

**ДАВЛЕНИЕ МЕТАНА В МАССИВЕ ГОРНЫХ ПОРОД
И МЕТОДЫ ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

Представлені результати визначення тиску газу в масиві гірських порід та їх зіставлення з даними інших авторів.

**THE METHANE PRESSURE IN THE ROCK MASS
AND THE METHODS OF ITS DETERMINATION**

The result of gas pressure determination in the rock mass and comparison its with data of others authors are shown.

Давление метана, находящегося в поровой структуре среды, определяет многие её параметры: свойства, состояние, газовыделение в выработки, опасность газодинамических явлений в шахтах. Его величину можно измерить непосредственно с помощью манометра. Для этого в массиве бурят скважину, герметизируют измерительную камеру и соединяют ее с манометром.

Герметизируют скважины двумя способами: песчаноцементным раствором или распорными герметизаторами. Первый из них проще, но трудоемкий, второй – требует специальное оборудование. Существуют и другие особенности. Многие годы ведется дискуссия – насколько точно показания манометров отражают истинное давление газа в массиве.

Теоретическим аспектам распределения газового давления в угленосных отложениях и ожидаемым изменением его величины в функции глубины от земной поверхности посвящены работы В.Н. Воронина, И.М. Печука, Л.Н. Быкова, Г.Д. Лидина, А.Н. Покровского, А.Э. Петросяна, С.В. Кузнецова, И.В. Сергеева, С.Н. Осипова и др. Большинство исследователей в прогнозной оценке пришли к выводу, что в угольных пластах, залегающих ниже зоны газового выветривания, давление газа должно находиться в равновесном состоянии с гидростатическим давлением грунтовых вод и, следовательно, линейно возрастать с глубиной [1, 2]. Некоторые авторы, не отрицая вероятности линейного изменения газового давления по глубине, но исходя из предложения о замкнутости фильтрационных каналов в угольном массиве под действием горного давления, считают, что величина давления газа должна обуславливаться геостатическим давлением вышележащих пород [3].

Анализ результатов многочисленных экспериментальных исследований, выполненных в угольных шахтах, не позволяет полностью подтвердить или опровергнуть приведенные гипотетические предпосылки. В преобладающем большинстве на глубинах до 1000 м наблюдается тенденция их приближения к гидростатическому уровню и лишь в некоторых из замеров пластовые давления превышали гидростатическое в 1,03-1,33 раза [1, 4].

Отметим, что в практике эксплуатации нефтяных и газовых месторождений установлено наличие локальных зон с аномально высокими пластовыми давлениями, более, чем в 2 раза превышающие гидростатические [5, 6].

Исследований, посвященных изучению распределения газового давления в породных массивах, значительно меньше, чем в угольных пластах, хотя согласно результатам анализа основных источников газообильности действующих глубоких шахт следует, что в газовом балансе горных выработок количественно преобладает газовыделение из вмещающих пород [7].

При комплексных исследованиях условий возникновения выбросов породы и газа в глубоких шахтах Донбасса значительный объем экспериментальных работ по количественной оценке распределения газового давления в выбросоопасных песчаниках выполнен сотрудниками МакНИИ и ИГТМ НАН Украины [4, 8, 9, 10]. В основном экспериментальные исследования проводили методом прямых измерений в скважинах длиной 3-25 м, пробуренных из подготовительных горных выработок по газоносным песчаникам. В результате выполненных натурных исследований определено, что в выбросоопасных песчаниках на горизонтах 700-1200 м измеренные газовые давления изменялись в широком диапазоне численных значений (2-10 МПа), при этом большие из них приурочены к зонам высокой газодинамической активности. Однако интерпретация результатов экспериментальных исследований не однозначна.

Известно, что наиболее распространенным для научных и производственных целей является метод прямых измерений установившегося газового давления в измерительной камере, изолированной в заданном участке скважины герметизирующим материалом. Традиционно в качестве герметизирующего материала используют вяжущие заполнители на глиняной или цементной основе.

Применительно к горно-геологическим условиям глубоких горизонтов угольных шахт прямые способы измерения давления газа в традиционном их выполнении имеют существенные недостатки. Основными из них являются трудоемкость и сложность обеспечения надежной герметизации измерительных камер, невозможность силового воздействия на напряженно-деформированное состояние и фильтрационные свойства околоконтурной части газоносного массива, недостаточная во времени оперативность получения информации о параметрах газонасыщенности исследуемых пород. В методологическом плане недостатки заключаются в отсутствии научно обоснованных рекомендаций о рациональном пространственном расположении скважин с учетом напряженного состояния вмещающих пород и дегазирующего влияния контуров горных выработок.

Опыт использования при внутрискважинном разрушении горных пород методом гидравлического разрыва с помощью распорных герметизаторов, свидетельствует о технологических преимуществах и достоверности получаемых результатов, что позволяет рекомендовать его в качестве альтернативы безраспорной герметизации [4, 11, 12].

Из анализа результатов выполненных экспериментальных исследований следует, что процесс внутрискважинного нарастания газового давления до стабилизированных значений не равномерен по темпу и, вследствие низких фильтрационных свойств напряженных газоносных пород, длителен во времени

(30-240 суток) [8, 9]. Доказано, что время, необходимое для получения информации о степени газонасыщенности исследуемого участка породного массива, можно существенно сократить, используя разработанный расчетный метод определения давления газа по начальному участку кривой его нарастания в измерительной камере (участку разгона) [13, 14]. Для обоснования достоверности указанного метода и рациональной области его использования необходимо выполнение сопоставительных экспериментальных и аналитических исследований с использованием надежных натурных методов количественной оценки давления газа в различных участках газоносного породного массива.

Проведение подготовительных выработок по газоносным породам сопровождается интенсивным газовыделением, зависящим от степени газонасыщенности призабойной части породного массива [15, 16]. Предпринимались попытки приближенного расчета осредненной величины газового давления в породном массиве по относительной газообильности горных выработок после буровзрывных работ [4, 9]. В качестве исходных принимали экспериментальные данные о метановыделении, дискретно фиксируемого в атмосфере горной выработки после взрывных работ автоматическими газоотборниками, и осредненные емкостные параметры выбросоопасного песчаника, определенные в лабораторных условиях. Расчет величины давления газа в массиве по указанным параметрам можно рассматривать лишь как приближенную оценку газонасыщенности выбросоопасного песчаника из-за существенных методологических погрешностей: низкая точность определения общего объема выделившегося газа; отсутствие учета нелинейности пространственного распределения газового давления относительно поверхностей обнажения, сорбционных свойств трещинно-поровой структуры массива и остаточной газоносности разрушенной породной массы.

На основании известных закономерностей динамики изменения давления газа в скважинах предложена методика определения стабилизированного уровня по начальной скорости нарастания давления. При этом использованы методы смещенных гипербол и преобразования координат. Граничные условия для кривой $P_A(t)$ следующие: при $t = 0$ $P_A = 0$; при $t \rightarrow \infty$ измеряемое давление газа в скважине будет асимптотически приближаться к стабилизированному уровню давления $P_A \rightarrow P_C$. Зависимость $P_A(t)$, удовлетворяющую указанным граничным условиям и имеющую горизонтальную асимптоту, можно представить уравнением смещенной гиперболы (ее положительной ветвью):

$$P_A = P_C t / (t + t_{0,5}), \quad (1)$$

где P_A - давление газа в момент времени t ; P_C - стабилизированный уровень давления газа в скважине; $t_{0,5}$ - время, за которое измеряемое давление газа достигнет половины стабилизированного значения, т. е. при $t = t_{0,5}$ $P_A = P_C / 2$.

Для проверки правомерности использования уравнения (1) и отыскания численных значений его постоянных параметров ($t_{0,5}$ и P_c) применен метод преобразования координат. С этой целью уравнение (1) запишем в виде прямой с угловым коэффициентом:

$$t/P_A = (t + t_{0,5})/P_c. \quad (2)$$

Если по оси абсцисс отложить время, а по оси ординат отношение времени к соответствующей величине давления газа (t/P_A), то измеряемые значения давления в функциональной системе координат должны расположиться на прямой, имеющей угловой коэффициент

$$\operatorname{ctg} \alpha = P_c = \frac{t_{0,5}}{t/P_A} = \operatorname{const} \quad (3)$$

и отсекающей на отрицательном участке оси абсцисс отрезок, равный $t_{0,5}$.

Результаты экспериментальной проверки данной методики определения стабилизированного уровня давления газа в загерметизированных скважинах по начальной скорости нарастания давления показаны на рис. 1. Сплошными линиями на графике $P_A(t)$ проведены кривые, соединяющие экспериментальные точки замеров давления по двум скважинам. Пунктирные линии отражают расчетные зависимости, построенные по начальной скорости нарастания давления газа в этих скважинах. В приведенных примерах измерение давления продолжалось в течение 100-120 сут, когда стабилизированный уровень достиг 7,6 и 11 МПа.

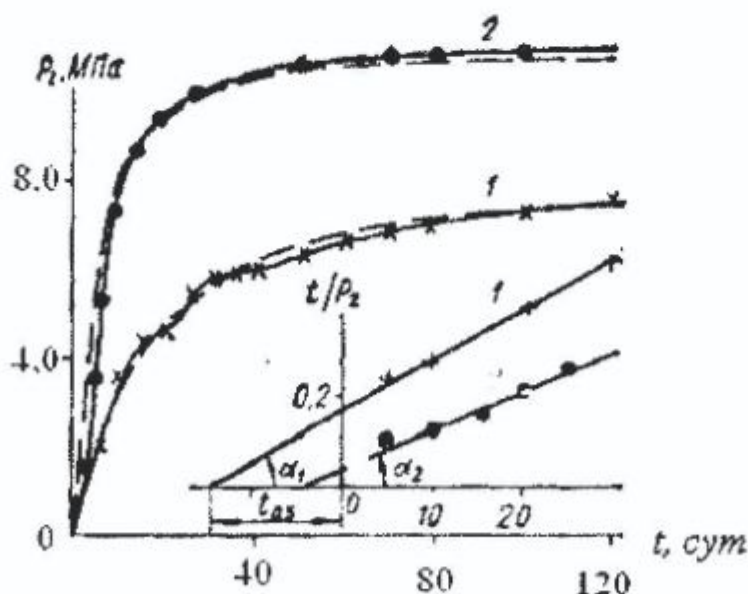


Рис. 1 – Результаты оценки надежности определения давления газа в скважинах по начальной скорости нарастания давления

Здесь же приведены графические построения в координатах $(1/P_A), t$. Отсюда наглядно видно, что экспериментальные точки удовлетворительно ложатся на прямые. Отрезки, отсекаемые на осях, соответственно равны: в одном случае $t_{0,5} = 15$; $1/P_A = 1,75$; в другом - $t_{0,5} = 4$, $1/P_A = 0,35$, откуда, согласно (3), $P_c = 8,5$ МПа и $P_c = 11,4$ МПа.

Полученные данные подтверждают, что для построения прямой, линеаризующей зависимость $P_A(t)$, и для определения P_c и $t_{0,5}$ достаточно в каждом конкретном случае получить несколько экспериментальных точек на участке кривой $P_A(t)$, характеризующимся постоянством отношения приращений в функциональной системе координат. Это позволяет за сравнительно короткий период, имея 5-8 замеров на начальном участке кривой $P_A(t)$, определить стабилизированный уровень давления газа, что многократно (в десятки раз) сокращает сроки экспериментальных наблюдений. Расхождения между расчетными и фактическими значениями не превышали 10 %.

Анализ результатов выполненных измерений [4, 17] показывает, что в газоносных песчаниках глубоких шахт Донбасса величина газового давления изменяется от 3 до 11 МПа, а период его относительной стабилизации весьма длителен и составляет 60-250 суток. При этом наиболее высоким значением стабилизированных давлений в преобладающем большинстве измерений соответствовало расположение измерительных камер в донной части экспериментальных скважин на расстоянии не менее 8-15 м от свободной поверхности горных выработок. Характерно, что при герметизации по длине скважины нескольких измерительных камер с интервалами 2-6 м давление газа в них стабилизировалось на пониженном уровне в зависимости от расстояния до дренирующей поверхности горных выработок [6, 17]. Это свидетельствует о возможной фильтрационной связи последовательно расположенных измерительных камер через контактные поверхности (стенки скважины - герметизирующий материал - манометрическая трубка), а также вдоль зоны разгрузки, образующейся в результате деформаций упругого восстановления приконтурной части породного массива. Экспериментальным подтверждением наличия фильтрационной связи между измерительными камерами являются результаты выполненных сотрудниками МакНИИ наблюдений за движением радиоактивного метана, инъецированного в донные измерительные камеры, к удаленным от них на 2-13 м контрольным камерам [4, 18]. Время появления радиоактивного метана в контрольных камерах, загерметизированных вязкими составами, изменялось в широких пределах (900 с - 28 сут.), а скорость движения контролируемого газа по фильтрационным каналам околоконтурной части массива составила 0,3-260 см/ч, что сопоставимо с результатами измерения скорости газоотдачи песчаников в скважины.

Из анализа экспериментальных данных следует, что фильтрационные свойства околоконтурной части газоносных пород в значительной степени зависят от ориентации измерительных скважин относительно главных компонент внешнего поля напряжений. Можно предположить, что одной из

причин указанной анизотропии является различие в напряженно-деформированном состоянии массива в зоне влияния контура измерительных скважин. Для сопоставительной оценки изменения напряженно-деформированного состояния приконтурной части измерительных скважин от пространственной ориентации их в разнокомпонентном поле напряжений выполнен расчет применительно к условиям шахты им. А.А. Скочинского. Рассмотрены три взаимно ортогональные скважины диаметром 4,8 см, пробуренные в направлении главных составляющих внешнего поля напряжений. Принято, что донные части скважин удалены на расстояние, исключающее влияние контуров горных выработок. За исходные приняты численные значения напряжений, измеренных методом локального гидроразрыва: $\sigma_x = 60$ МПа, $\sigma_z = 30$ МПа, $\sigma_y = 24$ МПа. Для сопоставления рассмотрено напряженно-деформированное состояние скважины при условии равнокомпонентной внешней нагрузки, равной гравитационной, на глубине 1200 м. При расчете использовано известное уравнение теории упругости [19] для определения радиальных деформаций (ε_r) контура цилиндрической выработки (скважины) под действием сжимающих внешних напряжений

$$\varepsilon_r = E^{-1}[\sigma_1 + \sigma_3 - (\sigma_1 - \sigma_3)2 \cos \theta], \quad (4)$$

где σ_1 и σ_3 – соответственно большая и меньшая составляющие поля напряжений в плоскости, ортогональной продольной оси скважины; θ – направление текущего радиуса-вектора; $E = 2 \cdot 10^4$ МПа – модуль упругости песчаника.

Из приведенных в табл. 1 результатов выполненного расчета следует, что степень деформирования контура скважин различна в зависимости от величины и характера распределения внешних напряжений. Максимальная устойчивость контура обеспечивается при ориентации продольной оси скважины в направлении действия большей компоненты внешнего поля напряжений.

Таблица 1 – Деформации контура измерительных скважин при их различной ориентации относительно главных составляющих внешнего поля напряжений

Распределение напряжений на контура скважины, МПа	Главные напряжения, МПа		$\lambda = \sigma_3 / \sigma_1$	Деформации контура скважины, $\varepsilon \cdot 10^3$	
	σ_1	σ_3		σ_1	σ_3
$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = 30$	30	30	1	3	3
$\sigma_z = 30$ $\sigma_y = 24$	30	24	0,8	3,3	2,1
$\sigma_z = 30$ $\sigma_y = 60$	60	30	0,5	1,5	7,5
$\sigma_x = 60$ $\sigma_y = 24$	60	24	0,4	7,8	0,6

С целью изучения влияния различных способов герметизации скважин на фильтрационные свойства околоконтурной части напряженных газоносных пород выполнен комплекс лабораторных исследований. Исследования, выполненные на установке УИПК-2М, заключались в последовательном определении газовой проницаемости цилиндрических образцов песчаника до и после бурения в них «скважин» (диаметром 7 мм), загерметизированных безраспорными и распорными способами.

Внешнюю нагрузку на образцы изменяли от 1 до 50 МПа, а распорное внутрискважинное давление до 20 МПа. Газонасыщение осуществляли азотом при изменении давления на входе от 1 до 20 МПа.

Анализ результатов выполненных исследований показал, что в испытуемых образцах со скважинами, загерметизированными парафиновым составом, проницаемость при внешнем нагружении (15-30 МПа) в отличие от сплошных образцов возрастала на 30-50 %, тогда как при распорной герметизации (вакуумной резиной, снимаемой в осевом направлении соосными пуансонами) коэффициент газовой проницаемости снижался в зависимости от соотношения внешней и внутренней нагрузки в 1,5-2,2 раза. Полученные результаты позволили обосновать вывод о том, что используя внутрискважинное гидростатическое нагружение, можно значительно повысить фильтрационное сопротивление породы в околоконтурной зоне.

На базе обобщенного анализа результатов теоретических и экспериментальных исследований разработан способ количественной оценки газонасыщенного состояния горных пород, включающий бурение из горной выработки измерительной скважины, герметизацию распорным герметизатором газовой камеры и измерение стабилизированного в ней давления, отличающийся от известных способов тем, что, с целью повышения точности определения давления газа в разнокомпонентном напряженном массиве, измерительную скважину бурят в направлении большей составляющей поля напряжений, располагают газовую камеру на удалении от контура выработки не менее утроенной ее ширины, а внутренний распор в гидрозатворе создают равным полусумме средней и меньшей составляющей поля напряжений, отнесенной к коэффициенту передачи распорного давления на стенки скважины.

Бурение измерительной скважины в направлении большей составляющей поля напряжений обеспечивает максимальную устойчивость контура скважины к околоконтурной части породного массива (см. табл. 1), что способствует снижению утечки газа из газовой камеры вдоль зоны разгрузки.

Расположение газовой камеры на удалении от контура выработки не менее утроенной её ширины ослабляет дренирующее влияние свободной поверхности.

Создание в гидрозатворе внутреннего распора, равного полусумме средней и меньшей составляющей поля напряжений, отнесенной к коэффициенту передачи распорного давления на стенки скважины, способствует перекрытию

фильтрационных каналов в околоконтурной части породного массива за счет восстановления напряженного состояния до уровня, близкого к первоначальному.

Экспериментальную проверку разработанного способа осуществляли на шахтах им. К.И. Печенкова, им. А.А. Скочинского и им. Ю.А. Гагарина в горизонтальных и наклонных выработках, пройденных по газоносным песчаникам на горизонтах 830-1200 м.

Результаты выполненных работ показали, что в скважинах, пробуренных в направлении большей компоненты поля напряжений, при герметизации распорными герметизаторами газовых камер, удаленных на расстояние утроенной ширины горных выработок, измеренное давление газа близко к гидростатическому уровню на данной глубине.

Сопоставительный анализ полученных результатов определения давления газа предложенным и безраспорным способами герметизации камер показал, что при распорной герметизации уровень стабилизированного давления на 20-40 % выше. При этом темп нарастания давления газа оказался более высоким, а период стабилизации менее длительным в 1,5-2 раза.

Анализ результатов определения давления газа в массиве прямыми методами (см. рис. 1) показывает, что процесс нарастания избыточного газового давления от момента герметизации камеры до стабилизации на постоянном уровне не равномерен и продолжителен во времени из-за весьма низких фильтрационных свойств напряженных газонасыщенных пород. Скорость нарастания давления газа в камере характеризуется значительным изменением темпа. Наиболее высокой, как правило, является скорость повышения газового давления в начальный период (несколько суток), а затем процесс происходит с затухающей скоростью по гиперболической зависимости. Установлено, что для сокращения времени получения достоверной информации о газонасыщенном состоянии породного массива целесообразно использовать экспресс-метод определения давления газа по начальному участку кривой его нарастания в камере [13]. Для описания процесса нарастания газового давления в функции времени используют метод, согласно которому возрастающая от нуля до асимптотического значения криволинейная зависимость может быть представлена уравнением смещенной гиперболы (ее положительной ветвью).

Экспериментальные данные (см. рис. 1), преобразованные в функциональную систему координат, представлены в табл. 2.

Из приведенных данных видно, что отношение приращений координат для конкретных скважин имеет постоянную величину. Это указывает на правомерность использования зависимости (1) для описания процесса нарастания давления газа в скважины. В табл. 2 приведены найденные методами математической статистики численные значения t_0 и P_{∞} [13] и определенные по зависимости (1) расчетные газовые давления за период 30-240 сут. Сопоставление расчетных и экспериментальных данных показывает удовлетворительную сходимость, (расхождение не превышает 15 %). Для наглядности на рис. 1 нанесены расчетные кривые нарастания давления газа во

времени. Параметры уравнения P и t зависимости (1) можно определить также графическим методом, сущность которого ясна из рис. 1.

Таблица 2 – Результаты натурных и расчетных определений газового давления в песчаниках шахт им. К.И. Поченкова (1) гор. 915 м и им. А.А. Скочинского (2) гор. 1200 м

№ скв.	Экспериментальные данные		Параметры зависимости (1)		Расчетная зависимость (1)	Расчетное давление, P_A
	Время t_i , сут.	Давление P_i , МПа	$t_{0,5}$, сут.	P_c , МПа		
1	1	0,9	7	9,5	$P_p = \frac{9,5t_i}{t_i + 7}$	2,5
	2	1,8				2,1
	3	2,5				2,8
	4	3,1				3,5
	5	3,7				4,0
	10	5,2				5,6
	30	7,2				7,7
	80	8,5				8,7
	100	8,7				8,8
2	1	2,0	4	12,5	$P_p = \frac{12,5t_i}{t_i + 4}$	2,5
	2	4,2				5,0
	3	5,2				5,4
	4	6,2				6,3
	5	6,8				6,9
	10	8,8				9,0
	30	11				11
	80	12				12
	100	12				12

Анализ приведенных данных доказывает, что для нахождения параметров зависимости (1) аналитическим или графическим способами можно использовать любой отрезок кривой нарастания давления газа во времени. Наиболее целесообразным является использование экспериментальных данных, характеризующих начальный период нарастания газового давления, что позволяет по нескольким экспериментальным точкам определить с достаточной для практических целей точностью асимптотическую величину давления газа в исследуемых участках породного массива, значительно (в 20-30 раз) сократив период экспериментальных наблюдений. Следует отметить, что разработанный способ можно использовать для контроля степени достоверности конечных результатов определения давления газа прямыми измерениями.

Таким образом, на базе обобщения результатов выполненных аналитических, лабораторных и шахтных исследований разработаны способ определения давления газа в разнокомпонентно напряженном массиве горных пород путем прямых измерений в рационально расположенных (относительно главных составляющих поля напряжений и свободных дренирующих поверхностей) скважинах с использованием распорной герметизации измерительных камер и экспресс-метод расчета давления газа по отрезку кривой начального нарастания его в измерительной камере.

Технологическая надежность осуществления разработанных способов в шахтных условиях, достоверность получаемой информации о давлении свободной газовой фазы в породном массиве и околоконтурной части подготовительных выработок подтверждена положительными результатами экспериментальной проверки и практического использования указанных разработок, удовлетворительной сходимостью расчетных и экспериментальных данных, в том числе полученных стандартными методами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Быков Л.Н. Закономерности или общий закон распределения начальных пластовых давлений в нефтяных и газовых месторождениях, а также пластах, склонных к выбросам // Горн. журн. – 1962. – № 10. – С. 79-86.
2. Покровский А.И. Прогноз газоносности угольных пластов и газообильности шахт Донбасса // Методы определения газоносности угольных пластов и прогноза газообильности шахт. – М.: Госгортехиздат, 1962. – 140 с.
3. Кузнецов С.В. Об измерении и оценке давления газа в угольных пластах // ФТПРПИ. – 1968. – № 5. – С. 111-114.
4. Волошин Н.Е. Внезапные выбросы и способы борьбы с ними в угольных шахтах. – Киев: Техніка, 1985. – 127 с.
5. Тхостов Б.А. Начальные пластовые давления и геогидродинамические системы. – М.: Недра, 1966. – 268 с.
6. Анакиев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – М.: Недра, 1964. – 168 с.
7. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т. 3. – М.: Недра, 1980. – 216 с.
8. Николин В.И., Меликсетов С.С., Баркович И.М. Выбросы породы и газа. – М.: Недра, 1967. – 81 с.
9. Волошин Н.Е., Хорунжий Ю.Т. Применяемые методы и результаты замеров давления газа в угольных пластах и породах // Уголь Украины, 1969. – № 11. – С. 42-44.
10. Шевелев Г.А., Кулинич В.С. Опережающая отработка угольного пласта – эффективный метод предотвращения выбросов песчаника и газа при проведении полевых штреков // Уголь. – 1972. – № 1. – С. 49-53.
11. Шевелев Г.А., Кулинич В.С., Лозовский В.Ф. Определение напряжений в выбросоопасных песчаниках методом гидроразрыва // Уголь. – 1973. – № 7. – С. 51-54.
12. Кулинич В.С. Теоретические и экспериментальные аспекты измерения напряжений в массиве горных пород гидравлическим разрывом // Исследование напряжений в горных породах. – Новосибирск, 1985. – С. 67-74.
13. Кулинич В.С. Метод расчета давления газа в породном массиве по кривой его начального нарастания в скважине. – Днепропетровск, 1978. – Рукопись деп. в ВИНТИ, № 1501-78 Деп.
14. Кулинич В.С. Критерий оценки защищенности надработанных зон выбросоопасного породного массива. – Днепропетровск, 1978. – 5 с. Рукопись деп. в ВИНТИ, № 1502-78 Деп.
15. Абрамов Ф.А., Шевелев Г.А. Свойства выбросоопасных песчаников как породы-коллектора. – Киев: Наук. думка, 1972. – 98 с.
16. Шевелев Г.А. Динамика выбросов угля, породы и газа. – Киев: Наук. думка, 1989. – 159 с.
17. Абрамов Ф.А., Шевелев Г.А., Кулинич В.С. Исследование динамики изменения давления метана и скорости газовыделения из массива выбросоопасных песчаников в процессе их надработки. // Разработка месторождений полезных ископаемых. – Киев. Техніка, 1972. – Вып. 30. – С. 22-28.
18. Повышение безопасности труда в глубоких шахтах / Н.Е. Волошин, В.А. Воронин, С.Я. Петренко и др. – Донецк: Донбасс, 1973. – 164 с.
19. Федосьев В.И. Сопротивление материалов. – М.: Наука, 1970. – 560 с.