разрушению среде, соответствует зависимости:

$$P_{cm} \geq \sqrt{\frac{E\gamma_{эф}}{2\pi l(1-\nu^2)}} + \sigma_3, \quad (3)$$

где  $E$  и  $\nu$  - деформационные параметры среды;

$\gamma_{эф}$  - эффективная поверхностная энергия разрушения;

$2l$  - длина трещины гидроразрыва;

$\sigma_3$  - сжимающая компонента поля напряжений, перпендикулярная плоскости гидроразрыва.

Из зависимости (3) следует, что, вследствие убывающего характера изменения первого слагаемого и относительно невысоких его предельных значений с увеличением длины трещины, необходимое для ее роста внутреннее давление рабочей жидкости в условиях реального напряженно-деформированного состояния горных пород на современных глубинах, будет в основном обусловлено влиянием меньшей составляющей тензора напряжений, т.е.

$$\sigma_3 \cong P_{cm}. \quad (4)$$

Бурение измерительных скважин осуществляют серийно выпускаемыми станками вращательного действия (ЗИФ, НКР-100, БГА-2, ЭБГП и др.).

В зависимости от крепости пород используют алмазные или твердосплавные коронки диаметром 0,0046-0,0076 м. Для извлечения кернового материала применяют стальные колонковые трубы длиной 1-2 м, соединенные со стандартными буровыми штангами при помощи переходников.

В ИГТМ НАН Украины создан комплект основного оборудования и приборов для измерения напряжений локальным гидроразрывом, включающий герметизирующие устройства, высоконапорный насос, запорно-разводящую арматуру, нагнетательные трубопроводы, манометры, устройства для опреде-

ления пространственной ориентации плоскости гидроразрыва, характеризующей направление большей компоненты действующего поля напряжений (рис. 3).

Для герметизации нагнетательных камер в измерительных скважинах применяют распорные герметизаторы (пакерные устройства) различных конструкций или твердеющие герметизирующие составы.

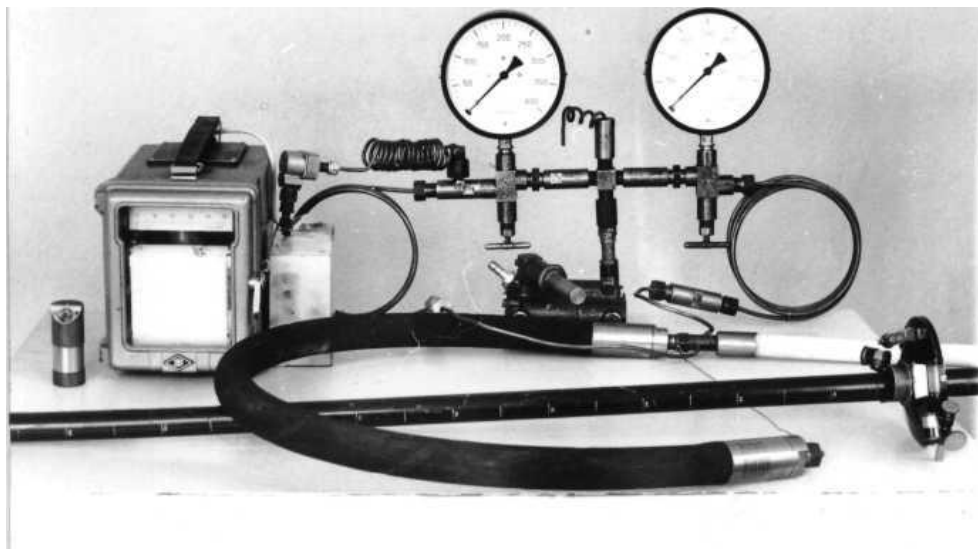


Рис. 3 – Комплект оборудования и аппаратуры для определения напряжений методом локального гидравлического разрыва

Герметизирующими элементами в распорных герметизаторах являются упругие резиновые оболочки, концевые части которых жестко закреплены в кольцевых зазорах между стальными обоймами и втулками или вмонтированы в стальные стаканы, неподвижно установленные на перфорированном монтажном стержне. По количеству герметизирующих оболочек устройства могут быть одно- или двухпакерные (рис. 1). Распор герметизаторов осуществляется внутренним давлением жидкости или предварительно создаваемыми осевыми механическими усилиями.

Нагнетательные трубопроводы монтируют из стандартных цельнотянутых латунных или медных трубок диаметром 5-6 мм с толщиной стенки не менее 0,001 м, подсоединяемых к насосу и герметизатору при помощи переходных муфт.

Для регистрации избыточных давлений в нагнетательных системах применяют образцовые манометры с пределами измерений до 60-100 МПа, самопишущие манометры и датчики давления в комплекте с самопишущими приборами.

Для инструментального определения пространственной ориентации плоскости гидроразрыва, характеризующей направление главных компонент поля напряжений в плоскости, ортогональной продольной оси скважины, используют переоборудованное для шахтных условий перископическое устройство РВП-456, импрессионные пакеры и электромагнитный прибор КИТ-3 [1].

Место, количество, длина и направление бурения измерительных скважин обуславливаются поставленными задачами исследований. В качестве измерительных могут быть использованы скважины, пробуренные с земной поверхности и из подземных горных выработок. Так как в одной измерительной скважине можно определить две главные компоненты поля напряжений, действующих в плоскости, ортогональной ее продольной оси, то для общей оценки напряженного состояния заданного участка породного массива необходимо направленное бурение не менее двух взаимно ортогональных скважин, ориентированных в направлении действия главных компонент тензора напряжений. При неизвестном направлении главных напряжений, учитывая, что одно из них совпадает, как правило, с вектором гравитационных сил, бурить вначале следует вертикальную скважину, по результатам гидравлического разрыва в которой определяют величину и направление главных горизонтальных составляющих. Для получения вертикальной составляющей тензора напряжений измерения выполняют в горизонтальной скважине, пробуренной параллельно или ортогонально направлению вертикальной плоскости гидроразрыва. Поэтому предпочтительным является выполнение работ из подземных горных выработок. Замерные станции при этом целесообразно оборудовать в тупиковых горных выработках или специально пройденных нишах. Это позволяет, осуществив бурение и измерение в трех взаимно ортогональных скважинах, повысить надежность получаемой информации.

Технология измерения напряжений в массиве горных пород с использованием указанного комплекта оборудования включает следующие основные операции.

В намеченном для оценки напряженного состояния участке породного массива бурят вертикальную измерительную скважину. В торцевой ее части при помощи досыльников устанавливают герметизатор на расстоянии, обеспечивающем длину нагнетательной камеры не менее трех диаметров скважины. Высоконапорным насосом в герметизаторе создают заданное, контролируемое по манометру, распорное давление. Затем нагнетают рабочую жидкость в измерительную камеру, фиксируя по манометру критическое давление жидкости ( $P_k^*$ ) в момент гидроразрыва стенок камеры и стабилизированное давление ( $P_{cm}$ ) при постоянном темпе нагнетания. По параметрам гидравлического разрыва  $P_k^*$  и  $P_{cm}$  определяют меньшую и рассчитывают согласно уравнению (4) большую горизонтальную компоненту тензора главных напряжений. После гидравлического разрыва и разгерметизации вертикальной измерительной скважины в ней при помощи перископического устройства или импрессионного пакера определяют пространственную ориентацию плоскости гидроразрыва, характеризующую направление горизонтальных главных компонент поля напряжений. Плоскость гидроразрыва в вертикальной скважине, пробуренной в скальных породах при разнокомпонентном напряженном состоянии, как правило, совпадает с направлением большей и ортогональна меньшей горизонтальным составляющим поля напряжений [3].

Затем с учетом пространственной ориентации плоскости гидроразрыва в вертикальной скважине бурят одну или две горизонтальных скважины, одна из которых параллельна, а вторая перпендикулярна направлению плоскости гидроразрыва. В горизонтальных скважинах осуществляют локальный гидроразрыв по описанной выше схеме, определяют величину вертикальной компоненты поля напряжений и уточняют ее пространственную ориентацию.

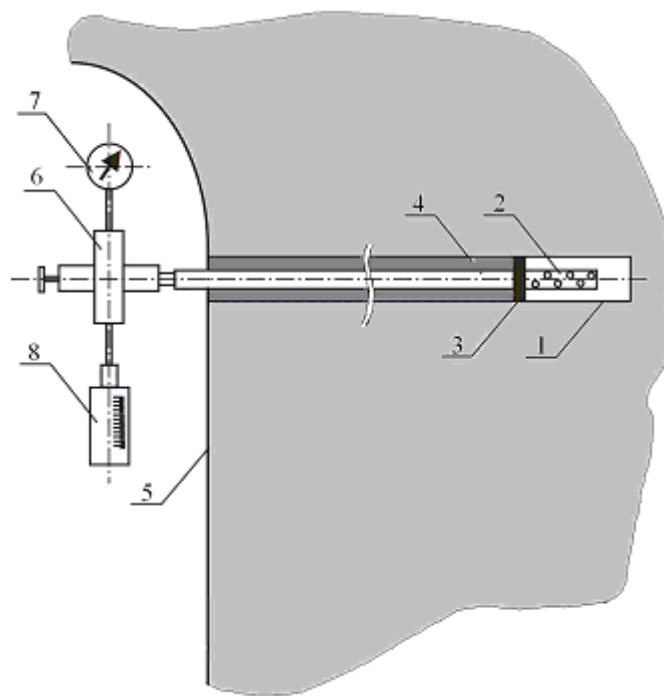
При наличии трех взаимно ортогональных скважин, пробуренных в породе одной литологической разности, увеличивается надежность численной оценки составляющих тензора напряжений в массиве горных пород за счет возможности сопоставления расчетной величины меньшей и промежуточной компонент поля напряжений со значениями давлений стабилизации в соответствующих измерительных скважинах [1, 3].

Таким образом, использование метода локального гидравлического разрыва позволяет количественно оценить величину и направление действия главных компонент действующего поля напряжений. Технологичность и надежность метода ЛГР подтверждена результатами его практического использования для количественной оценки напряженного состояния массива горных пород в 12 глубоких шахтах Донбасса.

Следующим основным информативным параметром геомеханического состояния газоносного породного массива является величина давления газа, характеризующая не только степень газонасыщенности исследуемого коллектора, но и его потенциальную газодинамическую опасность при ведении горных работ.

К настоящему времени для изучения газового давления углепородного массива используются два подхода: с применением безраспорной герметизации и с применением скважинных герметизаторов многоциклического действия. Для обоих подходов в ИГТМ НАН Украины разработаны, созданы и испытаны соответствующие средства.

Так, для изучения газовой динамики с применением безраспорной герметизации (Рис. 4) бурится определенной длины экспериментальная скважина (1) диаметром 0,0076-0,00112 м. В скважине монтируется нагнетательный став (2), выполненный из толстостенных труб диаметром 0,0044 м. Передняя часть нагнетательного става, находящаяся в измерительной камере скважины, на длине 0,5 м перфорируется отверстиями диаметром 0,0008 м. Перед перфорированной частью трубы монтируется прорезиненное кольцо (3), предохраняющее поступление герметизирующего (4) песчано-цементного раствора в измерительную камеру скважины. Нагнетательный став от устья и до прорезиненного кольца герметизируется. Измерение давления и количества выделившегося в единицу времени газа проводится соответственно манометром (7) и мерной емкостью (8), используя при этом специальный вентиль (6).



- 1 – измерительная скважина; 2 – нагнетательный став;  
 3 – ограничительное прорезиненное кольцо; 4 – песчано-цементная герметизация; 5 –  
 стенка выработки; 6 – вентиль;  
 7 – манометр; 8 – мерная емкость.

Рис. 4 – Схема размещения измерительных устройств при изучении газовой динамики угленородного массива

С целью повышения оперативности получения информации о величине газового давления используют разработанную в институте методику расчета по отрезку кривой его начального нарастания в измерительной камере согласно зависимости:

$$P_r = \frac{P_i(t_i + t_0)}{t_i}, \quad (5)$$

где  $P_r$  - давление газа в массиве;

$P_i$  - давление газа, измеренное в момент времени  $t_i$  (сутки);

$t_0$  - эмпирический коэффициент, характеризующий время, в течение которого давление газа достигает половины асимптотического значения.

Одной из характеристик, комплексно отражающей сочетание механических свойств породного массива и технологических условий его разрушения является сопротивляемость бурению. Известно, что буримость горных пород  $t_b$  (мин/м) при стандартизированных технологических параметрах тесно коррелирует с интегральным прочностным показателем сопротивляемости разрушению – крепостью, количественно оцениваемой безразмерным коэффициентом крепости  $f$  по шкале М.М. Протоdjяконова [4, 5].

Широко используемым экспериментальным методом определения величины коэффициента крепости  $f$  является лабораторный метод разрушения породных образцов одноосным сжатием. Десятую часть  $\sigma_{сж}$  (МПа) прини-



мают численно равной  $f$ . Физически взаимосвязь между буримостью и сопротивлением пород одноосному сжатию обуславливается наличием общих деформаций, комбинированно проявляющихся при разрушении пород в различных технологических процессах [4]. В массиве газоносных пород отыскание взаимосвязи между буримостью и коэффициентом крепости пород  $f$ , определяемым стандартным методом, затруднено. Это обуславливается наличием в трещинно-поровом пространстве газовой фазы, оказывающей влияние на механические свойства разрушаемой среды. Усложнен отбор представительного материала из газоносного, в том числе склонного к газодинамическим проявлениям, массива для лабораторных испытаний: при выбуривании извлеченный керн может быть окольцован радиальными трещинами или разделен на диски, а при выбросах порода разрушается на мелкие фракции.

Количественная взаимосвязь между крепостью и буримостью пород в общем виде может быть описана уравнением (6) смещенной гиперболы с вертикальной асимптотой [4].

$$f = \frac{f_m t_\sigma}{t_\sigma + t_0} \quad (6)$$

где  $f_m$  - асимптотическое значение коэффициента крепости породы для данного вида бурения;

$t_\sigma$  - буримость породы, мин/м;

$t_0$  - эмпирический коэффициент, численно равный буримости породы с коэффициентом крепости  $f_m / 2$ .

Основываясь на представлениях о совокупном взаимодействии напряженно-деформированного состояния, газоносности и механических свойств среды как факторов, обуславливающих газодинамическую активность горных пород, и физических предпосылках о том, что с возрастанием действующих напряжений и газонасыщенности в массиве вероятность проявления этих явлений, например, выбросов породы и газа, увеличивается, а зависимость между выбросоопасностью и прочностью среды при прочих равных условиях обратная [1, 3], предлагается комплексный критерий  $S_0$  оценки геомеханического состояния массива в виде соотношения:

$$S_0 = \frac{\sigma_0 + P_0}{fn}, \quad (7)$$

где  $\sigma_0$  - осредненное (октаэдрическое) напряжение, равное средне арифметической сумме главных компонент действующего поля напряжений;

$P_0$  - давление газа в массиве;

$f$  - коэффициент крепости породы по М.М. Протождяконову;

$n$  - коэффициент разнокомпонентности, равный отношению минимальной и максимальной составляющих поля напряжений в массиве.

Физический смысл коэффициента  $n$  в том, что разнокомпонентность главных напряжений снижает несущую способность породного массива.

Численные значения геомеханических параметров, входящих в соотношение (7), определяют, как отмечено выше, разработанными в ИГТМ НАН Украины скважинными экспериментальными методами: главные составляющие поля напряжений - методом локального гидроразрыва; давление газа - прямыми измерениями в загерметизированных скважинах или по количеству газа, выделившегося после буровзрывных работ; крепость породы - по сопротивлению ее бурению (буримости). Для реализации указанных методов разработаны аппаратура, приборы и соответствующая нормативная документация.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кулинич В.С. Теоретические и экспериментальные аспекты измерения напряжений в массиве горных пород гидравлическим разрывом [Текст] / В.С. Кулинич // Исследование напряжений в горных породах. - Новосибирск, 1985. - С. 67-74.
2. Айруни А.Т. Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах [Текст] / А.Т. Айруни. - М.: Наука, 1987. - 310 с.
3. Кулинич В.С. Теоретические и экспериментальные аспекты определения параметров геомеханического состояния газоносного углепородного массива [Текст] / В.С. Кулинич, В.Г. Перепелица, Л.Д. Шматовский, С.В. Кулинич // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ НАН Украины. - Днепропетровск, 2004. - Вып. 48. - С. 133-142.
4. Шевелев Г.А. Буримость как метод оценки механических свойств выбросоопасных зон в массиве песчаника [Текст] / Г.А. Шевелев, В.С. Кулинич // Уголь. -1974. - № 12. - С. 38-41.
5. Ильницкая Е.Н. Свойства горных пород и методы их определения [Текст] / Е.Н.Ильницкая, Р.Н.Тедер, Е.С.Ватолин, М.Ф.Кунтыш. - М.: Недра, 1969. - 322 с.