МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ДОНБАССКАЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

ДОНБАССНИЛ

РЕКОМЕНДАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДОНЕЦКОГО БАССЕЙНА ПРИ РАЗВЕДКЕ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ

г. Ростов-на-Дону
1976

gost.e-ecolog.ru

Министерство геологии СССР
Донбасская научно – исследовательская
лаборатория

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ГАЗОНОСНОСТИ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДОНЕЦКОГО БАССЕЙНА ПРИ РАЗВЕДКЕ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ

Ростов-на-Дону
1976

УДК 553.94:552.578.1(477.61/62)550.812.14

Настоящие методические рекомендации составлены применительно к изучению газоносности углей и вмещающих пород на больших глубинах при проведении геологоразведочных работ в Донецком бассейне. Некоторые из выдвигаемых положений могут быть использованы при разведке месторождений в других бассейнах страны.

Рекомендации составлены по материалам научно-исследовательской работы "Анализ достоверности данных по изучению газоносности при разведке углей в Донбассе", выполненной в ДонбассНИЛ в 1974 году. Составители рекомендаций: кандидат геолого-минералогических наук Г.К. Карасев (руководитель), Е.П. Беззубиков, А.Я. Доровский, А.А. Шишкин. Научный редактор-кандидат геолого-минералогических наук Б.М. Косенко.

© Донбасская научно-исследовательская лаборатория (ДонбассНИЛ), 1976

В Донецком бассейне строятся и эксплуатируются самые глубокие угольные шахты в СССР. В ближайшие 10–20 лет основной объем добычи будет сосредоточен на глубинах свыше 1000 м, поэтому при проектировании горных предприятий особое внимание уделяется вопросам прогнозирования газообильности подземных выработок, основой которого являются данные о природной газоносности угольных пластов и вмещающих пород, полученные в процессе геологоразведочных работ [1,2,3,10]. Здесь и далее под природной газоносностью понимается суммарный объем горючих газов, содержащихся в единице веса угля или породы.

ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ О ПРИРОДНОЙ ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

При изучении природной газоносности и интерпретации получаемых данных рекомендуется учитывать основные закономерности распределения газов в угленосных толщах, установленные в процессе многолетних исследований [4,6,7,8], подтвержденные работами ДонбассНИЛ и кратко излагаемые ниже.

Угольные пласты и вмещающие породы содержат взрывоопасные и токсические газы. Основным компонентом газа на больших глубинах является метан. Количество его в угольных пластах увеличивается с глубиной и с повышением степени метаморфизма угля от ничтожных содержаний вблизи дневной по-

верхности (угли всех стадий метаморфизма) до 5–10м^3/т г.м., на глубинах 500 – 800 м для углей низких стадий; 10 – 25 м^3/т г.м. – для углей средних стадий и 25–35 м^3/ т г.м.– для углей высоких с т а д и й метаморфизма и антрацитов . Далее до глубины 1000–1300 м газоносность практически не изменяется. Глубже иногда отмечается тенденция к некоторому снижению газоносности, по–видимому, обусловленная повышением температуры и давления горных пород. Исключение составляют высокометаморфизованные антрациты марок 12/А, 13/А, 14/А и угли марок Б и БД, которые практически не содержат метана.

В табл. 1 приведены основные особенности изменения газоносности углей средних стадий метаморфизма с глубиной и показаны некоторые геологические и технологические признаки зон газоносности, выделение которых рекомендуется для дифференцированной оценки газоносности угленосных отложений. Установленная стабилизация газоносности на определенных глубинах явилась основанием для некоторых из приведенных ниже рекомендаций.

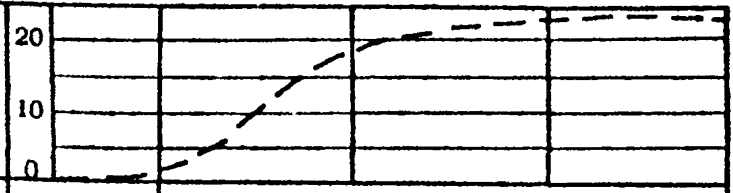
Для уточнения и конкретизации современных требований к материалам по газоносности со стороны проектных организаций Минуглепрома СССР Донбасская научно–исследовательская лаборатория провела анкетный опрос проектных институтов Донбасса ("Днепрогипрошахт", "Южгипрошахт", "Донгипрошахт", "Ростовгипрошахт" Министерства угольной промышленности СССР), на основании которого были разработаны рекомендации, касающиеся формы выражения и точности определения отдельных показателей, характеризующих газоносность по геологоразведочным данным.

Г а з о в а я з о н а л ь н о с т ь и с о с т а в г а з а . Передаваемые проектирующим организациям материалы должны содержать сведения о полном химическом составе газов и глубине зоны газового выветривания (с абсолютной погрешностью ±50 м). Кроме того, должны выделяться газовые зоны, различающиеся по составу и концентрации отдельных газовых компонентов.

Г а з о н о с н о с т ь . При прогнозировании газообильности горных выработок проектирующими организациями используются наиболее надежные максимальные значения газоносности.

Таблица I

Характеристика зон изменения газоносности углей средних стадий метаморфизма

Максимальная газоносность, $м^3/т$ г.м.				
Зоны газоносности	зона газового выветривания *	зона метановых газов: интенсивного нарастания газоносности	замедленного нарастания газоносности	стабилизации газоносности
Геологические признаки зон газоносности				
Глубины зон газоносности	0 ÷ 100–300м	100–300м ÷ 500–700м	500–700м ÷ 1000–1100м	1000–1100м ÷ 1600–1800м
CH_4, %	до 70–80	> 70–80	80–100	80–100
газоносность, $м^3/т$ г.м.	до 2,0	от 2 до 15–20	15–20+(3 ÷ 5)	20–25±(1 ÷ 2)
градиент газоносности, $м^3/т$ г.м.	0	3	от +3 до +1	от +1 до -1
Характер пористости	Микропоры, переходные поры, субмакропоры и трещины в несжатом состоянии		Объем микропор не изменяется, другие пустоты под геостатическим давлением сжаты или закрыты	
Главные факторы, определяющие газоносность	Степень метаморфизма, давление газа,			
	глубина залегания, тектоника, гидрогеологические условия, покровные отложения		температура, давление пород. Прочие факторы – слабо	
Гидрохимический состав вод	$Ca(HCO_3)_2$ Na_2SO_4 $NaHCO_3$	Гидрокарбонатно-натриевые и хлоридно-натриевые ($NaHCO_3$, NaCl)		
Гидродинамическая зональность	Активного водообмена	Затрудненного водообмена	Зона застойного режима	
Термальная зональность	Зона повышенного и пониженного теплового сопротивления		Зона нормального теплового сопротивления	

* Подразделяется (по А.И.Кравцову) на: азотно-углекислую, углекисло-азотную, метаново-азотную, азотно-метановую зоны

Исходя из предположения (требующего дополнительной экспериментальной проверки), что в определениях газоносности по углегазовым пробам существует систематическая ошибка в виде недостатка, равная для любой независимой выборки двум среднеквадратичным ошибкам, рекомендуется строить прогнозные карты газоносности с изогазами, отвечающими максимальным значениям содержания газа.

Плотность опробования и расположение проб на участке. Для решения вопросов, связанных с проектированием шахт желательна плотность опробования, составляющая от 1 пробы на 1,5–2,0 км^2 до 1 пробы на 0,5 км^2 площади пласта в зависимости от характера изменчивости газоносности (в настоящее время фактическая плотность составляет 1 пробу на 2–3 км^2).

В соответствии с мнением проектирующих организаций наиболее предпочтительным является равномерное расположение проб в пределах участка, а не по нескольким разведочным линиям в центре и на флангах шахтного поля, как это рекомендуется в существующих инструкциях по изучению газоносности.

Количество прогнозных карт. Прогнозные карты газоносности рекомендуется строить раздельно для каждого рабочего пласта.

Точность определений. Согласно "Временной инструкции по прогнозу метанообильности..." [1] допускаемая ошибка расчета газообильности выработок не должна превышать $\pm$ 30%. Однако проектные институты считают, что ошибка определений природной газоносности не должна превышать $\pm$ 10%. Достигнуть такую точность при современных технических средствах изучения газоносности вряд ли возможно.

Сбор сведений о фактической газообильности. Сведения о фактической газообильности шахт-аналогов являются своеобразным эталоном для проверки расчетов. Поэтому в числе сведений о газообильности в геологических отчетах должны приводиться данные по актам категорийности, данные по плановым декадным замерам, объединенные по годам, горизонтам и пластам за 10 лет или за время службы горизонта.

Запасы метана в угольных пластах. Проектные организации подтвердили необходимость подсчета запасов метана и выдачи рекомендаций по использованию их в промышленности.

На основании анализа требований проектных институтов ДонбассНИЛ сформулированы следующие основные задачи изучения газоносности при проведении геологоразведочных работ:

1. Обследование газопроявлений в естественных и искусственных обнажениях, наблюдения за выделениями газа из скважин и замер его дебита.

2. Установление состава газов угольных пластов и вмещающих пород.

3. Определение величины природной газоносности угольных пластов и вмещающих пород.

4. Установление интервалов повышенного газовыделения в разрезе угленосной толщи.

5. Замер газового давления в угольных пластах и вмещающих породах в скважинах и подземных горных выработках.

6. Отбор проб из скважин и горных выработок для исследования коллекторских свойств углей и вмещающих пород и определение сорбционной емкости углей.

7. Изучение газопроявлений в подземных горных выработках и газового режима шахт.

8. Определение природной газоносности угольных пластов по данным газовых съемок в горных выработках.

Перечисленные виды исследований сопровождаются отбором углегазовых и газовых проб.

СИСТЕМАТИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ УГЛЕГАЗОВОГО ОПРОБОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПЕРФОКАРТ

Наиболее рациональной формой систематизации, хранения и интерпретации материалов по газоносности является применение различного рода носителей информации типа перфокарт, перфолент, магнитных лент, дисков и т. п. В ДонбассНИЛ разра-

работана и рекомендуется для использования методика обобщения данных при помощи перфокарт типа К-5 с двухрядной краевой перфорацией. Предлагаемый макет перфокарты (рис. 1) предусматривает использование трех типов ключей : прямого двухрядного, суммирующего двухрядного 1-2-4-7 в его укороченном варианте 1-2-4 и алфавитного треугольного ключа.

В прямом ключе каждому признаку отводится одно определенное отверстие перфокарты во внешнем или внутреннем ряду перфорации.

Двухрядный ключ 1-2-4-7 позволяет записать 10 цифр. Для этого используются 4 пары отверстий. Цифры 1,2,4,7 записываются глубокими вырезами, а остальные - сочетаниями мелких вырезов. Цифра "0" записывается сочетанием 4 и 7.

Алфавитный треугольный ключ строится на поле с определенным количеством точек, в нашем случае - 5 пар отверстий, над которыми строится треугольник. В треугольнике проводятся линии, параллельные его сторонам и ограничивающие каждую пару отверстий. Эти линии образуют систему ромбов, в каждом из которых заключены по две пары отверстий. Левые буквы записываются в этом ключе глубоким левым и мелким правым вырезами, а правые буквы наоборот - глубоким правым и мелким левым вырезами. Описываемый ключ дает возможность на пяти парах отверстий записать двадцать показателей.

Информация может записываться не только в закодированном виде на полях перфорации, но также и открытым текстом на свободной от перфорации части перфокарты.

С помощью описанных выше типов ключей на полях перфорации можно обозначить 25 основных признаков. Для удобства пользования перфокартой каждому признаку присвоен номер. Такие виды признаков, как номер скважины и местоположение района работ, выносятся на перфокарту открытым текстом, поскольку они занимают довольно большое количество отверстий перфорации. Благодаря такому размещению информации свободные центральные части сторон перфокарты заполняются кодовыми таблицами . Это значительно упрощает и облегчает работу с перфокартой. По предлагаемому способу сразу же отмечается код признака, который после заполнения всех кодовых таблиц шифруется на краевой пер-

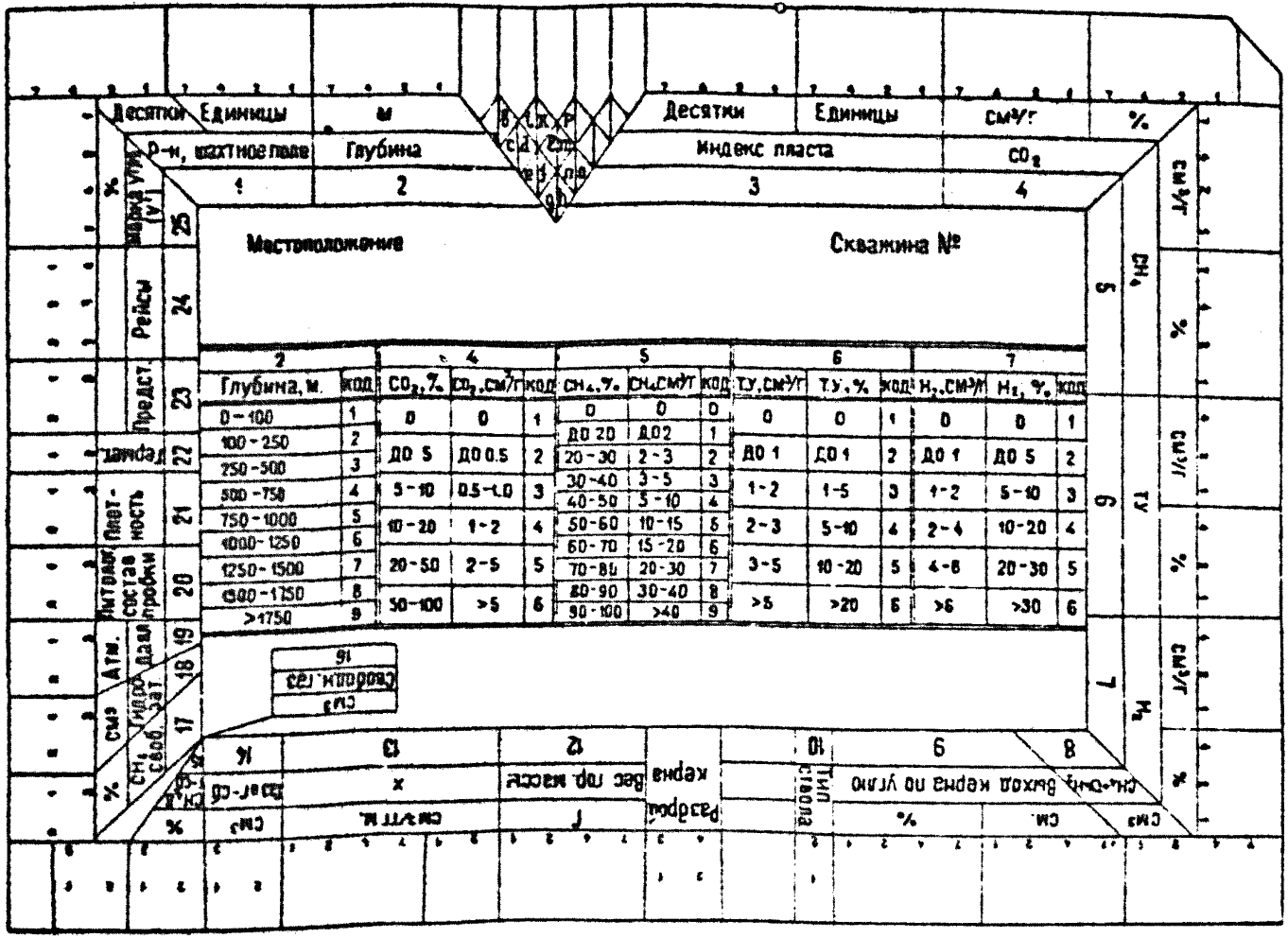
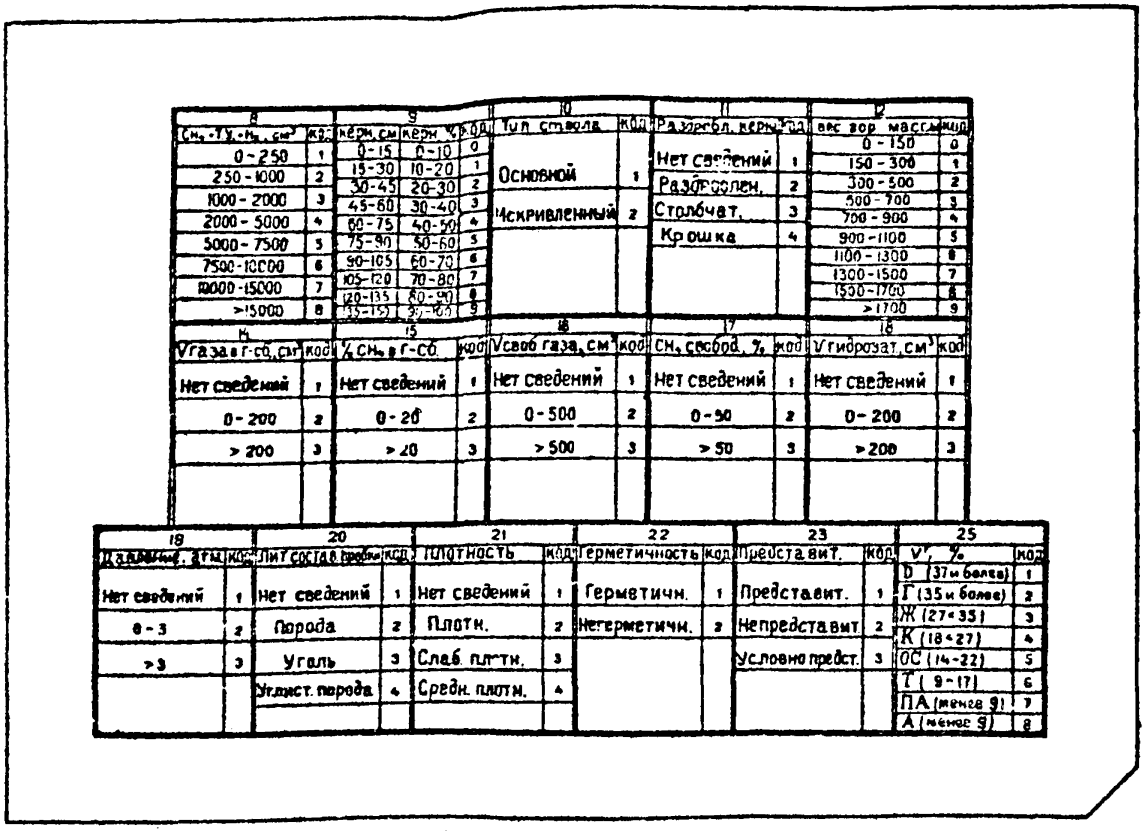


Рис. 1. Перфокарта (лицевая сторона)



8		9			10		11		12	
$CH_4 + Y_2 + H_2$, см³	код	керн, см	керн, %	код	Тип ствола	код	Раздробл. керн	код	вес вор масс	код
0 - 250	1	0-15	0-10	0	Основной	1	Нет сведений	1	0 - 150	0
250 - 1000	2	15-30	10-20	1	Искривленный	2	Раздроблен.	2	150 - 300	1
1000 - 2000	3	30-45	20-30	2			Столбчат.	3	300 - 500	2
2000 - 5000	4	45-60	30-40	3			Крошка	4	500 - 700	3
5000 - 7500	5	60-75	40-50	4					700 - 900	4
7500 - 10000	6	75-90	50-60	5					900 - 1100	5
10000 - 15000	7	90-105	60-70	6					1100 - 1300	6
>15000	8	105-120	70-80	7					1300 - 1500	7
		120-135	80-90	8					1500 - 1700	8
		135-150	90-100	9					>1700	9

14		15		16		17		18	
V газа в г-сб, см³	код	% CH_4 в г-сб	код	V своб газа, см³	код	CH_4 свобод, %	код	V гидрозат, см³	код
Нет сведений	1	Нет сведений	1	Нет сведений	1	Нет сведений	1	Нет сведений	1
0 - 200	2	0 - 20	2	0 - 500	2	0 - 50	2	0 - 200	2
> 200	3	> 20	3	> 500	3	> 50	3	> 200	3

19		20		21		22		23		25	
Давление, атм	код	Лит состав. пробки	код	Плотность	код	Герметичность	код	Представит.	код	V, %	код
Нет сведений	1	Нет сведений	1	Нет сведений	1	Герметичн.	1	Представит.	1	D (37 и более)	1
0 - 3	2	Порода	2	Плотн.	2	Негерметичн.	2	Непредставит.	2	Г (35 и более)	2
>3	3	Уголь	3	Слаб. плотн.	3			Условно предст.	3	Ж (27<35)	3
		Углист. порода	4	Средн. плотн.	4					К (18<27)	4
										ОС (14-22)	5
										Т (9-17)	6
										ПА (менее 9)	7
										А (менее 9)	8

Рис. 1. Перфокарта (оборотная сторона)

форации. Этим исключается появление случайных ошибок при определении кода по отдельным таблицам и достигается значительная быстрота заполнения перфокарт.

Большинство кодируемых признаков сгруппировано по родственным разделам. Номера полей перфорации и кодовых таблиц совпадают. Ниже приводится краткое описание рекомендуемого макета перфокарты (см.рис. 1).

П о л е 1 , на котором записывается район, шахтное поле, располагается на 8 парах отверстий, позволяющих закодировать 69 полей, районов. Таблица кодов для этого по л я не приведена на перфокарте из-за ее громоздкости.

П о л е 2 на 4-х парах отверстий позволяет кодировать 9 интервалов глубин, приведенных в кодовой таблице.

П о л е 3 предназначено для записи индекса пласта,кодирование которого осуществляется при помощи треугольного алфавитного ключа и двухрядного ключа 1-2-4-7.

П о л я 4,5,6,7,8 объединяют результаты определения содержания отдельных компонентов газа в пробах. Запись на них производится двухрядным ключом 1-2-4-7 и его укороченным вариантом 1-2-4. Следует отметить, что каждое из вышеуказанных полей разделено на две части для записи не только в весовом, но и в процентном выражении.

П о л е 9 предназначено для записи выхода керна п о углю в процентах и сантиметрах.

П о л е 10 строится на одной паре отверстий и служ и т для записи прямым ключом типа ствола.

Между полями 10 и 11 располагаются две пары резерв - ных отверстий.

Н а п о л е 11 прямым ключом записываются сведения о степени раздробленности керна.

П о л е 12 позволяет закодировать в соответствии с кодовой таблицей девять показателей веса горючей массы.

П о л е 13 позволяет записать величину газоносности с точностью до 1.

П о л я 14,15,16,17 дают возможность записать данные об объеме газа в газосборнике,процентном содержании CH_4 в газосборнике,объеме свободного газа и процентном содержании свобсдного CH_4.

П о л е 18 служит для записи объема гидрозатвора.

П о л е 19 предназначено для характеристики газового давления.

П о л я 20,21,22 предназначены для кодирования информации о литологическом составе, плотности и герметичности пробки.

Н а п о л е 23 записываются сведения о представительности пробы.

П о л е 24 служит для кодирования рейса.

Н а п о л е 25 выносятся данные о степени метаморфизма углей.

После окончания разведки участка весь фактический материал по газоносности рекомендуется представлять на перфокартах, что значительно облегчает систематизацию полученных данных.

Преимущество предлагаемой перфокарты по сравнению с ранее разработанными заключается в том, что в ней основное количество показателей записывается кодом на краевой перфорации.

Это дает возможность, во-первых, значительно расширить обработку перфокарт посредством сепараторов и, во-вторых, значительно сократить затраты времени на их заполнение.

ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ КАРТ ГАЗОНОСНОСТИ

Результаты изучения газоносности рекомендуется выражать в виде прогнозных карт газоносности, которые строятся на базе гипсометрических планов.

Методика построения прогнозных карт, разработанная в ДонбассНИЛ, заключается в следующем :

1. На гипсометрические планы основных рабочих пластов выносятся значения газоносности по данным опробования:в герметические стаканы, керногазонаборниками и газокаротажным методом.

2. На гипсометрических планах выделяются участки с одинаковыми геологическими условиями (близкой степенью метаморфизма, равными углами падения и т.п.).

3. По выделенным участкам строятся графики изменения газоносности с глубиной по представительным пробам. На

графиках проводятся кривые изменения газоносности по средним значениям. Затем вычисляются среднеквадратичные значения по интервалам глубин и проводятся кривые изменения предельных значений газоносности, соответствующих средним значениям, увеличенным на два среднеквадратичных отклонения [4].

4. По построенным графикам определяются глубины, соответствующие значениям газоносности 5, 10, 15, ..., 35 м³/т г. м.

5. На гипсометрических планах по этим значениям строятся изогазы – линии равной газоносности, в общем повторяющие конфигурацию изогипс.

Используя прогнозные карты газоносности, построенные по этим значениям, проектирующие организации смогут предусмотреть наиболее безопасный вариант проветривания горных выработок и эффективной дегазации угольных пластов.

Достоинство предлагаемой методики составления карт заключается в том, что, во-первых, влияние отдельных аномальных проб сглаживается, а, во-вторых, фактически учитываются все пробы, показавшие наиболее высокие значения газоносности.

Для перспективного планирования разработки угольных пластов Донбасса, выяснения общих закономерностей изменения газоносности в его пределах и предварительной оценки потенциальных запасов метана в угольных пластах рекомендуется использовать составленную ДонбассНИЛ обзорную прогнозную карту газоносности бассейна в масштабе 1 : 300 000. При построении карты использована зависимость газоносности от глубины залегания и степени метаморфизма угля. Значения газоносности и глубины начала ее стабилизации определялись на графиках изменения газоносности по изометаморфным разностям углей. Эти параметры были нанесены определенными условными знаками на карту распространения зон метаморфизма. На рис. 2 показан фрагмент прогнозной карты.

По построенной схематической карте можно определить предельную величину газоносности и глубину начала зоны ее стабилизации для любой марки угля, имеющейся на участке, установить основные закономерности изменения газоносности в бассейне.

Аналогичным способом могут быть построены схематические прогнозные карты по геолого-промышленным районам.

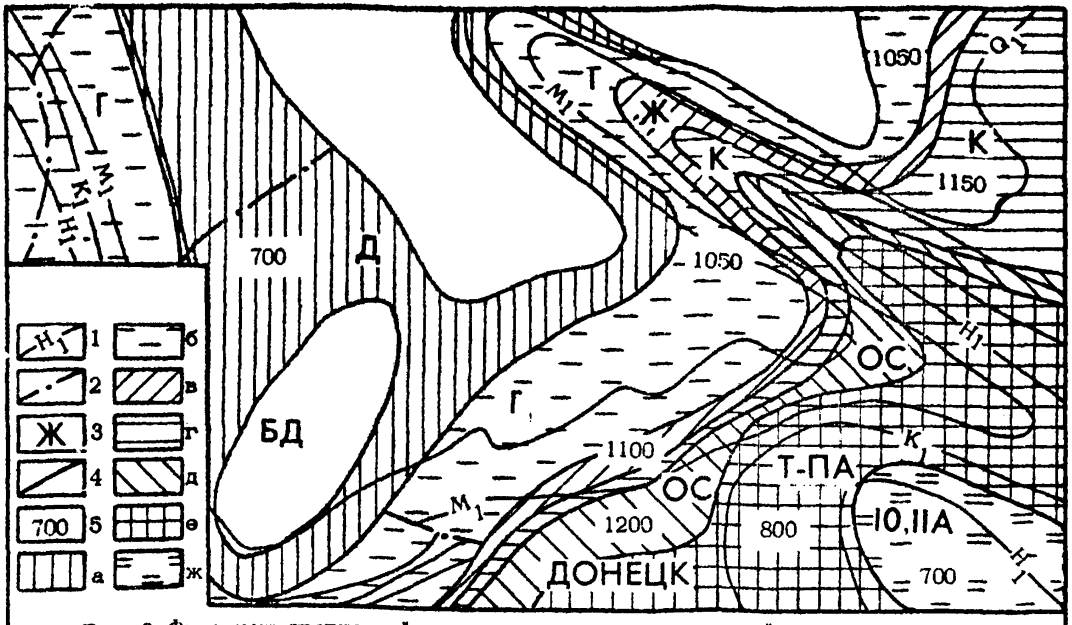


Рис. 2. Фрагмент прогнозной карты предельных значений газоносности.
1 – границы свит; 2 – разрывные нарушения; 3 – марка угля;
4 – границы зон метаморфизма; 5 – глубина начала стабилизации газоносности.
Предельная газоносность, $м^3/т$ г.м: а–9; б–17; в–20; г–21; д–28; е–31; ж–35.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ МЕТАНА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ

При разработке угольных пластов в атмосферу горных выработок поступает газ из угля и вмещающих пород в количестве до 50–100 $м^3$ на каждую тонну вынимаемого угля. Ныне этот газ в основном выбрасывается в атмосферу.

В свете "Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах" горючие газы угленосных отложений следует рассматривать не только как вредный компонент, осложняющий разработку угля, но и как полезное ископаемое, извлечение которого попутно с добычей угля даст определенный экономический эффект.

В СССР неоднократно предпринимались попытки подсчета запасов угольных газов в отдельных бассейнах [5,7]. В ДонбассНИЛ разработана и рекомендуется для практического внедрения упрощенная методика подсчета запасов метана в угольных пластах. Сущность метода заключается в следующем. На гипсометрический план выносятся значения газоносности по представительным пробам. Затем оконтуривается и исключается из подсчета зона с газоносностью менее 10 $м^3$/т угля, т.к. при меньшей газоносности специальные мероприятия по дегазации нецелесообразны. Остальная площадь пласта разбивается на погоризонтные блоки, ограниченные по падению изогипсами, кратными 200 или 300 м, в зависимости от угла падения и плотности сети опробования, а по простиранию – границами шахтного поля или крупными нарушениями.

В пределах погоризонтного блока газоносность изменяется по криволинейному закону, поэтому запасы метана подсчитывались с использованием методов приближенного интегрирования или приближенно, по средней газоносности в блоке и запасам угля в блоке (рис.3).

Общие запасы метана по разведочному участку следует определять путем суммирования запасов по отдельным погоризонтным блокам и пластам.

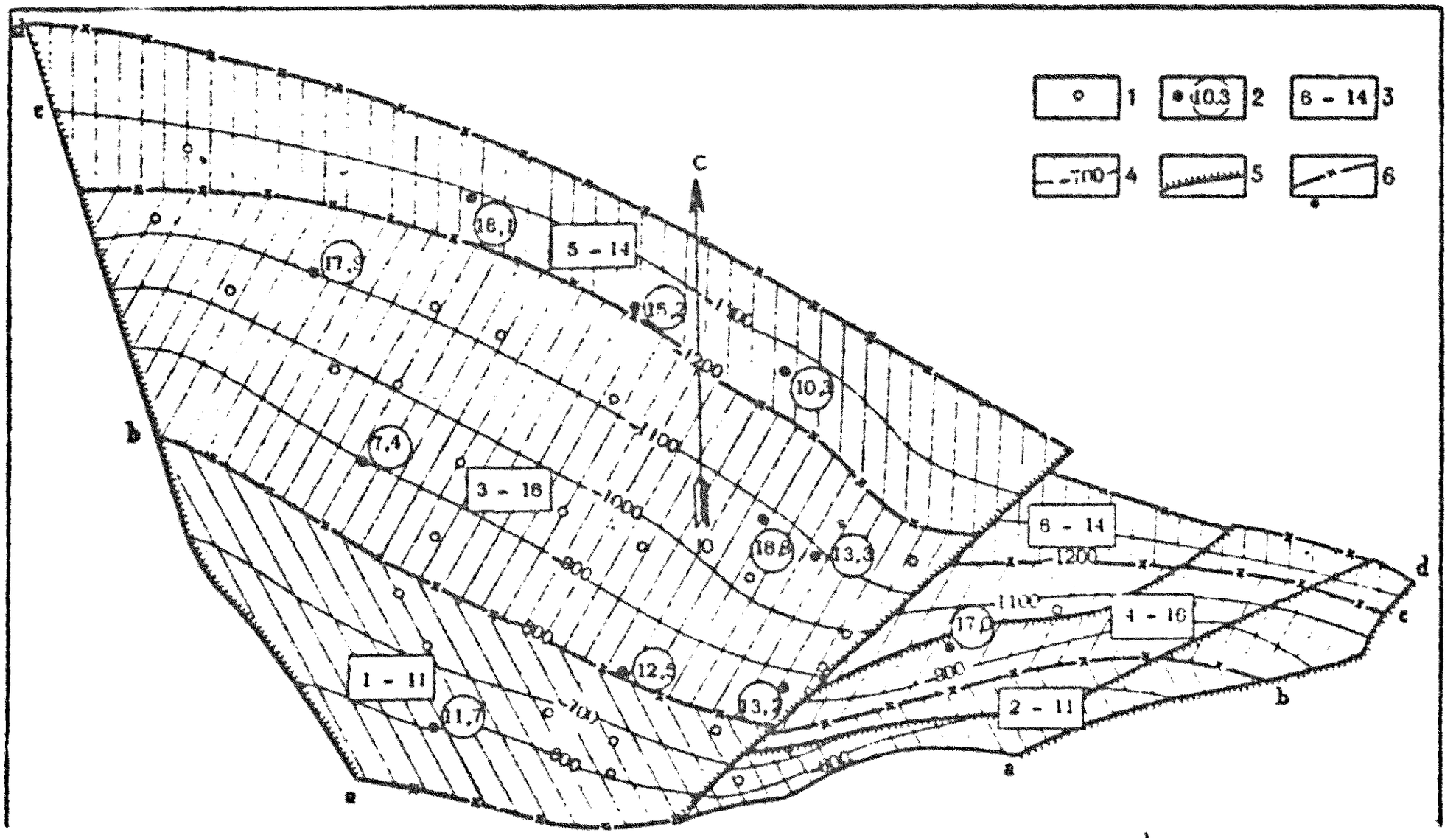


Рис.3. Схема подсчета запасов метана в угольном пласте k_8

1 - разведочная скважина; 2 - скважина, опробованная на газоносность; величина газоносности, $м^3/т$ г.м.; 3 - номер блока и средняя величина газоносности по блоку, $м^3/т$ угля; 4 - изогипсы пласта; 5 - тектонические нарушения; 6 - границы подсчетных блоков.

ОБЪЕМЫ ОПРОБОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОНОСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Перед началом проектирования работ по газоносности отдельных участков в Донбассе рекомендуется : а) по схеме распространения зон с различной газоносностью (табл. 2) определить возможную предельную величину газоносности угольных пластов, которая может быть установлена на данном участке ; б) на прогнозной карте предельных значений газоносности бассейна нанести контуры участка. Зная марку угля и глубину разведки, можно установить возможную предельную величину газоносности и глубину, ниже которой газоносность стабилизируется, т.е. практически не возрастает ; в) наметить места отбора проб согласно приведенным ниже объемам по стадиям разведки.

Исследования последних лет по анализу достоверности материалов углегазового опробования и обобщения методических рекомендаций [1,2,9] позволили установить оптимальные варианты объемов опробования для изучения газоносности и предложить нижеследующую принципиальную схему изучения газоносности на различных стадиях разведки.

А. Поиски. При поисках следует устанавливать в основном качественный состав природных газов и примерное положение глубины зоны газового выветривания по аналогии с соседними участками и путем отбора проб в герметические стаканы по отдельным скважинам. Интервал опробования следует сужать по мере накопления данных о глубине залегания верхней границы метановых газов. При завершении поисковой разведки рекомендуется отобрать несколько проб керногазонаборником (5–10 проб) для предварительного суждения о значениях газоносности на различных глубинах.

Б. Предварительная разведка. При проведении предварительной разведки уточняется положение глубины зоны газового выветривания и устанавливается примерная газоносность угольных пластов следующим образом:

Таблица 2

Распространение по территории Донбасса площадей, характеризующихся различной газоносностью

Марка угля	Газоносность, $м^3/т$ г.м.	Наименование площадей
		Площади с низкой газоносностью
БД, Д	2–10	Участки Западного Донбасса, Волчанская синклиналь, северо-западная часть Красноармейского района, западная часть Донецко-Макеевского района, Старобельская угленосная площадь, Миллеровская моноклиналь
		Площади с умеренной газоносностью
Г, Ж, К	10–20	Большая часть Красноармейского района, Центральная часть Донецко-Макеевского района, западная часть Центрального района, Лисичанский и Луганский районы, отдельные участки Алмазно-Марьевского района, северная часть мелкой складчатости в Восточном Донбассе
		Площади с высокой газоносностью
ОС, Т, ПА, 10/А 11/А	20–35	Торезско-Снежнянский район, восточная часть Центрального и северо-восточная часть Донецко-Макеевского района, Селезневский район, Боково-Хрустальский, Краснодонский, свиты C_2^4, C_2^5, C_2^6, отдельные участки Алмазно-Марьевского района, северная часть полосы мелкой складчатости в Восточном Донбассе
		Площади с переходной газоносностью
антрациты	32–2,5	Участки свиты C_2^5 в Центральном районе, в Боково-Хрустальском, Торезско-Снежнянском районе, свиты C_2^3 Углегорской мульды и свиты C_2^7 в ядре Сулино-Садкинской синклинали, Ново-Золотовской и Висловской брахисинклиналей
		Площади негазоносных антрацитов
12/А–14/А	не более 2,5	Восточная часть Торезско-Снежнянского района, свита C_2^3 Боково-Хрустальского и Должанско-Ровенецкого районов, зона крупных линейных складок, включающая Шахтинско-Несветаевский, Сулино-Садкинский, Гуково-Зверевский районы

1. Герметическими стаканами опробуется 50% всех пластопересечений угольных пластов в интервале 50–70 м выше и ниже предполагаемой глубины залегания верхней границы метановых газов.

2. Опробование керногазонаборниками проводится с целью установления газоносности основных рабочих пластов и определения основных закономерностей в изменении газоносности с глубиной и по площади участка.

Для опробования керногазонаборником выбираются разведочные линии на расстоянии 3–4 км одна от другой. По этим линиям проводится опробование угольных пластов в зоне метановых газов. Плотность опробования должна соответствовать требованию : одна проба на 3 км^2 площади пласта. В зоне выветривания следует отбирать 5–10 проб для уточнения глубин зоны газового выветривания.

В результате проведенных работ по газоносности на стадии предварительной разведки должны быть построены ориентировочные прогнозные карты газоносности в изогазах.

В. Детальная разведка. При детальной разведке необходимо охарактеризовать газоносность всех рабочих пластов, дать основные закономерности ее изменения, определить газоносность вмещающих пород. Для этого необходимо :

1. Уточнить положение глубины зоны газового выветривания.

2. Опробовать керногазонаборниками все рабочие пласты на разведочных линиях, отстоящих от ранее опробованных линий на газоносность на 1,5 – 2,0 км. Расстояние в линиях между точками опробования должно составлять 1 км, при крутых углах падения–меньше.

3. По одной "частокольной" линии по простиранию и одной линии вкрест простирания следует проводить опробование по всем угольным пластам и спутникам мощностью 0,3 – 0,5 м.

На этой стадии разведки следует, кроме того, опробовать угольные пласты по отдельным скважинам, заданным в тектонических блоках и определить влияние тектонических нарушений на изменение газоносности пласта.

По угольным пластам мощностью более 1 м необходимо проследить изменение газоносности по мощности пласта в нескольких пластопересечениях. Для этого надо керногазонаборниками перебурить весь пласт мощностью до 1,5 м последовательными рейсами по 0,4 –0,5 м.

По каждому пласту-спутнику мощностью свыше 0,3 м следует отобрать несколько (5–7) проб по участку для подтверждения идентичности газоносности их с основными рабочими пластами.

Следует также дублировать 5–10% всех проб путем искривления разведочных скважин в непосредственной близости от пласта для подтверждения стабильности получаемых результатов, а также в случае непредставительного опробования по основному пласту.

Для определения газоносности углей и вмещающих пород и установления интервала с повышенной газотдачей следует по двум-трем наиболее глубоким разведочным скважинам провести газовый каротаж с применением комплексного метода МГРИ.

В итоге выполнения намеченного объема опробования необходимо достичь плотности опробования, соответствующей одной пробе на 1–1,5 км^2 площади пласта, что достаточно для полного освещения характера изменения газоносности по площади и с глубиной. По результатам детальной разведки следует строить прогнозные карты газоносности по всем рабочим пластам.

Г. Доразведка для изучения газоносности. Некоторые участки разведаны без изучения газоносности угленосных отложений. Изучение газоносности на таких участках необходимо проводить по следующей методике.

1. Установить примерную глубину залегания поверхности метановых газов по аналогии с соседними участками.

2. По разведочным скважинам в интервале глубин на 50 м выше и ниже предполагаемой глубины зоны газового выветривания провести контрольный отбор проб в герметические стаканы по основным рабочим пластам.

3. На расстоянии не более 3 км друг от друга выбрать разведочные линии, на каждой линии наметить скважины с расстоянием между ними не менее 2 км. Их желательно располагать в наименее нарушенных участках, т.к. сильно нарушенные пласты вряд ли будут отрабатываться, поэтому газоносность их не имеет практического значения.

4. По всем намеченным скважинам следует проводить опробование керногазонаборником основных рабочих пластов, а также некоторых пластов-спутников.

5. При составлении заключения по газоносности следует использовать не только результаты газового опробования по разведываемому участку, но также данные многолетних наблюдений за газообильностью шахт.

Объемы опробования для всех стадий разведки указаны применительно к участкам с простым моноклинальным строением.

При опробовании участков со сложным геологическим строением следует предусматривать дополнительные объемы опробования для установления локальных изменений газоносности в зоне влияния пликативных или дизъюнктивных нарушений.

Если на участке разведуются оба крыла крупной складки, то объем опробования по каждому крылу следует определять отдельно.

На стадии детальной разведки рекомендуется применять также новые методы изучения газоносности : замер пластового давления с помощью пластоиспытателей, определение потенциальной метаноемкости на сорбционных установках в условиях, имитирующих природную обстановку (давление, температура, влажность).

При наличии вблизи разведочных участков действующих шахт рекомендуется проводить газовые съемки, отбор проб на остаточную газоносность и отбор проб шахтными керногазонаборниками.

Установленная закономерность стабилизации газоносности угольных пластов на больших глубинах дает основание к пересмотру объемов массового опробования на газоносность в зоне стабилизации газоносности.

Рекомендуется по каждому намечаемому к разведке участку по результатам предварительной разведки и данным по соседним участкам определять интервал начала стабилизации газоносности.

Если разведываемые участки находятся в зоне стабилизации газоносности, то прежде всего следует провести контрольный отбор проб керногазонаборниками по основным рабо -

чим пластам во всем диапазоне глубин и по 2 кустам скважин в наиболее характерных частях участка с отбором не менее 3 качественных проб по каждому пласту.

При подтверждении прогнозных значений газоносности контрольными работами объем опробования, планируемый согласно установившимся ныне нормам, можно сокращать на на 50%, т.к. получить значения газоносности выше прогнозируемых вряд ли возможно.

Обязательным условием корректировки объемов опробования является предварительный анализ геологических условий газоносности и дополнительное опробование основных угольных пластов еще по 2–3 кустам скважин по методике, разработанной в тресте "Артемгеология".

Изложенные выше рекомендации ДонбассНИЛ можно кратко обобщить следующим образом:

1. Систематизацию результатов углегазового опробования следует проводить с помощью перфокарт.

2. Прогнозные карты газоносности рекомендуется строить, используя предельные значения газоносности, соответствующие средним значениям газоносности, увеличенным на д в а среднеквадратичных отклонения.

3. До начала разведочных работ следует определить возможные значения газоносности по приведенной схеме распространения зон с различной газоносностью; по прогнозной карте газоносности бассейна уточнить возможную предельную газоносность и наметить места отбора проб согласно разработанной схеме.

4. Если в процессе опробования будет установлено, что значения газоносности в зоне стабилизации незначительно ($\pm$ 5 м^3/т г.м) отличаются от заранее прогнозированных значений, объем опробования в этой зоне следует значительно сократить и основное внимание необходимо уделить контрольному отбору проб и опробованию по кустам скважин.

5. В угольных пластах следует производить подсчет запасов метана как дополнительного источника химического сырья и топлива.

ЛИТЕРАТУРА

1. Временная инструкция по прогнозу метанообильности угольных шахт СССР. М., 1965, 32 с. (ИГД им. А.А. Скочинского).

2. Временная инструкция по определению и прогнозу газоносности (метаноносности) угольных пластов при проведении геологоразведочных работ. М.,"Недра", 1968,66 с.

3. Временные технические требования угольной промышленности к геологоразведочным работам и исходным геологическим материалам,представляемым для проектирования нового строительства и реконструкции шахт и разрезов. М.,1970, 23с.

4. Забигайло В.Е., Широков А.З. Проблемы геологии газов угольных месторождений. Киев, "Наукова думка", 1972,172с.

5. Карасев Г.К., Громыко Н.И. Способ подсчета прогнозных запасов метача в угольных пластах.- В кн.: "Геология и разведка угольных месторождений". Вып. 3. Ростов-на-Дону, 1972, с. 193-200.

6. Косенко Б.М., Карасев Г.К. и др. Изучение газоносности каменноугольных месторождений в тресте "Артемгеология". Киев, 1969, 49 с. (Укр НИИНТИ).

7. Кравцов А.И. Геологические условия газоносности угольных, рудных и нерудных месторождений полезных ископаемых. М,. "Недра",1968, 331 с.

8. Лидин Г.Д. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Т. 1. М., Изд-во АН СССР, 1949, 222 с.

9. Методика разведки угольных месторождений Донецкого бассейна. М., "Недра", 1972, 340с.

10. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. М., "Недра", 1975, 326 с.

Методические рекомендации
по изучению газоносности угленосных отложений
Донецкого бассейна при разведке глубоких горизонтов

Редактор Т.Кохановская

ПК 10750 Подписано в печать 1.04.1976.
Заказ199-76
Объем 1,0 п.л. Тираж 500 экз. Цена 10коп.

Отпечатано на ротапринте в ДонбассНИЛ
г.Ростов-на-Дону, пр.Буденновский,25

gost.e-ecolog.ru