

УДК 622.416.3

ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕГАЗАЦИИ СБЛИЖЕННЫХ ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Киселёв Н. Н., Радченко А. Г., Чхан Н. В.

(УкрНИИМИ НАНУ, г. Донецк, Украина)

Ашихмин В. Д., Чеперина Т. А.

(МакНИИ, г. Макеевка, Украина)

Розроблено параметри буріння дегазаційних свердловин на зближені подроблювані вугільні пласти. Запропоновано рекомендації щодо розрахунку параметрів буріння дегазаційних свердловин.

Parameters for drilling methane drainage boreholes for contiguous coal beds being overworked are developed. Guidelines for calculation of drilling methane drainage boreholes are proposed.

Ведение очистных работ вызывает процесс сдвижения горного массива и перераспределение напряжений в нём. В результате в над- и подработанном пространстве происходит разгрузка спутников и угольных пластов от горного давления, идет процесс дальнейшего развития трещиноватости горных пород. Эти процессы создают условия для десорбции и перемещения метана из спутников в горные выработки в объёме, когда вентиляционные (а порой и дегазационные) сети не обеспечивают содержание метана в горных выработках в пределах допустимых норм [1].

При проектировании параметров бурения дегазационных скважин используются усредненные данные по геолого-разведочным скважинам, пробуренным на шахтном поле с сеткой 500×500 м. В ряде случаев в планируемом к отработке выемочном поле находятся только одна – две геолого-разведочных сква-

жини, поэтому горно-геологическая характеристика данного участка является неполной, а исходные данные для расчётов по определению параметров бурения дегазационных скважин недостаточно точными. В таких случаях параметры бурения дегазационных скважин не оптимальны, а это, в свою очередь, приводит к нестабильному режиму работы дегазационных скважин.

Как правило, при любой схеме дегазации параметры бурения скважин следует выбирать так, чтобы они пересекали наиболее мощный из подрабатываемых пластов, залегающий на расстоянии от разрабатываемого пласта на расстоянии от 10 до 30 его мощностей.

Объём газа, извлекаемого скважиной в разгруженной зоне, значительно превышает объём газа, извлекаемого той же скважиной в неразгруженной зоне, поэтому при дегазации подрабатываемых пластов скважины должны быть пробурены в зону, разгруженную от горного давления.

Целью настоящей работы является повышение надежности расчетов параметров бурения дегазационных скважин на подрабатываемые угольные пласты на основании учета характерных особенностей литологического состава пород кровли и на этой основе обеспечение бесперебойной и эффективной работы дегазационной системы для снижения газообильности горных выработок.

На шахтах ПАО «ДТЭК «Павлоградуголь» в пределах отрабатываемых площадей наблюдается большой разброс горно-геологических характеристик подрабатываемых пород и пластов-спутников (мощность, крепость, технические характеристики углей, расстояния от разрабатываемого пласта, угол падения и т.д.)

Возможности и оптимальные параметры дегазационных систем необходимо определять с учетом закономерностей процесса сдвижения пород в пространстве и во времени.

При этом необходимо отметить, что расчёты параметров бурения дегазационных скважин, применительно к заданным горно-геологическим условиям носят рекомендательный характер. Так обследование 1025-й лавы пласта c_1^B ш. Западно-Донбасская ПАО «ДТЭК «Павлоградуголь» показало, что при средней нагрузке на лаву 1540 т/сутки существующая вентиляционная и

дегазационная системы не обеспечивают допустимые и требуемые концентрации содержания метана в пределах регламентируемых норм, как в выработках выемочного участка, так и в дегазационной сети.

В данном случае возможности вентиляции были полностью исчерпаны, поэтому стал вопрос о нормализации газовой обстановки за счёт повышения эффективности дегазации.

Выемочный столб 1025-й лавы пласта c_{10}^B расположен в уклонной части шахтного поля на границе блока № 2, система разработки – столбовая, с отработкой пласта по восстанию. Длина выемочного столба – 1750 м, длина очистного забоя – 250 м. Глубина отработки пласта (максимальная) – 520 м.

Мощность угольного пласта c_{10}^B в пределах выемочного поля составляет от 0,93 м до 1,11 м, средняя – 1,00 м, вынимаемая – 1,05 м. Уголь пласта c_{10}^B не опасен по выбросам угля (породы) и газа, не склонен к самовозгоранию, опасен по взрывам угольной пыли. Природная газоносность угольного пласта c_{10}^B в районе ведения очистных работ составляет $X_{пр} \leq 14,0 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ 1025-й лава оборудована механизированным комплексом КД-90, выемка угля в лаве производится комбайном УКД-200/250. Управления кровлей – полное обрушение. Со стороны 1025-го сборного штрека в лаве возводится два ряда костров размером $1,5 \times 1,5$ м и ряд органной крепи. Схема проветривания выемочного участка 1025-й лавы пл. c_{10}^B – прямоточная – 3-В-Н-г-пт. Применяемая на участке схема дегазации, предусматривает бурение скважин в кровлю позади очистного забоя с параметрами, приведенными в таблице 2 и обеспечивающими среднюю фактическую эффективность дегазации кровли – 27,7 %. В соответствии с нормативным документом [2] при данной схеме эффективность дегазации кровли должна составлять не менее 60 %.

Исследования, выполненные с целью определения причин недостаточной эффективности дегазации горного массива, включали следующие направления:

- определение фактического метановыделения на выемочном участке и его распределения по источникам;
- режим работы дегазационных скважин;

– определение фактической эффективности дегазации разрабатываемых пластов и пород.

Результаты исследований показали, что при стабильной работе лавы с нагрузкой 1540 т/сутки, расход воздуха на участке составил – 1400 м³/мин, в том числе в очистном пространстве – 554 м³/мин, общее метановыделение на выемочном участке достигает 16,53 м³/мин, из него в горные выработки выделяется 14,77 м³/мин (см. табл. 1).

Таблица 1
Средний газовый баланс выемочного участка 1025-й лавы пл. с₁₀^В

Источник метана	Метановыделение на выемочном участке		
	относительное, м ³ /мин	абсолютное, м ³ /т	%
Разрабатываемый пласт	2,33	3,38	17,06
Угольные пласты в кровле	9,23	10,58	53,55
Угольные пласты в почве	3,78	4,33	21,90
Породы	1,19	1,52	7,69
Всего по участку	16,53	19,81	100,00

Исследованиями режима работы дегазационных скважин установлено (см. табл. 2), что средний дебит метана, отсасываемого одной скважиной 0,22 м³/мин, при среднем его содержании в газовой смеси – 21,3 %; среднее разрежение в их устьях составляет 16 мм.рт.ст., что в 3,2 раза меньше рекомендуемого [2].

Для выяснения причин низкой метанодобываемости скважин была произведена проверка параметров бурения и соответствия их горнотехническим условиям, с последующей корректировкой.

С целью попадания скважин в зону, разгруженную от горного давления, была проанализирована горно-геологическая документация выемочного поля 1025-й лавы, определены три харак-

терных зоны для расчета параметров бурения скважин (см. табл. 3, рис. 1).

Таблица 2

Режим работы дегазационных скважин

Номер скважины	Вакуум, мм.рт.ст.	Содержание метана, %	Расход газовой смеси, м ³ /мин	Дебит метана, м ³ /мин
4	4	12	1,58	0,19
6	5	12	1,58	0,19
7	8	12	1,58	0,19
8	13	10	1,10	0,11
9	16	25	1,08	0,27
10	22	35	0,85	0,30
11	28	60	0,35	0,21
12	28	65	0,46	0,30
Итого	-	21,4	8,58	1,76

По данным таблицы 3 были рассчитаны параметры бурения скважин, с учётом угла разгрузки пород кровли от горного давления по принятым характерным зонам (рис. 2).

Характерные зоны выбирали исходя из идентичности литологического состава пород междупластья, который определяет угол разгрузки горного массива, начало и максимум газовыделения в дегазационные скважины, а также их сохранность в выработанном пространстве.

Рассмотрение положения скважин относительно дегазуемых пластов показало (рис. 2), что паспортные параметры справедливы, если угол разгрузки пород равен 70–80° (что наиболее характерно для зоны I (ПКО-ПК43)).

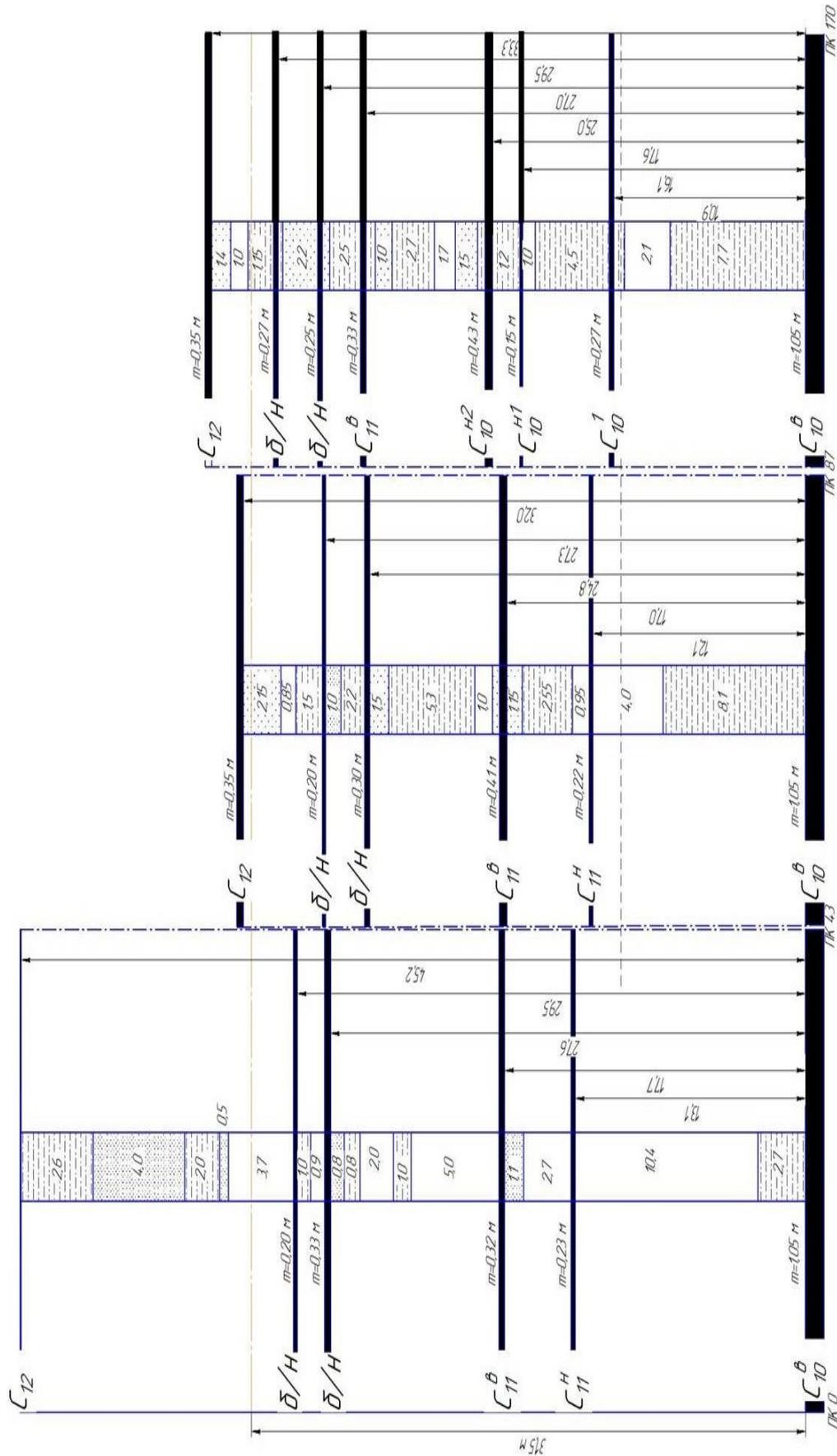
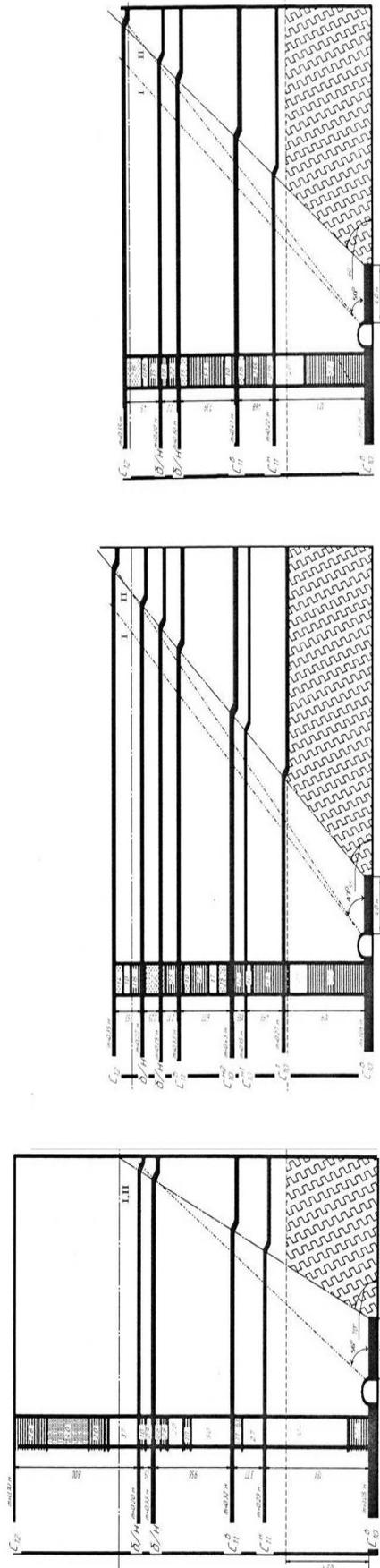


Рис. 1. Разрезы по геологоразведочным скважинам с учетом идентичности литологического состава пород



1. скважини, буримые по шахтним параметрам;
2. скважини, буримые по скорректированным параметрам.

Рис. 2. Схема расположения и бурения скважин в характерных зонах с учетом идентичности литологического состава пород

Наличие в породах кровли преимущественно песчаного сланца и песчаника 78,9–79,0 % от общего состава пород междупластья характерно для углов разгрузки 50–55° (зоны I – II (ПК43-ПК176)), что и объясняет низкий фактический дебит скважин.

Учитывая тот факт, что аналитические расчёты определения параметров бурения скважин выполнены по усреднённым данным (3 скважины находящиеся в зоне отработки выемочного столба) и носят рекомендательный характер, изменённые (скорректированные) параметры бурения с учетом выполненного анализа, применительно к конкретным горно-геологическим условиям для выбранных зон, определены графическим способом, при этом учитывались геологоразведочные скважины находящиеся вблизи выемочного столба.

Таблица 3

Состав пород междупластья от кровли разрабатываемого пласта
 (30 вынимаемых мощностей)

Характерные зоны					
I (ПКО-ПК43)		II (ПК43-ПК87)		III (ПК87-ПК176)	
Литологический слой пород	Мощность слоя, м	Литологический слой пород	Мощность слоя, м	Литологический слой пород	Мощность слоя, м
1	2	3	4	5	6
Песчаный сланец	2,7	Песчаный сланец	8,1	Песчаный сланец	7,7
Глинистый сланец	10,4	Глинистый сланец	4,0	Глинистый сланец	2,1
Уголь с ₁₀ '	0,23	Уголь с ₁₀ '	0,22	Уголь с ₁₀ '	0,27
Песчаник	1,10	Глинистый сланец	0,95	Песчаный сланец	4,5
Уголь с _н ^н	0,32	Песчаный сланец	2,55	Глинистый сланец	1,0
Глинистый сланец	5,0	Песчаник	1,15	Уголь с ₁₁ ^н	0,15
Песчаный сланец	1,0	Уголь с ₁₁ ^н	0,41	Песчаный сланец	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Глинистый сланец	2,0	Песчаник	1,0	Уголь с ₁₁ ^{H2}	0,43
Песчаный сланец	0,80	Песчаный сланец	5,3	Песчаник	1,5
Песчаник	0,80	Песчаник	1,5	Глинистый сланец	1,7
Уголь с ₁₁ ^B	0,33	Уголь с _{II} ^B	0,30	Песчаный сланец	2,7
Глинистый сланец	0,90	Песчаный сланец	2,2	Песчаник	1,0
Песчаный сланец	1,0	Песчаник	1,0	Песчаный сланец	1,7
Уголь б/н	0,20	Уголь б/н	0,20	Уголь с _{II} ^B	0,33
Глинистый сланец	3,7	Песчаный сланец	1,50	Песчаный сланец	0,8
Песчаник	0,5	Глинистый сланец	0,85	Уголь б/н	0,25
Песчаный сланец	2,0	Песчаник	2,15	Глинистый сланец	0,5
Песчаник	4,0	Уголь с ₁₂	0,35	Уголь б/н	0,27
Песчаный сланец	2,6	Песчаник	4,0	Песчаный сланец	1,15
Уголь с ₁₂	0,10	Глинистый сланец	14,0	Глинистый сланец	1,0
-	-	-	-	Песчаник	1,4
-	-	-	-	Уголь с ₁₂	0,58
Доля пород междупластья:	Σ=23,8 м (100 %)		Σ=32,5 м (100 %)		Σ=29,95 м (100%)
песчаники, алевролиты (Σ/%)	6,4 м (26,9 %)		25,45 м (78,9 %)		23,65 м (79,0 %)
аргиллиты (Σ/%)	17,4 м (73,1 %)		6,8 м (21,1 %)		6,3 м (21,0 %)

Параметры их выбирались так, чтобы скважины пересекали дегазируемые пласты вблизи пересечения их с плоскостью смещения пород кровли (см. табл. 4).

Таблица 4

Параметры экспериментальных скважин, сравнение их с
паспортными

Параметры	Ед. изм.	Зона I (ПКО-ПК43)	Зона II (ПК43-ПК87)	Зона III (ПК87-ПК176)	Шахтные параметры
Угол наклона к горизонту	град	54	50	47	56
Угол разворота от оси штрека	град	45	33	28	42
Длина скважин	м	36	43	47	35
Глубина герметизации	м	7,0	7,0	7,0	6,0
Дегазируемый источник	-	C ₁₁ ^B	C ₁₂	C ₁₂	б/н

Для оценки правильности выбранных параметров было пробурено по 10 скважин в каждой характерной зоне (две из которых пробурены по паспортным данным), при одинаковом расстоянии от очистного забоя 160 м.

Режим работы дегазационных скважин приведён в таблице 5.

Таблиця 5

Режим работы дегазационных скважин

Номер скважины	Зона I (ПКО-ПК43)				Зона II (ПК43-ПК87)				Зона III (ПК87-ПК175)				
	Вакуум, мм.р.ст.	Содержание метана, %	Расход газовой смеси м ³ /мин	Дебит метана, м ³ /мин	Номер скважины	Вакуум мм.р.ст.	Содержание метана, %	Расход газовой смеси, м ³ /мин	Дебит метана, м ³ /мин	Номер скважины	Вакуум, мм.р.ст.	Расход газовой	Дебит метана, м ³ /мин
11	28	60	0,35	0,21	30	10	18	0,44	0,08	55	20	0,50	0,10
12	28	65	0,46	0,30	32	10	21	0,86	0,18	56	25	0,40	0,10
13	33	80	1,20	0,98	34	30	90	0,88	0,80	57	88	1,02	0,90
14	37	85	1,31	1,11	36	35	95	1,05	1,00	58	97	0,95	0,92
15	35	90	1,00	0,90	38	35	100	1,10	1,10	59	95	1,00	0,95
16	30	90	0,97	0,88	40	35	100	1,05	1,05	60	100	1,30	1,30
17	30	95	0,95	0,90	41	38	100	1,05	1,05	61	100	1,30	1,30
18	40	100	0,95	0,95	42	38	100	1,10	1,10	62	100	1,25	1,25
19	41	100	1,20	1,20	43	40	95	1,21	1,15	63	100	1,20	1,20
20	43	100	1,20	1,20	45	42	95	1,21	1,15	64	95	1,18	1,25
Итого	-	-	9,56	8,63	Итого	-	-	9,95	8,86	Итого	-	10,10	9,27

Как видно, уточнение параметров бурения скважин согласно конкретным горно-геологическим условиям увеличило расход метановоздушной смеси по участковому газопроводу в 1,15 раза, дебит метана – в 5 раз, содержание метана в газовой смеси в 3,9 раза. Эффективность дегазации кровли при этом составила 87,5 % (см. табл. 6).

Таблица 6
Сравнение условий и эффективности дегазации

Параметры	Ед. изм.	До корректировки	После корректировки (среднее по зонам)
Расход газа в участковом газопроводе	м ³ /мин	8,58	9,88
Дебит метана в участковом газопроводе	м ³ /мин	1,76	8,85
Содержание метана в газопроводе	%	21,4	83,5
Общее метановыделение на участке, в том числе из кровли	м ³ /мин	16,53	16,53
		10,42	10,42
Эффективность дегазации	%	27,7	87,5

Выводы. Для организации бесперебойной и эффективной работы дегазационных скважин, контроля продуктивности работы скважин и всей дегазационной системы с целью снижения газообильности горных выработок необходимо руководствоваться следующим.

1. При недостаточности количества геологоразведочных скважин пробуренных на планируемой к отработке угольной площади, исходные данные для составления и расчета параметров бурения дегазационных скважин необходимо брать по бли-

жайшим скважинам, расположенным в пределах рассматриваемой угольной площади и путем интерполяции литологического состава пород слагающих подрабатываемую толщу определять характерные зоны с целью их идентичности.

2. В соответствии с выбранными характерными зонами аналитическим или графическим способом определять параметры бурения дегазационных скважин на подрабатываемые угольные пласты с учетом угла разгрузки пород в этих зонах.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Правила безопасности в угольных шахтах: НПАОП 10.0-1.01.10. — Госгорпромнадзор Украины. — Киев : 2010. — 211 с.
2. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации: СОУ 10.1.00174088.001-2004. — Минтопэнерго Украины. — Киев. : 2044. — 16 с.