

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Донецкий национальный технический университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
к практическим занятиям по дисциплине
Основы комплексной дегазации
и использования метана в угольных шахтах

Донецк
2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Донецкий национальный технический университет»

КАФЕДРА «ОХРАНА ТРУДА И АЭРОЛОГИЯ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
к практическим занятиям по дисциплине
Основы комплексной дегазации и использования
метана в угольных шахтах

для обучающихся по специальности 21.05.04 «Горное дело»,
специализация «Технологическая безопасность и горноспасательное дело»

РАССМОТРЕНО
на заседании кафедры
«Охрана труда и аэрология»
Протокол № 1 от 30.08.2023 г.

УТВЕРЖДЕНО
на заседании учебно-
издательского совета ДонНТУ
Протокол № 9 от 14.11.2023 г.

Донецк
2023

УДК 622.831.325.3:62-623.1.004.14(076)

М54

Составитель:

Кавера Алексей Леонидович – кандидат технических наук, заведующий кафедрой охраны труда и аэрологии ФГБОУ ВО «ДонНТУ»

М54

Методические рекомендации к практическим занятиям по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах»: для обучающихся по специальности 21.05.04 «Горное дело», специализация «Технологическая безопасность и горноспасательное дело» / ФГБОУ ВО «ДонНТУ», Каф. охраны труда и аэрологии ; сост. А. Л. Кавера. – Донецк : ДонНТУ, 2023. – Систем. требования: Acrobat Reader. – Загл. с титул. экрана.

Методические рекомендации разработаны с целью оказания помощи обучающимся в выполнении практической части курса и индивидуальных заданий по дисциплине «Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах».

УДК 622.831.325.3:62-623.1.004.14(076)

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

Расчет метанообильности выемочного участка по природной метаноносности пласта

Цель практического занятия – получение практических навыков расчета относительной метанообильности выемочного участка относительного метановыделения из угольного пласта, смежных подрабатываемых и надрабатываемых пластов-спутников и вмещающих пород.

Для определения необходимости применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке, сначала выполняют расчет метанообильности выемочного участка и долю в ней метановыделений из различных источников. Источниками метановыделения в пределах выемочного участка являются:

- разрабатываемый угольный пласт;
- сближенные угольные пласты-спутники;
- вмещающие породы.

Для вновь разрабатываемых горизонтов или вскрываемых пластов данные для расчета принимаются исходя из природной метаноносности по данным геологоразведочных скважин, а для вновь вводимых в эксплуатацию выемочных участков – по фактическим данным метановыделения выемочных участков, отработанных на данном пласте выше или ниже вновь вводимого выемочного участка.

Относительная метанообильность выемочного участка определяется как суммарное метановыделение из разрабатываемого пласта (q_{nl} , м³/т), сближенных угольных пластов (q_{cn} , м³/т) и вмещающих пород ($q_{пор}$, м³/т) по формуле

$$q_{уч} = q_{nl} + q_{cn} + q_{пор}.$$

При разработке каменных углей и антрацитов с объемным выходом летучих (V^{daf}) более 165 мл/г с.б.м. (принимается по данным геологической разведке месторождений или лабораторным данным ОТК) относительное метановыделение из разрабатываемого пласта определяется по формуле

$$q_{nl} = q_{o,n} + q_{o,y} + k_{э,n} \cdot (x - x_0),$$

где $k_{э,n}$ – эксплуатационные потери, определяются по проекту отработки выемочного участка, для расчета принимаются в пределах 3-5 %;

x – природная метаноносность пласта, м³/т, определяется из выражения

$$x = x_2 \cdot k_{WA_3},$$

x_2 – природная метаноносность пласта, принимается по данным геологоразведки;

x_0 – остаточная метаноносность угля, оставляемого в выработанном пространстве, целиках и т.д. Определяется по формуле

$$x_0 = x_{o,2} \cdot k_{WA_3},$$

где $x_{o,2}$ – остаточная метаноносность угля, рассчитывается по формуле

$$x_{o,2} = 18,3 \cdot (V^{daf})^{-0,6};$$

k_{WA_3} – коэффициент пересчета метаноносности пласта на уголь (доли ед.), определяется по формуле

$$k_{wA_3} = \frac{100 - W - A_3}{100},$$

где W – пластовая влажность угля, %. Принимается по данным геологоразведки или лабораторных данных ОТК;

A_3 – пластовая зольность угля, %. Принимается по данным геологоразведки или лабораторных данных ОТК.

При разработке каменных углей и антрацитов с объемным выходом летучих (V^{daf}) от 100 до 165 мл/г с.б.м. метановыделение определяется по формуле

$$q_{nl} = k_{nl} \cdot (x - x_1) + k_{\varepsilon, n} \cdot (x - x_0).$$

Для высокометаморфизированных углей x_0 принимается равным x_1 .

x_1 – остаточная метаносность угля, выдаваемого за пределы выемочного участка, м³/т; определяется по формуле

$$x_1 = (0.15 \cdot V^{daf} - 13.6) \cdot k_{wA_3}.$$

k_{nl} – коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из пласта, определяется по формуле

$$k_{nl} = \frac{l_{оч} \pm 2 \cdot b_{3,0}}{l_{оч}},$$

где $l_{оч}$ – длина очистного забоя, м;

$b_{3,0}$ – ширина условного пояса газового дренирования, принимается в зависимости от (V^{daf}) по таблице 1.1.

Таблица 1.1

Значения $b_{3,0}$ в зависимости от V^{daf}

V^{daf} , %	до 8	8-12	12-18	18-26	26-35	более 35
$b_{3,0}$, м	8	11	14	18	14	11

Знак «+» принимается, когда штреки проводятся в массиве угля, а знак «–» – когда выемочное поле подготовлено по столбовой системе или один из штреков примыкает к ранее отработанному пространству.

$q_{o,n}$ – относительное метановыделение с обнаженной поверхности пласта. При разработке каменных углей определяется по формуле

$$q_{o,n} = 0.85 \cdot x \cdot k_{nl} \cdot e^{-n},$$

где n – показатель степени, зависящий от скорости подвигания очистного забоя ($v_{оч}$, м/сут), выхода летучих веществ (V^{daf} , %) и глубины разработки (H , м)

$$n = a_1 \cdot v_{оч} \cdot e^{(-0.001 \cdot H + b_1 \cdot V^{daf})},$$

где a_1 и b_1 – коэффициенты равные 1.435 и -0.051 соответственно, при (V^{daf}) ≤ 22 %, в противном случае, они равны: 0.152 и 0.051.

Для антрацитов:

$$q_{o,n} = 0.75 \cdot k_{nl} \cdot (x - x_1).$$

При отработке пласта на глубине $H > 1000$ м при расчете n значение H принимается равным 1000 м.

$q_{o,y}$ – относительное метановыделение из отбитого угля, определяется по формуле

$$q_{o,y} = q'_{o,y} + q''_{o,y},$$

где $q'_{o,y}$ – относительное метановыделение из отбитого угля в лаве, которое определяется по формуле

$$q'_{o,y} = x \cdot k_{nl} \cdot [1 - 0.85 \cdot e^{-n}] \cdot (b_2 \cdot k_{my} + b_3 \cdot k'_{my}),$$

где b_2, b_3 – коэффициенты, учитывающие долю отбитого угля соответственно на конвейере и почве очистного забоя. При односторонней схеме выемки $b_2=0.6; b_3=0.4$; при челноковой выемке – $b_2=1, b_3=0$.

$q''_{o,y}$ – относительное метановыделение из отбитого угля в конвейерном (откаточном) штреке, м³/т.

$$q''_{o,y} = x \cdot k_{nl} \cdot [1 - 0.85 \cdot e^{-n}] \cdot b_2 \cdot k''_{my},$$

где $k_{my}, k'_{my}, k''_{my}$ – коэффициенты, учитывающие степень дегазации отбитого от массива угля соответственно в очистной выработке на конвейере лавы, на почве в лаве, и на конвейере в выработке выемочного участка.

$$k_{my} = a \cdot T_{m,l}^6,$$

где $a, в$ – коэффициенты, характеризующие газоотдачу из отбитого угля; принимаются при времени транспортирования 6 мин и менее соответственно равными 0.052 и 0.71, а при времени транспортирования более 6 мин – соответственно равными 0.118 и 0.25;

$T_{m,l}$ – время нахождения отбитого угля на конвейере в лаве:

$$T_{m,l} = \frac{l_{oc}}{60 \cdot v_{к.л}},$$

где $v_{к.л}=0.9-1.2$ м/с – скорость транспортирования угля в лаве.

$$k'_{my} = a \cdot T_{m,n,l}^6,$$

где $T_{m,n,l}$ – время нахождения отбитого угля на почве в лаве при односторонней схеме (время выемки полосы угля с учетом концевых операций), мин.

$$k''_{my} = a \cdot T_{m,k}^6 - a \cdot T_{m,l}^6,$$

где $T_{m,k}$ – время нахождения угля в конвейерном штреке, мин; определяется по формуле

$$T_{m,k} = \sum_{i=1}^{n_l} \frac{l_{mi}}{60 \cdot v_{mi}},$$

где n_l – число участков длиной l_{mi} с различной скоростью движения угля v_{mi} .

При отработке высокометаморфизованных антрацитов:

$$q'_{o,y} = 0.15 \cdot k_{nl} \cdot (x - x_1),$$

$$q''_{o,y} = 0.1 \cdot k_{nl} \cdot (x - x_1)$$

Относительное метановыделение из спутников определяется по формуле

$$q_{cn} = \sum q_{cn,ni} + \sum q_{cn,ni}.$$

Метановыделение как из надрабатываемого $q_{cn,ni}$, так и подрабатываемого $q_{cn,ni}$ пласта (спутника) определяется по формуле

$$q_{cni} = 1.14 \cdot v_{oc}^{-0.4} \cdot \frac{m_{cni}}{m_6} \cdot (x_{cni} - x_{0i}) \cdot \left(1 - \frac{M_{cni}}{M_p}\right),$$

где m_6 – вынимаемая полезная мощность пласта, м;

x_{cni} – природная метаноносность i-го спутника, м³/т;

x_{0i} – остаточная метаноносность i-го спутника, м³/т;

m_{cni} – суммарная мощность угольных пачек отдельного (i-го) спутника, м; для спутника, состоящего из углистосланцевых пород, принимается равным половине его мощности;

M_{cni} – расстояние по нормали между кровлей разрабатываемого пласта и почвой сближенного пласта-спутника, м;

M_p – расстояние по нормали между разрабатываемым и сближенным пластом, при котором метановыделение из последнего практически равно нулю, м.

Величина M_p при подработке пологих и наклонных пластов определяется по формуле

$$M_p = 1.3 \cdot l_{oc} \cdot k_{y.k} \cdot k_l^{-1} \cdot \sqrt{m_{\epsilon.np}} \cdot (\cos \alpha + 0.05 \cdot k_l),$$

а при надработке пологих и наклонных пластов принимается равным 60 м.

l_{oc} – длина очистного забоя, м. При длине очистного забоя свыше 220 м к расчету принимается 220 м;

$k_{y.k}$ – коэффициент, учитывающий способ управления кровлей. Принимается равным 1 – при полном обрушении; 0.8 – при частичной закладке, плавном опускании и удержании на кострах; 0.4 – при полной закладке.

k_l – коэффициент, учитывающий влияние степени метаморфизма угля на величину свода разгрузки, определяется по формуле

$$k_l = 1.88 \cdot e^{-0.018 \cdot V^{daf}}$$

$m_{\epsilon.np}$ – вынимаемая мощность пласта с учетом породных прослоек, м;

α – угол падения пласта.

Если природная метаносность спутника не определена при геологоразведочных работах, то ее значение принимается равной метаносности ближайшего рабочего пласта с поправкой на природную зольность $A_{3.c}$ (%) и пластовую влажность $W_{3.c}$ (%) спутника по формуле

$$x_{cni} = x \frac{100 - A_{3.c} - W_c}{100 - A_3 - W}.$$

Относительное метановыделение из вмещающих пород определяется по формулам

$$q_{nop} = 1.14 \cdot v_{oc}^{-0.4} \cdot (q_{nop_1} + \sum q_{nop_i}),$$

$$q_{nop_1} = \frac{3 \cdot m_{\epsilon.np} \cdot x_{nop} \cdot \gamma_{nop}}{\gamma \cdot m_{\epsilon}},$$

$$q_{nop_i} = \frac{3 \cdot m_{\epsilon.np} \cdot \gamma_{nop_i} \cdot x_{nop_i}}{\gamma \cdot m_{\epsilon}} \cdot \frac{m_n}{27 \cdot m_{\epsilon.np}} \cdot \left(1 - \frac{M_n}{30 \cdot m_{\epsilon.np}}\right),$$

где q_{nop_1} – относительное метановыделение из вмещающих пород, попадающих в зону интенсивного дробления, принимается равной трем вынимаемым мощностям пласта ($m_{\epsilon.np}$), м³/т;

q_{nop_i} – относительное метановыделение из вмещающих пород, попадающих в зону трещинообразования, равную 27 вынимаемым мощностям пласта, м³/т;

x_{nop} – средняя метаносность пород в 30-кратной вынимаемой мощности пласта ($M_p = 30 m_{\epsilon.np}$), м³/т;

x_{nop_i} – метаносность i-го породного слоя, м³/т;

$\gamma_{пор}$ – средняя плотность пород в зоне равной 3 вынимаемым мощностям пласта ($m_{в.пр}$), т/м³;

$\gamma_{пор,i}$ – плотность i-го породного слоя, т/м³;

M_n – расстояние по нормали между кровлей разрабатываемого пласта и почвой метаноносного слоя пород, м;

m_n – мощность i-го породного слоя, м.

При отсутствии данных по метаноносности вмещающих пород можно воспользоваться формулой

$$q_{пор} = 1.14 \cdot v_{оч}^{-0.4} \cdot (x - x_0) \cdot (H - H_0) \cdot k_{с.п},$$

где H – глубина ведения работ, м;

H_0 – глубина верхней границы зоны метановых газов, м (принимается на основе данных геологоразведочных работ);

$k_{с.п}$ – коэффициент, учитывающий влияние способа управления кровлей (принимается равным 0,00106 при полном обрушении; 0,00084 – при частичной закладке; 0,00043 – при полной закладке).

Пример расчета.

Определим относительную метанообильность выемочного участка по природной метаноносности пласта. Способ управления кровлей в лаве – полное обрушение. Схема проветривания выемочного участка представлена на рис. 1.1.

Исходные данные:

Природная метаноносность пласта x_2 , м ³ /т с.б.м.	20,0
Пластовая зольность A_3 , %	20,9
Пластовая влажность W , %	4,5
Выход летучих веществ V^{daf} , %	39
Коэффициент эксплуатационных потерь угля на участке $k_{э.п}$	0,05
Длина лавы $l_{оч}$, м	220
Скорость подвигания очистного забоя $v_{оч}$, м/сут	1,89
Скорость транспортирования угля в лаве $v_{к.л}$, м/с	1,0
Скорость транспортирования угля по конвейерному штреку:	
скребковым конвейером $v_{с.к}$, м/с	1,0
ленточным конвейером $v_{л.к}$, м/с	2,5
Длина конвейера на конвейерном штреке:	
скребкового $L_{с.к}$, м	100
ленточного $L_{л.к}$, м	1700
Время выемки полосы угля с учетом концевых операций $T_{м.п.л}$, мин	130
Вынимаемая мощность разрабатываемого пласта, м	
полезная $m_в$, м	1,05
с учетом породных прослоек $m_{в.пр}$, м	1,10
Угол падения пласта $\alpha_{пл}$, град	8
Глубина разработки H , м	565
Глубина верхней границы зоны метановых газов H_0 , м	125
Мощность подрабатываемого спутника $m_{сп.п}$, м	0,5
Мощность надрабатываемого спутника $m_{сп.н}$, м	0,4

Расстояние до подрабатываемого спутника $M_{cn,n}$, м	150
Расстояние до надрабатываемого спутника $M_{cn,n}$, м	55
Природная метаносность подрабатываемого спутника $x_{cn,n}$, м ³ /т	13,5
Природная метаносность надрабатываемого спутника $x_{cn,n}$, м ³ /т	15,2
Остаточная метаносность подрабатываемого спутника $x_{0\,cn,n}$, м ³ /т	1,5
Остаточная метаносность надрабатываемого спутника $x_{0\,cn,n}$, м ³ /т	1,7

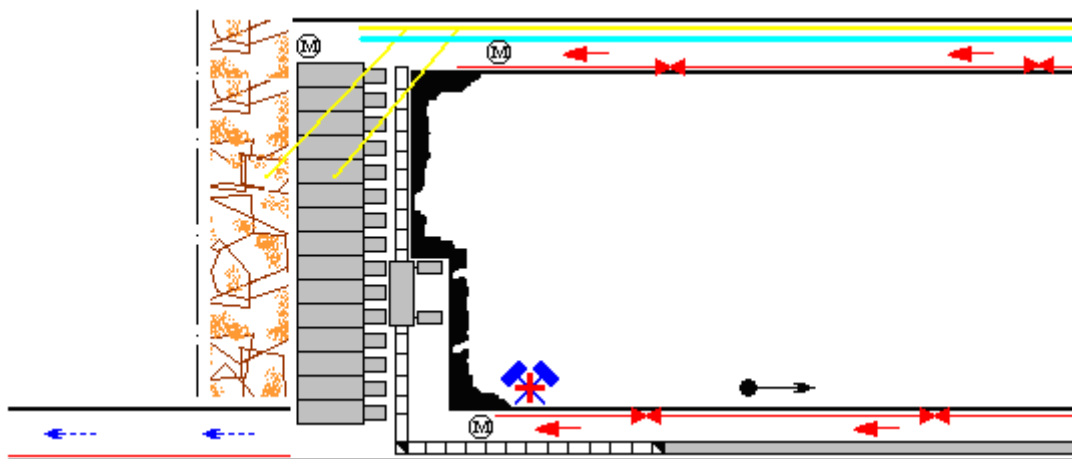


Рис. 1.1 – Схема проветривания 3-В-Н-н-пт

По таблице 1.1 определим ширину условного пояса газового дренирования. При $(V^{daf})=39\%$ $b_{3,0}=11$ м.

Коэффициент, учитывающий влияние системы разработки на метановыделение из пласта при схеме проветривания участка 3-В-Н определим по формуле

$$k_{nl} = \frac{l_{оч} - 2b_{3,0}}{l_{оч}} = \frac{220 - 2 \cdot 11}{220} = 0,9.$$

Поскольку $(V^{daf}) > 22\%$, то коэффициенты a_1 и b_1 соответственно равны: 0,152 и 0,051. Тогда

$$n = a_1 \cdot v_{оч} \cdot \exp(-0,001 \cdot H + b_1 \cdot V^{daf}) = 0,152 \cdot 1,89 \cdot \exp(-0,001 \cdot 565 + 0,051 \cdot 39) = 1,193;$$

$$k_{WA_3} = \frac{100 - W - A_3}{100} = \frac{100 - 4,5 - 20,9}{100} = 0,746.$$

Определим природную метаносность пласта (м³/т):

$$x = x_c \cdot k_{WA_3} = 20 \cdot 0,746 = 14,92 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Относительное метановыделение с обнаженной поверхности пласта при разработке каменных углей определяем по формуле

$$q_{o,n} = 0,85 \cdot x \cdot k_{nl} \cdot \exp(-n) = 0,85 \cdot 14,92 \cdot 0,9 \cdot \exp(-1,193) = 3,46 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Время транспортировки угля по конвейеру в лаве составит:

$$T_{m,l} = \frac{l_{оч}}{60 \cdot v_{к.л}} = \frac{220}{60 \cdot 1} = 3,67 \text{ мин}.$$

Поскольку время транспортирования менее 6 минут, то коэффициенты, характеризующие газоотдачу из отбитого угля, принимаются соответственно равными $a=0,052$ и $v=0,71$.

Тогда коэффициент, учитывающий степень дегазации отбитого угля в лаве:

$$k_{my} = a \cdot T_{m.l}^6 = 0,052 \cdot 3,67^{0,71} = 0,131.$$

Коэффициент, учитывающий степень дегазации отбитого угля на почве в лаве:

$$k'_{my} = a \cdot T_{m.n.l}^6 = 0,118 \cdot 130^{0,25} = 0,398,$$

где a и b – коэффициенты, характеризующие газоотдачу из отбитого угля, принимаются соответственно равными $a=0,118$ и $b=0,25$, поскольку время нахождения угля на почве в лаве более 6 минут.

Время транспортировки угля по конвейерному штреку составит:

$$T_{m.k} = \sum_{i=1}^{n_l} \frac{l_{mi}}{60 \cdot v_{mi}} = \frac{L_{c.k}}{60 \cdot v_{c.k}} + \frac{L_{л.к}}{60 \cdot v_{л.к}} = \frac{100}{60 \cdot 1} + \frac{1700}{60 \cdot 2,5} = 13 \text{ мин.}$$

Тогда коэффициент, учитывающий степень дегазации угля в конвейерном штреке:

$$k''_{my} = a \cdot T_{m.k}^6 - k_{my} = 0,118 \cdot 13^{0,25} - 0,131 = 0,093.$$

Относительное метановыделение из отбитого угля в лаве составит:

$$\begin{aligned} q'_{o.y} &= x \cdot k_{nl} [1 - 0,85 \exp(-n)] \cdot (b_2 \cdot k_{my} + b_3 \cdot k'_{my}) = \\ &= 14,92 \cdot 0,9 \cdot [1 - 0,85 \cdot \exp(-1,193)] \cdot (0,6 \cdot 0,131 + 0,4 \cdot 0,398) = 2,37 \text{ м}^3/\text{т}, \end{aligned}$$

где b_2 , b_3 – коэффициенты, учитывающие долю отбитого угля соответственно на конвейере и почве очистного забоя. При односторонней схеме выемки $b_2=0,6$; $b_3=0,4$.

Относительное метановыделение из отбитого угля в конвейерном штреке:

$$q''_{o.y} = x \cdot k_{nl} [1 - 0,85 \exp(-n)] \cdot 0,6 \cdot k''_{my} = 14,92 \cdot 0,9 \cdot [1 - 0,85 \cdot \exp(-1,193)] \cdot 0,6 \cdot 0,093 = 0,56 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Относительное метановыделение из отбитого угля определяется по формуле

$$q_{o.y} = q'_{o.y} + q''_{o.y} = 2,37 + 0,556 = 2,93$$

Остаточная метаносодержимость угля, оставляемого в выработанном пространстве, в не вынимаемых пачках и т.д. составит:

$$x_0 = 18,3 \cdot (V^{daf})^{-0,6} \cdot k_{WA_g} = 18,3 \cdot (39,0)^{-0,6} \cdot 0,746 = 1,52 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Относительное метановыделение из разрабатываемого пласта определяем по формуле

$$q_{nl} = q_{o.n} + q_{o.y} + k_{э.н} (x - x_0) = 3,46 + 2,93 + 0,05 \cdot (14,92 - 1,52) = 7,06 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Коэффициент, учитывающий влияние степени метаморфизма угля на величину свода разгрузки, определяется по формуле

$$k_{л} = 1,88 \cdot e^{-0,018 \cdot V^{daf}} = 1,88 \cdot \exp(-0,018 \cdot 39) = 0,932.$$

Расстояние по нормали между разрабатываемым и сближенным пластом, при котором метановыделение из последнего практически равно нулю, для подрабатываемого пологого пласта определим по формуле

$$M_p = 1,3 \cdot l_{оч} \cdot k_{y.к} \cdot k_{л}^{-1} \cdot \sqrt{m_{г.нр}} \cdot (\cos \alpha + 0,05 \cdot k_{л}) = 1,3 \cdot 220 \cdot 1 \cdot 0,932^{-1} \cdot \sqrt{1,1} \cdot (\cos 8^\circ + 0,05 \cdot 0,932) = 334 \text{ м}.$$

Метановыделение из подрабатываемого пласта-спутника определим по формуле

$$\begin{aligned} q_{сн.н} &= 1,14 \cdot v_{оч}^{-0,4} \cdot \frac{m_{сн.н}}{m_g} \cdot (x_{сн.н} - x_{0сн.н}) \cdot \left(1 - \frac{M_{сн.н}}{M_p}\right) = \\ &= 1,14 \cdot 1,89^{-0,4} \cdot \frac{0,5}{1,05} \cdot (13,5 - 1,5) \cdot \left(1 - \frac{150}{334}\right) = 2,78 \text{ м}^3/\text{т}. \end{aligned}$$

Метановыделение из надрабатываемого пласта-спутника определим по формуле

$$q_{cn.n} = 1,14 \cdot v_{oc}^{-0,4} \cdot \frac{m_{cn.n}}{m_g} \cdot (x_{cn.n} - x_{0cn.n}) \cdot \left(1 - \frac{M_{cn.n}}{M_p}\right) =$$

$$= 1,14 \cdot 1,89^{-0,4} \cdot \frac{0,4}{1,05} \cdot (15,2 - 1,7) \cdot \left(1 - \frac{55}{60}\right) = 0,38 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Относительное метановыделение из спутников определим по формуле

$$q_{cn} = \sum q_{cn.ni} + \sum q_{cn.ni} = 2,78 + 0,38 = 3,16 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Так как данные о метаноносности вмещающих пород отсутствуют применяем формулу

$$q_{nop} = 1,14 \cdot v_{oc}^{-0,4} \cdot (x - x_0) \cdot (H - H_0) \cdot k_{c.n} = 1,14 \cdot 1,89^{-0,4} \cdot (14,92 - 1,52) \cdot (565 - 125) \cdot 0,00106 = 5,52 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Относительную метанообильность выемочного участка определим по формуле

$$q_{уч} = q_{nl} + q_{cn} + q_{nop} = 7,06 + 3,16 + 5,52 = 15,74 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 1.2

Параметр	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
x_z , м ³ /т с.б.м.	5,2	16,2	6,4	17,4	7,6	18,6	8,8	19,8	9,2	20,2
A_z , %	15,0	17,7	14,5	21,5	14,0	20,5	13,5	19,5	13,0	18,5
W , %	6,0	3,3	5,5	3,1	5,0	2,9	4,5	2,7	4,0	2,5
V^{daf} , %	40	17	36	16	34	15	32	14	30	13
$k_{э,n}$	0,05	0,06	0,07	0,05	0,06	0,07	0,05	0,06	0,07	0,05
l_{oc} , м	150	151	152	193	154	215	156	187	158	209
v_{oc} , м/сут	1,6	2,4	1,6	2,4	1,6	2,4	1,6	2,4	1,6	2,4
$v_{к.л}$, м/с	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
$v_{с.к}$, м/с	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
$v_{л.к}$, м/с	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
$L_{с.к}$, м	100	110	120	130	140	100	110	120	130	140
$L_{л.к}$, м	1350	1400	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750	1800
$T_{м.л}$, мин	130	135	140	145	150	150	145	140	135	130
m_g , м	0,70	0,71	0,72	0,73	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79
$m_{г.пр}$, м	0,75	0,77	0,74	0,76	0,78	0,79	0,82	0,81	0,98	0,85
$\alpha_{пл}$, град	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
H , м	350	360	370	380	390	400	410	420	430	440
H_0 , м	125	120	135	130	125	120	135	130	125	120
$m_{cn.n}$, м	0,45	0,4	0,5	0,55	0,6	0,45	0,4	0,5	0,55	0,6
$m_{cn.n}$, м	0,3	0,4	0,5	0,6	0,65	0,3	0,4	0,5	0,6	0,65
$M_{cn.n}$, м	155	130	165	140	175	125	130	135	140	145
$M_{cn.n}$, м	58	56	54	52	50	48	46	44	42	40
$x_{cn.n}$, м ³ /т	13,0	13,1	13,2	13,3	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,9
$x_{cn.n}$, м ³ /т	14,2	14,3	14,4	14,5	14,6	14,7	14,8	14,9	15,1	15,2
$x_0_{cn.n}$, м ³ /т	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4
$x_0_{cn.n}$, м ³ /т	1,7	1,8	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,8	1,6	1,9

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

Определение необходимости применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке и требуемого коэффициента дегазации

Цель практического занятия – получение практических навыков определения необходимости применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке и требуемого коэффициента дегазации.

Согласно [2] дегазация источников метановыделения на выемочных участках в угольных шахтах должна осуществляться, если средствами вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в воздухе участковых выработок с учетом установленного [3] значения и если не выполняется условие

$$\bar{I}_{уч} \leq 0,007 Q_{уч} C, \quad (1)$$

где $\bar{I}_{уч}$ – среднее абсолютное метановыделение в выработки выемочного участка, м³/мин;

$Q_{уч}$ – фактический или планируемый расход воздуха, подаваемого на выемочный участок, м³/мин;

C – максимально допустимая концентрация метана в исходящей струе в соответствии с требованиями [3], %.

Следует отметить, что при получении коэффициента 0,007 в (1) было условно принято среднее значение коэффициента неравномерности метановыделения $k_n=1,43$.

Если учитывать изменение значение коэффициента неравномерности метановыделения, то (1) приобретает вид [4]

$$\bar{I}_{уч} \leq 0,00221 (Q_{уч} C)^{1,163}. \quad (2)$$

Дегазация источников метановыделения на выемочном участке может оказаться необходимой также при невозможности средствами вентиляции обеспечить разбавление метана до допустимой [3] концентрации в исходящей струе воздуха из очистной выработки, что устанавливается при невыполнении условия

$$\bar{I}_{оч} \leq 0,00221 (Q_{оч} C)^{1,163}, \quad (3)$$

$Q_{оч}$ – расход воздуха, подаваемого в очистной забой, м³/мин.

В условиях проектируемой шахты или при планировании очистных работ на новом пласте действующей шахты, для снятия ограничения газового фактора на нагрузку очистного забоя, дегазация источников метановыделения на выемочном участке необходима, если не выполняется условие [4]

$$\bar{I}_p \leq 0,00226 (Q_p C)^{1,156}, \quad (4)$$

где $\bar{I}_p$ – ожидаемое абсолютное метановыделение в планируемую очистную выработку (или выемочный участок), м³/мин;

Q_p – планируемый максимально возможный расход воздуха для разбавления метана, м³/мин.

$\bar{I}_p$ и Q_p принимаются в зависимости от типа схемы проветривания выемочного участка по табл. 2.1.

Максимальный расход воздуха, который можно подать в очистную выработку, определяется по максимально допустимой согласно [3] скорости движения воздуха

$$Q_{оч. max} = 60 \cdot S_{оч. min} \cdot V_{max},$$

где $S_{оч. min}$ – минимальная площадь поперечного сечения призабойного пространства очистной выработки, м²; принимается по [1];

V_{max} – максимально допустимая [3] скорость движения воздуха в очистном забое, м/с.

Таблица 2.1

Схема проветривания выемочного участка	Направление движения исходящей струи	Значения	
		Q_p	$\bar{I}_p$
С последовательным разбавлением метана по источникам выделения (схемы типа 1-В, 1-М, 1-К)	На массив	$Q_{оч. max} \cdot k_{ym.г}$	$\bar{I}_{ych}$
	На выработанное пространство: при $\frac{\bar{I}_{ych}}{\bar{I}_{оч}} \leq \frac{k_{ym.г}}{k_{o.з}}$	$Q_{оч. max} \cdot k_{o.з}$	$\bar{I}_{оч}$
	На выработанное пространство: при $\frac{\bar{I}_{ych}}{\bar{I}_{оч}} > \frac{k_{ym.г}}{k_{o.з}}$	$Q_{оч. max} \cdot k_{ym.г}$	$\bar{I}_{ych}$
С обособленным разбавлением метана по источникам выделения (схемы типа 2-В, 3-В)	На выработанное пространство	$Q_{оч. max} \cdot k_{o.з}$	$\bar{I}_{оч}$

$k_{ym.г}$ – коэффициент утечек воздуха через выработанное пространство. Его величина зависит от типа схемы проветривания выемочного участка. При отработке пологих и наклонных пластов и способе управления кровлей полным обрушением, для схем типа 1-В, 2-В и 3-В он определяется по формуле (5), а для схем типа 1-М – по формуле (6).

$$k_{ym.г} = 1 + 0,5m_{г.пр} \exp(0,24\bar{f} - 0,35S_{оч. min}), \quad (5)$$

$$k_{ym.г} = 1 + 0,13m_{г.пр} \exp(0,35\bar{f} - 0,25S_{оч. min}), \quad (6)$$

где $m_{г.пр}$ – вынимаемая мощность пласта с породными прослойками, м;

$\bar{f}$ – средневзвешенный коэффициент крепости пород кровли на расстоянии от кровли вынимаемого пласта равном $8m_{г.пр}$.

$k_{o.з}$ – коэффициент, учитывающий движение воздуха по части выработанного пространства, непосредственно прилегающей к призабойному; принимается по [1].

На планируемых выемочных участках действующих шахт при наличии данных о фактическом метановыделении в лаву-аналог и участок-аналог дегазация источников метановыделения для снятия ограничения газового фактора на нагрузку очистного забоя необходима, если не выполняется условие [4]

$$\bar{I}_p \leq 0,00226(Q_p C)^{1,156} \left(\frac{l_{оч.р}}{l_{оч}} \right)^{-0,4} (K_{г.р} K_{с.р})^{-1}, \quad (7)$$

где $\bar{I}_p$ – фактическое абсолютное метановыделение в лаву-аналог и участок-аналог, м³/мин; принимается по табл. 2.1;

$K_{c,p}$ – коэффициент, учитывающий изменение системы разработки; принимается по [1], а если система разработки не изменяется, то $K_{c,p}=1$;

$K_{z,p}$ – коэффициент, учитывающий изменение метанообильности выработок с глубиной; определяется по формуле

$$K_{z,p} = \frac{x_p - x_{o,z}}{x_z - x_{o,z}},$$

где x_z – природная метаноносность пласта на глубине участка-аналога, м³/т с.б.м.;

x_p – природная метаноносность пласта на глубине проектируемого участка, м³/т с.б.м.;

$x_{o,z}$ – остаточная метаноносность пласта, м³/т с.б.м.; определяется по формуле

$$x_{o,z} = 18,3 \cdot (V^{daf})^{-0,6},$$

где V^{daf} – выход летучих веществ, %.

Если ожидаемые абсолютные метановыделения в планируемую лаву или выемочный участок не соответствуют условиям (2) и (3) применительно к проектируемым и действующим шахтам, выражению (4) для проектируемых новых шахт и при планировании горных работ на новых пластах действующих шахт, а также условию (7) для планируемых выемочных участков действующих шахт, то дегазация источников метановыделения на выемочном участке необходима.

Требуемое значение коэффициента дегазации для выемочного участка определяется по выражению

$$k_{d,yч} = 1 - 0,00515 Q_p (C - C_0) / \bar{I}_{yч}^{0,86},$$

где C_0 – концентрация метана в поступающей струе воздуха на выемочный участок, %; при проектировании принимается равной 0,05 %.

$\bar{I}_{yч}$ – среднее абсолютное метановыделение в выработки выемочного участка, м³/мин.

Зная относительную метанообильность выемочного участка, можно определить ожидаемое абсолютное метановыделение по формуле

$$\bar{I}_{yч} = \frac{A \cdot q_{yч}}{1440},$$

где A – среднесуточная добыча из лавы, т/сут.

При наличии данных о фактическом метановыделении в участок-аналог ожидаемое метановыделение в проектируемый выемочный участок рассчитываем по формуле

$$\bar{I}_{yч} = \bar{I}_{yч.ф} \cdot \left(\frac{l_{оч.р}}{l_{оч}} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{A_p}{A} \right)^{0,6} \cdot K_{c,p} \cdot K_{z,p},$$

где A – среднесуточная добыча из лавы-аналога, т/сут;

A_p – планируемая среднесуточная добыча из лавы на проектируемом участке, т/сут.

Пример расчета.

Определить необходимость применения дегазации источников метановыделения на проектируемом выемочном участке со схемой проветривания типа 1-М-Н-в-вт и рассчитать требуемый коэффициент дегазации. Схема

проветривания на проектируемом выемочном участке не отличается от участка-аналога.

Исходные данные:

Относительная метанообильность выемочного участка-аналога q_{yc} , м ³ /т	10,72
Среднесуточная добыча из лавы-аналога A , т/сут	380
Планируемая среднесуточная добыча из лавы A_p , т/сут	418
Коэффициент $k_{o.z}$	1,25
Вынимаемая мощность пласта с породными прослойками $m_{б.пp}$, м	0,75
Средневзвешенный коэффициент крепости пород кровли $\bar{f}$	4,2
Минимальная площадь поперечного сечения очистной выработки $S_{оч.min}$, м ²	1,7
Длина лавы-аналога $l_{оч}$, м	150
Длина проектируемой лавы $l_{оч.p}$, м	165
Природная метаноносность пласта на глубине участка-аналога x_z , м ³ /т с.б.м.	7,6
Природная метаноносность пласта на глубине проектируемого участка x_p , м ³ /т с.б.м.	9,6
Выход летучих веществ V^{daf} , %	40

Поскольку имеются данные о фактическом метановыделении в участок-аналог, то необходимость дегазации источников метановыделения на планируемом выемочном участке определяем по выражению (7). Для этого по табл. 2.1 для схемы проветривания типа 1-М определим выражения для нахождения $\bar{I}_p$ и Q_p .

Теперь определим максимальный расход воздуха, который можно подать в очистную выработку

$$Q_{оч.max} = 60 \cdot S_{оч.min} \cdot V_{max} = 60 \cdot 1,7 \cdot 4 = 408 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Определим коэффициент утечек воздуха через выработанное пространство

$$k_{ym.с} = 1 + 0,13m_{б.пp} \exp(0,35\bar{f} - 0,25S_{оч.min}) = 1 + 0,13 \cdot 0,75 \cdot \exp(0,35 \cdot 4,2 - 0,25 \cdot 1,7) = 1,277.$$

Тогда

$$Q_p = Q_{оч.max} \cdot k_{ym.с} = 408 \cdot 1,277 = 521 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Поскольку система разработки не изменяется, то $K_{с.p}=1$.

Определим остаточную метаноносность пласта

$$x_{o.z} = 18,3 \cdot (V^{daf})^{-0,6} = 18,3 \cdot 40^{-0,6} = 2 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$$

Определим коэффициент, учитывающий изменение метанообильности выработок с глубиной

$$K_{z.p} = \frac{x_p - x_{o.z}}{x_z - x_{o.z}} = \frac{9,6 - 2}{7,6 - 2} = 1,36.$$

Определим относительную метанообильность выемочного участка-аналога по формуле

$$\bar{I}_{yc.ф} = \frac{A \cdot q_{yc}}{1440} = \frac{380 \cdot 10,72}{1440} = 2,83 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Определим ожидаемое метановыделение в проектируемый выемочный участок по формуле

$$\bar{I}_{yc} = \bar{I}_{yc.ф} \cdot \left(\frac{l_{оч.p}}{l_{оч}} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{A_p}{A} \right)^{0,6} \cdot K_{с.p} \cdot K_{z.p} = 2,83 \cdot \left(\frac{165}{150} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{418}{380} \right)^{0,6} \cdot 1 \cdot 1,36 = 4,23 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

По выражению (7) определяем необходимость дегазации источников метановыделения

$$\bar{I}_p \leq 0,00226 (Q_p C)^{1,156} \left(\frac{l_{оч,р}}{l_{оч}} \right)^{-0,4} (K_{з,р} K_{с,р})^{-1},$$

$$4,23 > 0,00226 \cdot (521 \cdot 1)^{1,156} \cdot \left(\frac{165}{150} \right)^{-0,4} \cdot (1,36 \cdot 1)^{-1},$$

$$4,23 > 2,21.$$

Как видим, условие (7) не выполняется, а значит – дегазация источников метановыделения на проектируемом выемочном участке необходима.

Требуемое значение коэффициента дегазации для выемочного участка определим по выражению

$$k_{д,уч} = 1 - 0,00515 Q_p (C - C_0) / \bar{I}_{уч}^{0,86} = 1 - 0,00515 \cdot 521 \cdot (1 - 0,05) / 4,23^{0,86} = 0,26 \approx 0,3.$$

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 2.2

№ вар.	Параметры											
	$q_{уч},$ м ³ /т	$A,$ т/сут	$A_p,$ т/сут	$k_{о.з}$	$m_{в.нр},$ м	$\bar{f}$	$S_{оч,мин},$ м ²	$l_{оч},$ м	$l_{оч,р},$ м	$x_z,$ м ³ /т с.б.м.	$x_p,$ м ³ /т с.б.м.	$V^{daf},$ %
1	12,93	430	473	1,2	0,98	3	2,39	154	169	9,2	11,2	30
2	12,26	470	517	1,25	1	4	2,45	156	171	11,6	13,1	26
3	11,31	610	671	1,2	1,07	3	2,67	163	179	7,8	9,8	35
4	11,86	650	710	1,25	1,1	4	2,77	165	182	9,6	10,1	31
5	10,93	790	869	1,25	1,17	5	2,99	172	189	6,8	8,8	36,5
6	6,78	950	1045	1,25	1,34	5	2,85	180	198	5,8	7,8	36,5
7	8,82	990	1089	1,25	1,36	4	2,9	182	200	7,4	9,4	33,5
8	7,64	1150	1265	1,25	1,58	5	3,54	190	209	6	8	37,5
9	9,45	1190	1309	1,25	1,57	4	3,51	192	211	8	10	35,3
10	6,19	1310	1441	1,25	1,74	4	4	198	218	5	7	38,5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

Выбор схемы и расчет параметров предварительной дегазации разрабатываемого пласта

Цель практического занятия – получение практических навыков расчета параметров предварительной дегазации разрабатываемого пласта.

Дегазация разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подготовительных выработок, производится при подготовке пластов к выемке. Область применения – столбовые, комбинированные и сплошные системы разработки (в последнем случае – при достаточном опережении подготовительной выработки относительно лавы).

Дегазационные скважины бурятся в плоскости пласта по простиранию (при погоризонтной подготовке шахтного поля), восстанию, падению параллельно груди очистного забоя.

На рис. 3.1 представлен вариант схемы дегазации разрабатываемого пласта одиночными восходящими скважинами, пробуренными из участковой выработки параллельно очистному забою.

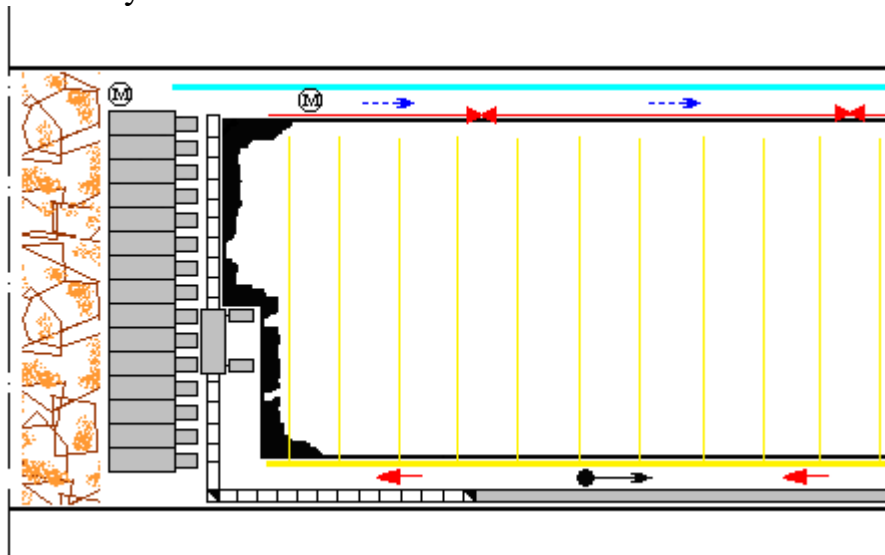


Рис. 3.1 – Схема дегазации разрабатываемого пласта восходящими скважинами

Пластовые скважины целесообразно располагать перпендикулярно направлению основной системы трещин кливажа с бурением по наиболее мощной пачке угля в пласте. Это увеличивает газоотдачу массива в скважины в 1,2-1,3 раза и сокращает срок дегазации.

Дегазация разрабатываемых угольных пластов восходящими и горизонтальными с небольшим углом подъема к линии очистного забоя (2-3 градуса), обеспечивающим естественный сток воды при промывке скважин, более эффективна. Нисходящие скважины эффективны только при достаточно хорошем их осушении.

При длине лавы более 200 м или в случае, когда не удастся пробурить скважины на всю ширину столба, применяются схемы дегазации с бурением скважин навстречу друг другу из двух выработок и расстоянием между их забоями 10-15 м, обеспечивающем герметичность скважин со стороны забоев.

Устья дегазационных скважин, пробуренных по пласту, после окончания бурения герметизируются механическими герметизаторами на глубину не менее 6 м и подсоединяются к дегазационному трубопроводу.

Предварительная дегазация пласта должна осуществляться не менее 6 месяцев восходящими (или горизонтальными) и не менее 12 месяцев нисходящими скважинами.

Коэффициент дегазации разрабатываемого пласта $K_{д.пл}$ при применении восстающих или горизонтальных скважин, разрежении у устья скважин не менее 50 мм рт. ст. (6670 Па) и продолжительности дегазации не менее 6 месяцев составляет 0,2-0,3. Для схем дегазации с нисходящими скважинами, разрежении у их устья 100 мм рт. ст. (13340 Па) и продолжительностью дегазации 12 месяцев $K_{д.пл} = 0,1-0,2$.

На оконтуренном выработками участке пологого или наклонного отрабатываемого на полную мощность пласта расстояние R_c , м между параллельными очистному забою восстающими или горизонтальными скважинами определяется по формуле

$$R_c = \frac{l'_c m_d \frac{g_0}{a} \ln(a\tau + 1)}{l_{оч} m \gamma k'_{д.пл} q_{пл}},$$

где l'_c – полезная длина скважины, м; для восстающих и горизонтальных скважин при оконтуренном подготовительными выработками выемочном участке $l'_c = l_c - l_z$,

здесь l_c – длина дегазационной скважины, м; принимается на 10-15 м короче длины лавы (а если на выемочном участке в угольном массиве имеется только одна подготовительная выработка, из которой обуривается массив угля, то длина скважины принимается на 15-20 м больше длины лавы; при этом угольный массив, по которому будет проводиться участковая выработка, также будет дегазирован.);

l_z – глубина герметизации скважины, м; при использовании механических герметизаторов глубина герметизации должна быть не менее 6 м;

m_d и m – дегазируемая скважинами и полная мощность угольных пачек пласта соответственно (при наличии породного прослоя), м;

g_0 – начальное удельное метановыделение в скважину, $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$;

a – коэффициент, характеризующий темп снижения во времени газовыделения из пласта в скважины, сут^{-1} ;

τ – продолжительность дегазации пласта скважинами, сут; устанавливается с учетом показателей газоотдачи пласта;

$l_{оч}$ – длина очистного забоя, м;

γ – плотность угля, $\text{т}/\text{м}^3$;

$k'_{д.пл}$ – проектный коэффициент предварительной дегазации разрабатываемого пласта, доли ед.;

$q_{пл}$ – метановыделение из пласта без его дегазации, $\text{м}^3/\text{т}$, устанавливается прогнозом по геологоразведочным данным и уточняется для действующих шахт по данным газовых съемок в горных выработках шахты специализированными научными и научно-исследовательскими организациями.

Величина g_0 принимается по фактическим данным или рассчитывается по

эмпирической формуле

$$g_0 = x\beta_n,$$

где x – природная метаноносность угольного пласта, м³/т с. б. м.;

β_n – размерный эмпирический коэффициент, учитывающий мощность угольных пачек пласта, находится из выражения

$$\beta_n = \frac{1}{16 + 12m}.$$

Величина коэффициента a принимается по фактическим данным или определяется по формуле

$$a = b - c'V^{daf},$$

где V^{daf} – выход летучих веществ, %;

b и c' – эмпирические коэффициенты, значения которых составляют при $V^{daf} \leq 25$ % 0,042 и $8,8 \cdot 10^{-4}$ соответственно, а при $V^{daf} > 25$ % – 0,025 и $3,9 \cdot 10^{-4}$ соответственно.

Значения показателей g_0 и a , корректируются по мере накопления данных о метановыделении в скважины или группу скважин. После завершения очистных работ на дегазируемом участке угольного пласта проводится их окончательная корректировка.

Пример расчета.

Выбрать схему предварительной дегазации разрабатываемого пласта на проектируемом выемочном участке со схемой проветривания типа 1-М-Н-в-вт скважинами пробуренными параллельно очистному забою, и рассчитать расстояние между дегазационными скважинами.

Исходные данные:

Природная метаноносность угольного пласта x , м ³ /т с.б.м.	17
Полная мощность угольных пачек m , м	1,1
Выход летучих веществ V^{daf} , %	35
Длина проектируемой лавы $l_{оч}$, м	189
Плотность угля γ , т/м ³	1,35
Относительная метанообильность угольного пласта $q_{нл}$, м ³ /т	6,2
Проектный коэффициент предварительной дегазации разрабатываемого пласта $k'_{о.нл}$, доли ед.	0,2
Дегазируемая скважинами мощность угольных пачек $m_о$, м	1

При заданной схеме проветривания выемочного участка, из двух вариантов схем дегазации скважинами пробуренными параллельно очистному забою (по восстанию или падению пласта), выбираем вариант с восстающими скважинами. Это позволит сократить продолжительность дегазации и исключит необходимость осушения скважин.

Поскольку отсутствуют данные о фактических значениях показателей g_0 и a , воспользуемся для их нахождения эмпирическими формулами.

Вычислим эмпирический коэффициент, учитывающий мощность угольных пачек пласта:

$$\beta_n = \frac{1}{16 + 12m} = \frac{1}{16 + 12 \cdot 1,1} = 0,034.$$

Определим начальное удельное метановыделение в скважину:

$$g_0 = x\beta_n = 17 \cdot 0,034 = 0,58 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут}).$$

Определим коэффициент, характеризующий темп снижения во времени газовыделения из пласта в скважины

$$a = b - c'V^{daf}.$$

поскольку $V^{daf} = 35\% > 25\%$, то значения эмпирических коэффициентов b и c' принимаем равными 0,025 и $3,9 \cdot 10^{-4}$ соответственно.

$$a = 0,025 - 3,9 \cdot 10^{-4} \cdot 35 = 0,011 \text{ сут}^{-1}.$$

Для принятой схемы дегазации длину дегазационной скважины l_c принимаем на 15 м короче длины лавы, а глубину герметизации скважины l_z принимаем равной 6 м. Тогда полезная длина скважины

$$l'_c = l_c - l_z = (l_{oc} - 15) - l_z = (189 - 15) - 6 = 168 \text{ м}.$$

При применении восстающих скважин продолжительность дегазации принимаем равной 6 месяцев (180 сут.).

Определим расстояние между параллельными очистному забою восстающими скважинами:

$$R_c = \frac{l'_c m_\partial \frac{g_0}{a} \ln(a\tau + 1)}{l_{oc} m \gamma k'_{\partial,пл} q_{пл}} = \frac{168 \cdot 1 \cdot \frac{0,58}{0,011} \cdot \ln(0,011 \cdot 180 + 1)}{189 \cdot 1,1 \cdot 1,35 \cdot 0,2 \cdot 6,2} = 28 \text{ м}.$$

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 3.1

№ вар.	Параметры							
	x , м ³ /т с.б.м.	m , м	V^{daf} , %	l_{oc} , м	γ , т/м ³	$q_{пл}$, м ³ /т	$k'_{\partial,пл}$, доли ед.	m_∂ , м
1	16,4	0,98	24	154	1,34	7,1	0,2	0,88
2	16,9	1,04	32	156	1,29	6,7	0,25	0,94
3	16,3	1,07	37	163	1,32	7,5	0,2	0,97
4	16,6	0,92	31	165	1,36	6,5	0,25	0,82
5	16,5	1,17	22	172	1,27	7,3	0,2	1,07
6	16,1	1,34	33	180	1,33	6,3	0,25	1,24
7	16,7	1,16	23	182	1,38	6,8	0,2	1,06
8	15,9	1,38	38	190	1,28	6,6	0,25	1,28
9	16,2	1,27	40	192	1,37	7,3	0,2	1,17
10	16,8	1,15	36	198	1,31	6,8	0,25	1,05

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Выбор схемы дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников и расчет геометрических параметров скважин

Цель практического занятия – получение практических навыков расчета геометрических параметров скважин при дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников.

Дегазация сближенных подрабатываемых пластов угля и пород применяется на очистных участках с использованием следующих вариантов схем расположения скважин:

- скважины пробурены из выработки, отделенной от выработанного пространства целиком угля (рис. 4.1);
- скважины пробурены из поддерживаемой за лавой выработки (рис. 4.2);
- скважины пробурены из выработки, погашаемой за лавой (рис. 4.3);
- скважины пробурены из двух и более выработок.

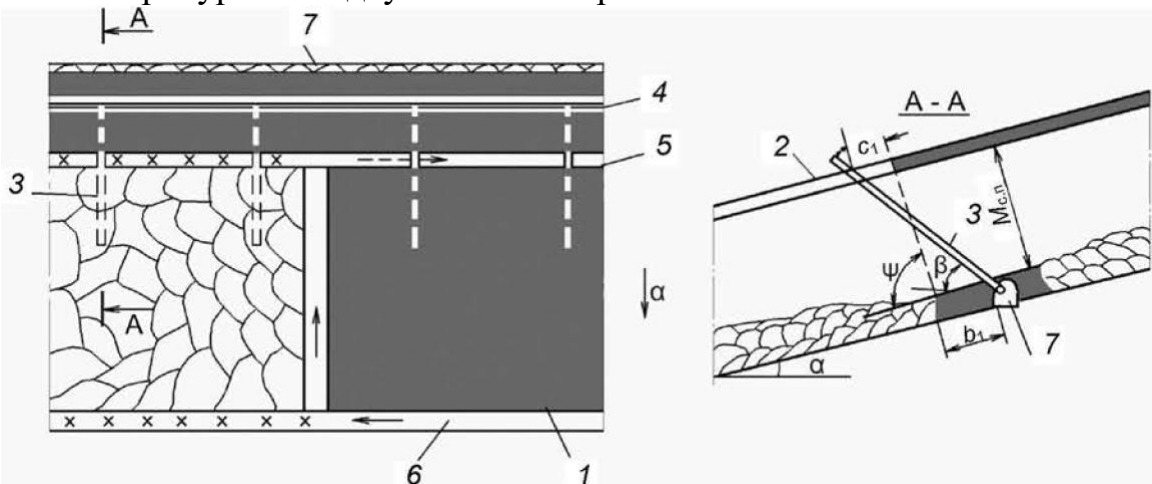


Рис. 4.1 – Схема дегазации подрабатываемых сближенных пластов скважинами, пробуренными из охраняемой целиком угля выработки:

- 1 – разрабатываемый пласт; 2 – сближенный пласт; 3 – скважина дегазационная;
4 – газопровод; 5 – вентиляционный штрек; 6 – конвейерный штрек;
7 – выработка, охраняемая целиком угля

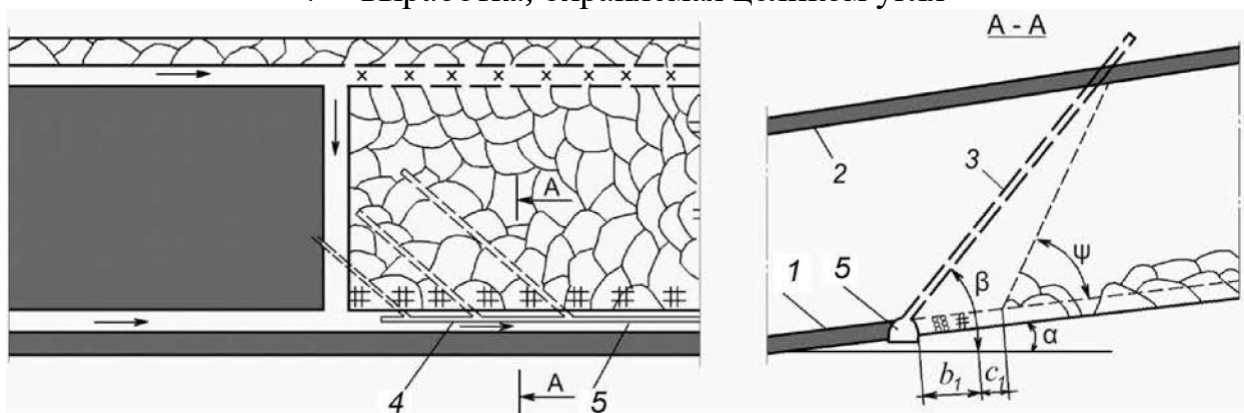


Рис. 4.2 – Схема дегазации подрабатываемых пологих пластов скважинами, пробуренными из поддерживаемой за лавой выработки:

- 1 – разрабатываемый пласт; 2 – подрабатываемый пласт; 3 – дегазационная скважина;
4 – газопровод; 5 – выработка, поддерживаемая за лавой

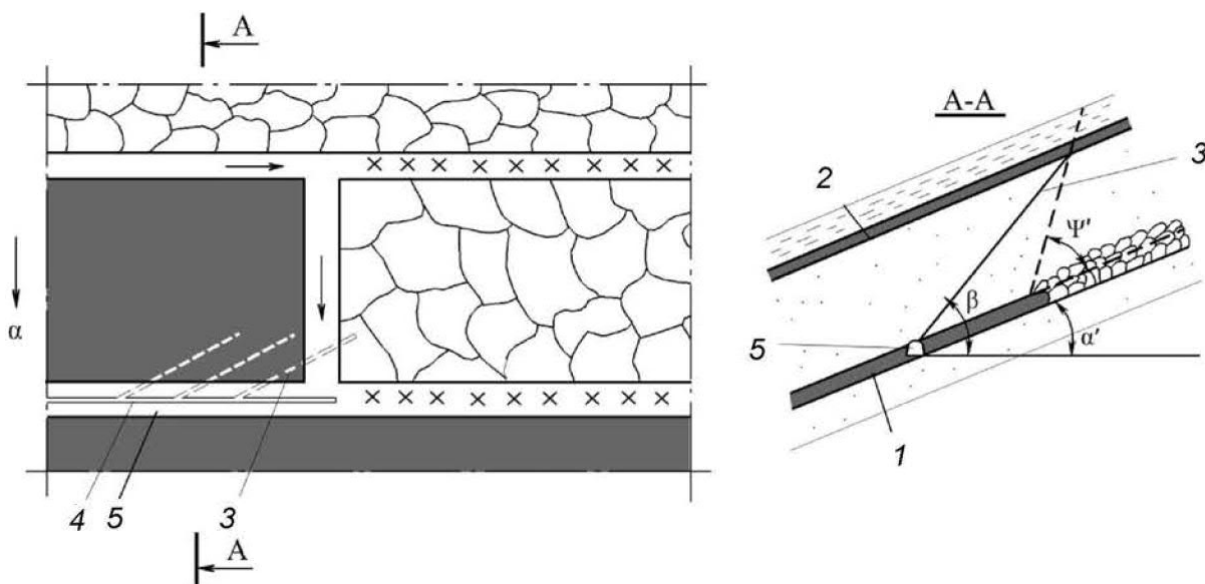


Рис. 4.3 – Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу движущемуся очистному забою из погашаемой за лавой выработки:
 1 – разрабатываемый пласт; 2 – подрабатываемый пласт; 3 – дегазационная скважина;
 4 – газопровод; 5 – вентиляционный штрек

Параметры бурения скважин выбираются так, чтобы скважины пересекали в зоне разгрузки наиболее мощный из подрабатываемых пластов, расположенных на расстоянии $M_{с.п}$ не далее 60 м по нормали от разрабатываемого пласта. Если в этом интервале междупластья подрабатываемых угольных пластов нет, то скважины бурятся до пересечения ближайшего подрабатываемого пласта или до контакта с крепким породным слоем, расположенным на расстоянии $M_{с.п} < 60$ м.

Схема дегазации подрабатываемого пласта скважинами, пробуренными навстречу движущемуся очистному забою из погашаемой за лавой выработки, применяется на выемочных участках со скоростью подвигания очистного забоя до 1,5 м/сут и на выемочных участках с погашением выработок за лавой при условии, что газопровод с подключенными к нему скважинами сохраняется в погашенной части выработки (например, при использовании тумб БЖБТ).

При сплошной системе разработки применяется схема дегазации, при которой скважины бурятся из вентиляционной и/или откаточной выработки на сближенный пласт позади очистного забоя в направлении его движения.

Основными параметрами скважин, буримых из участков выработок на подрабатываемые пласты, являются:

- φ – угол между проекцией скважин на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости, град;
- β – угол наклона скважин к горизонту (угол между осью скважины и горизонтальной плоскостью), град.;
- l_c – длина скважины, м.

При расчетах этих параметров используются следующие величины:

- О ψ – угол разгрузки подрабатываемой толщи пород, отсчитываемый от плоскости напластования, град;
- О α – угол падения пласта, град;

- h – расстояние по нормали от устья скважины до кровли разрабатываемого пласта (считается положительным, если устье скважины располагается ниже кровли пласта, и отрицательным – выше кровли), м;
- a_1 – длина проекции оси скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, м (для условий Донбасса не должна превышать 40 м);
- b_1 – протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки, из которой бурится скважина (ширина охранной зоны), м (принимается по табл. 4.1);
- c_1 – резерв, учитывающий возможное отклонение скважины от заданного направления, м (принимается равным 5-10 м, а для условий Донбасса $c_1=0$).

Таблица 4.1

Способ охраны выработки, из которой пробурены скважины	Протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки (b_1), м
Оставление целиков шириной l_u	$l_u + 5$
Возведение костров, бутокостров, бутовых полос шириной $l_b < 10$ м	5
Возведение бутовых полос шириной $l_b \geq 10$ м	$0,5l_b$

При бурении из участковых выработок на подрабатываемые пласты скважин в плоскости, параллельной очистному забою ($a_1=0$, $\varphi=0$), геометрические параметры скважин (β и l_c) рассчитываются по следующим формулам:

- при проведении выработки, из которой бурятся скважины по простиранию пласта

$$\beta = \arctg \left(\frac{M_{c.n} + h}{b_1 + c_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi} \right) \mp \alpha, \quad l_c = \frac{M_{c.n} + h}{\sin(\beta \pm \alpha)}.$$

Здесь и в последующих формулах верхний знак (плюс или минус) принимается при бурении скважин в сторону падения пласта, а нижний – в сторону восстания пласта.

- при проведении выработки, из которой бурятся скважины по падению или восстанию пласта

$$\beta = \arctg \left(\frac{M_{c.n} + h}{(b_1 + c_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi) \cos \alpha} \right), \quad l_c = \frac{M_{c.n} + h}{\sin \beta \cos \alpha}.$$

При бурении из участковых выработок на подрабатываемые пласты скважин с разворотом от линии падения (восстания) или простирания пласта, геометрические параметры скважин (φ , β и l_c) рассчитываются по следующим формулам:

- при проведении выработки, из которой бурятся скважины по простиранию пласта

$$\varphi = \arctg \left(\frac{a_1}{(b_1 + c_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi) \cos \alpha \pm (M_{c.n} + h) \sin \alpha} \right),$$

$$\beta = \arctg \left(\frac{[M_{c.n} + h \mp (b_1 + c_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi) \operatorname{tg} \alpha] \sin \varphi \cos \alpha}{a_1} \right),$$

$$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}.$$

- при проведении выработки, из которой бурятся скважины по падению или восстанию пласта

$$\varphi = \arctg\left(\frac{a_1}{b_1 + c_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi}\right), \quad \beta = \arctg\left(\frac{M_{c.n} + h \mp (a_1 \sin \alpha) \sin \varphi}{a_1 \cos \alpha}\right), \quad l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}.$$

Пример расчета.

Для условий Донбасса, при заданной системе разработки (рис. 4.1) рассчитать геометрические параметры скважин (φ , β и l_c), пробуренных на подрабатываемый пологий пласт-спутник.

Исходные данные:

Ширина целика угля, м	5
Расстояние по нормали от устья скважины до кровли пласта h , м	0,8
Расстояние до подрабатываемого пласта-спутника $M_{c.n}$, м	30
Угол падения пласта α , град.	15
Угол сдвижения горных пород ψ , град.	75

При заданной системе разработки скважины бурятся по падению пласта в плоскости, параллельной очистному забою из выработки, охраняемой целиком угля. Значит угол между проекцией скважины на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости $\varphi=0$.

Параметр h считаем отрицательной величиной, поскольку при заданных условиях устье скважины будет располагаться выше кровли пласта.

Протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки b_1 при оставлении целиков шириной 5 м будет равна 10 м.

Параметр c_1 для условий Донбасса принимается равным нулю.

Поскольку выработка, из которой бурятся скважины проведена по простиранию пласта, то угол наклона скважин к горизонту β определим по формуле

$$\beta = \arctg\left(\frac{M_{c.n} + h}{b_1 + c_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi}\right) \mp \alpha.$$

$$\beta = \arctg\left(\frac{30 - 0,8}{10 + 0 + 30 \cdot \operatorname{ctg} 75^\circ}\right) - 15^\circ = 43^\circ.$$

Длину скважины определим по формуле

$$l_c = \frac{M_{c.n} + h}{\sin(\beta \pm \alpha)} = \frac{30 - 0,8}{\sin(43^\circ + 15^\circ)} = 34 \text{ м.}$$

В обеих формулах использован верхний знак (плюс или минус) так как бурение скважин производится в сторону падения пласта.

Задание для самостоятельного выполнения:

Для условий Донбасса и исходных данных, приведенных в табл. 4.2, построить схему дегазации выемочного участка и рассчитать геометрические параметры скважин (φ , β и l_c), пробуренных на подрабатываемый пологий/наклонный пласт-спутник из выработки, поддерживаемой за лавой. Скважины пробурены с разворотом в сторону лавы из выработки с исходящей струей воздуха. Выработка, из которой

бурятся скважины охраняется бутовой полосой. Параметр h считать отрицательной величиной.

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 4.2

Номер варианта	Параметр					
	Схема проветривания участка и направление отработки лавы	Ширина бутовой полосы, м	Угол падения пласта α , град.	Расстояние до подрабатываемого пласта-спутника $M_{с.п}$, м	Расстояние по нормали от устья скважины до кровли пласта, h , м	Угол сдвижения горных пород ψ , град.
1	2-В-Н по простиранию	10	16	35	0,8	70
2	3-В-Н по простиранию	12	14	41	0,9	70
3	2-В-Н по падению	8	21	32	1,0	75
4	3-В-Н по восстанию	9	17	38	0,8	75
5	1-М-Н по простиранию	10	12	33	0,9	70
6	1-М-Н по восстанию	12	19	45	1,0	70
7	1-М-Н по падению	8	15	34	0,8	75
8	1-В-Н по простиранию	9	20	39	0,9	75
9	1-В-Н по восстанию	10	13	36	1,0	70
10	1-В-Н по падению	12	18	43	0,8	75

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

Выбор схемы дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников и расчет геометрических параметров скважин

Цель практического занятия – получение практических навыков расчета геометрических параметров скважин при дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников.

Дегазация надрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников осуществляется скважинами, пробуренными из выработок разрабатываемого пласта вкрест дегазируемого пласта (рис. 5.1 и 5.2) или из выработок, проведенных в надрабатываемом пласте с расположением скважин в плоскости надрабатываемого пласта. Скважины бурятся параллельно очистному забою или ориентированно на него. Дегазация надрабатываемых пластов осуществляется при их расположении на расстоянии $M_{с.н}$ до 45 м по нормали от разрабатываемого пласта. Герметизация устьев скважин проводится на глубину не менее 10 м.

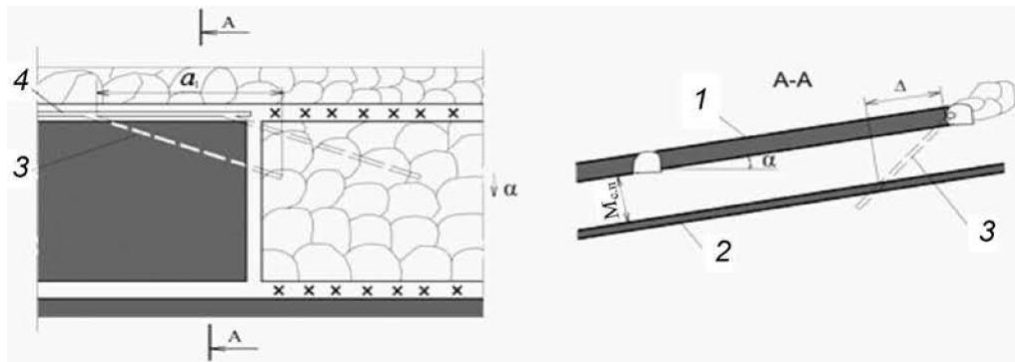


Рис. 5.1 – Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из вентиляционной выработки при столбовой системе разработки с погашением выработки за лавой:

1 – разрабатываемый пласт; 2 – надрабатываемый пласт; 3 – дегазационная скважина;
4 – газопровод

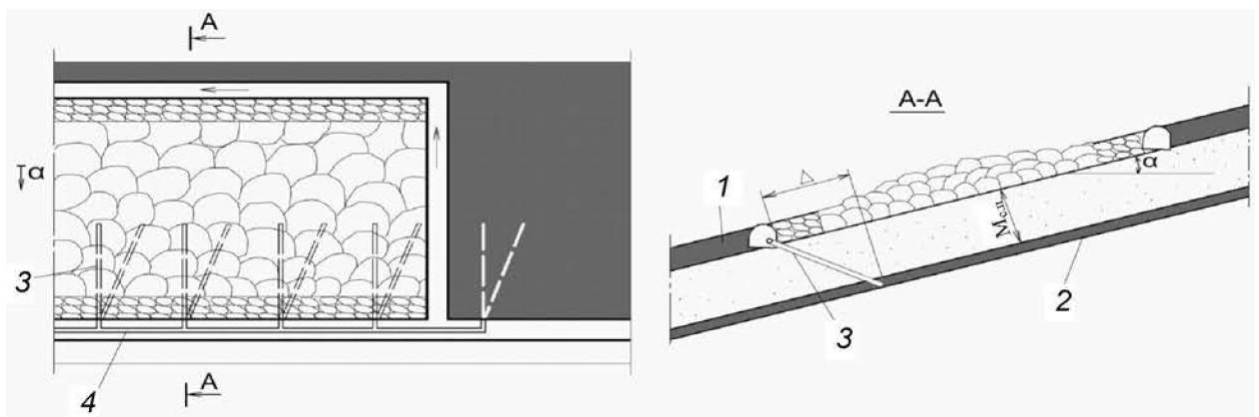


Рис. 5.2 – Схема дегазации надрабатываемого пласта скважинами, пробуренными из поддерживаемой за лавой откаточной выработки:

1 – разрабатываемый пласт; 2 – надрабатываемый пласт; 3 – дегазационная скважина;
4 – газопровод

При расчетах основных параметров скважин (φ , β и l_c), буримых из участков выработок, пройденных по простиранию пласта, в расчетных формулах используется параметр Δ , представляющий собой проекцию линии сдвижения горных пород на продольную ось очистной выработки и определяемый по следующим формулам:

➤ при проведении выработки, из которой бурятся скважины по простиранию пласта и бурении скважин из верхней участковой выработки

$$\Delta = \frac{M_{c.n}}{\operatorname{tg}(\psi - \alpha)};$$

➤ при проведении выработки, из которой бурятся скважины по простиранию пласта и бурении скважин из нижней участковой выработки

$$\Delta = \frac{M_{c.n} \cos \psi}{\sin(\psi + \alpha)}.$$

При бурении из участков выработок на надрабатываемые пласты скважин в плоскости, параллельной очистному забою ($a_1=0$, $\varphi=0$), геометрические параметры скважин (β и l_c) рассчитываются по следующим формулам:

• при проведении выработки, из которой бурятся скважины по простиранию пласта

$$\beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{M_{c.n}}{b_1 + \Delta} \right) \mp \alpha, \quad l_c = \frac{M_{c.n}}{\sin(\beta \mp \alpha)}.$$

Здесь и в последующих формулах верхний знак (плюс или минус) принимается при бурении скважин в сторону падения пласта, а нижний – в сторону восстания пласта.

• при проведении выработки, из которой бурятся скважины по падению или восстанию пласта

$$\beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{M_{c.n}}{(b_1 + \Delta) \cos \alpha} \right), \quad l_c = \frac{M_{c.n}}{\sin \beta \cos \alpha}.$$

При бурении из участков выработок на надрабатываемые пласты скважин с разворотом от линии падения (восстания) или простирания пласта, геометрические параметры скважин (φ , β и l_c) рассчитываются по следующим формулам:

• при проведении выработки, из которой бурятся скважины по простиранию пласта

$$\varphi = \operatorname{arctg} \left(\frac{a_1}{(b_1 + \Delta) \cos \alpha \mp M_{c.n} \sin \alpha} \right), \quad \beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{[M_{c.n} \pm (b_1 + \Delta) \operatorname{tg} \alpha] \sin \varphi \cos \alpha}{a_1} \right), \quad l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}.$$

• при проведении выработки, из которой бурятся скважины по падению или восстанию пласта

$$\varphi = \operatorname{arctg} \left(\frac{a_1}{b_1 + M_{c.n} \operatorname{ctg} \psi} \right), \quad \beta = \operatorname{arctg} \left(\frac{(M_{c.n} \pm a_1 \sin \alpha) \sin \varphi}{a_1 \cos \alpha} \right), \quad l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cos \beta}.$$

Пример расчета.

Для условий Донбасса, при заданной системе разработки (рис. 5.2) рассчитать геометрические параметры скважин (φ , β и l_c), пробуренных параллельно очистному забою на надрабатываемый пологий пласт-спутник.

Исходные данные:

Ширина бутовой полосы, м	10
Расстояние до надрабатываемого пласта-спутника $M_{с.н}$, м	15
Угол падения пласта α , град.	14
Угол сдвижения горных пород ψ , град.	75

При заданной системе разработки скважины бурятся по восстанию пласта в плоскости, параллельной очистному забою из выработки, охраняемой бутовой полосой. Значит угол между проекцией скважины на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости $\varphi=0$.

Протяженность зоны, препятствующей разгрузке пород у выработки b_1 при ширине бутовой полосы равной 10 м (см. табл. 4.1) будет равна 5 м.

При заданной схеме дегазации параметр Δ определим по формуле

$$\Delta = \frac{M_{с.н} \cos \psi}{\sin(\psi + \alpha)} = \frac{15 \cos 75^\circ}{\sin(75^\circ + 14^\circ)} = 4 \text{ м.}$$

Поскольку выработка, из которой бурятся скважины проведена по простиранию пласта, то угол наклона скважин к горизонту β определим по формуле

$$\beta = \arctg\left(\frac{M_{с.н}}{b_1 + \Delta}\right) \mp \alpha = \arctg\left(\frac{15}{5 + 4}\right) + 14 = 73^\circ.$$

Длину скважины определим по формуле

$$l_c = \frac{M_{с.н}}{\sin(\beta \mp \alpha)} = \frac{15}{\sin(73^\circ + 14^\circ)} = 15 \text{ м.}$$

В обеих формулах использован нижний знак (плюс или минус) так как бурение скважин производится в сторону восстания пласта.

Задание для самостоятельного выполнения:

Для условий Донбасса и исходных данных, приведенных в табл. 5.1, построить схему дегазации выемочного участка и рассчитать геометрические параметры скважин (φ , β и l_c), пробуренных на надрабатываемый пологий/наклонный пласт-спутник. Скважины, пробуренными с разворотом в сторону лавы из выработки с исходящей струей воздуха. Выработка, из которой бурятся скважины охраняется бутовой полосой (кроме схем типа 1-М-Н).

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 5.1

Номер варианта	Параметр				
	Схема проветривания участка и направление отработки лавы	Ширина бутовой полосы, м	Угол падения пласта α , град.	Расстояние до надрабатываемого пласта-спутника $M_{с.н.}$, м	Угол сдвижения горных пород ψ , град.
1	1-В-Н по падению	12	24	20	75
2	1-В-Н по восстанию	10	16	25	70
3	1-В-Н по простиранию	9	32	30	75
4	1-М-Н по падению	8	20	35	70
5	1-М-Н по восстанию	12	12	40	75
6	1-М-Н по простиранию	10	30	20	70
7	3-В-Н по восстанию	9	22	25	75
8	2-В-Н по падению	8	26	30	70
9	3-В-Н по простиранию	12	18	35	75
10	2-В-Н по простиранию	10	28	40	70

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

Определение графическим методом геометрических параметров скважин, пробуренных из подземных выработок

Цель практического занятия – получение практических навыков определения геометрических параметров скважин, пробуренных из подземных выработок, графическим методом.

Учитывая сложность расчетного метода определения геометрических параметров дегазационных скважин, на шахтах часто используют графический метод.

Определение параметров бурения дегазационных скважин графическим методом производится на выкопировках с плана горных работ и вертикальных разрезах угленосной толщи дегазируемого выемочного участка, выполненных в масштабе 1:1000. Метод применим на пластах с углами падения α от 0 до 90 градусов на действующих и ранее отработанных участках.

6.1 Методика определения геометрических параметров дегазационных скважин при отработке пологого или наклонного пласта лавами по простиранию.

На вертикальном разрезе из намеченной точки А, соответствующей устью дегазационной скважины (рис. 6.1), по падению пласта мощностью m_e , откладывается отрезок $AE=b_1$. Поскольку вентиляционная выработка охраняется бутовой полосой шириной $b=10$ м, то протяженность зоны защиты устья скважины от разрушения $b_1=5$ м. Из точки Е под углом ψ (угол сдвига горных пород, градус) к линии падения пласта проводится линия ВЕ до намеченной точки пересечения скважиной сближенного пласта, находящегося на расстоянии $M_{c,n}$ от разрабатываемого пласта. Отрезок АВ представляет собой проекцию скважины на вертикальную плоскость, проходящую через точку А по линии падения пласта. Из точки В опускаем перпендикуляр ВF на горизонталь АС, проведенную через точку А.

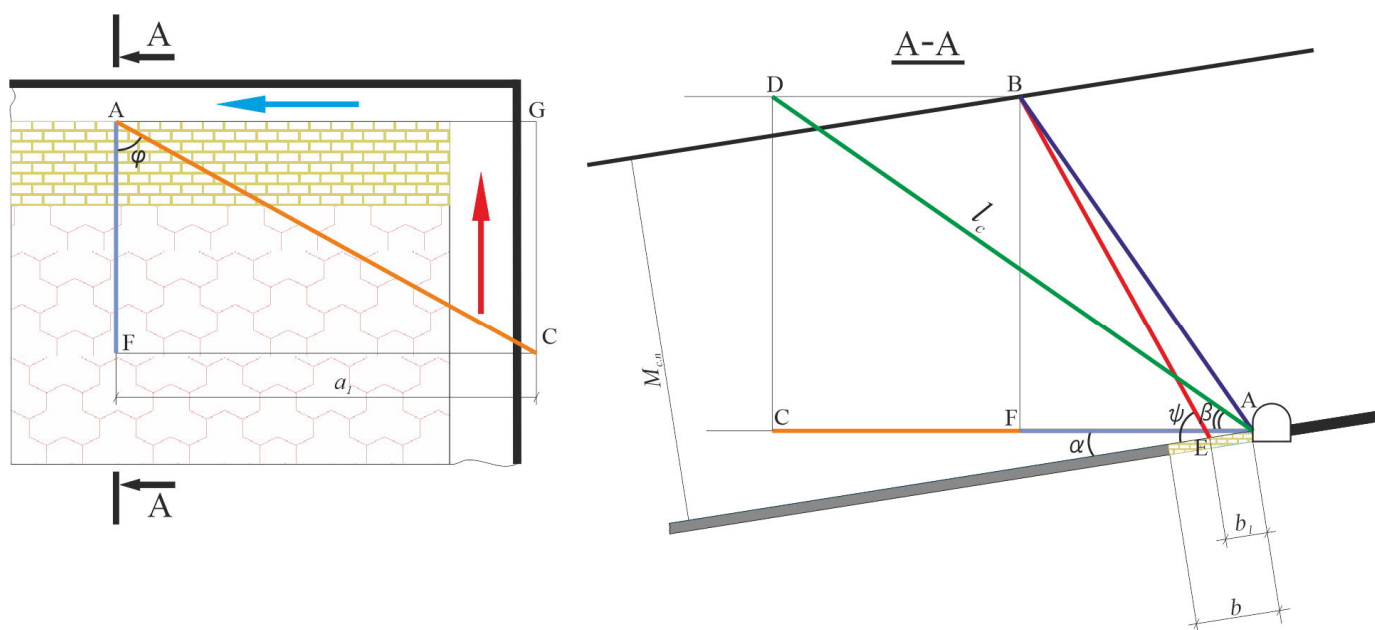


Рис. 6.1 – Выкопировка из плана горных работ и разрез горного массива через устье дегазационной скважины при дегазации подрабатываемого пласта

На плане горных работ (рис. 6.1) параллельно вентиляционному штреку на расстоянии AF , взятом с вертикального разреза, проводится линия FC . Из точки A по линии простирания пласта откладывается отрезок AG , равный по величине a_1 (a_1 – проекция скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, принимается в зависимости от расстояния между скважинами по табл. 6.1), затем из точки G восстанавливается перпендикуляр GC к линии AG . Отрезок AC есть проекция скважины на горизонтальную плоскость, угол FAC – искомый угол разворота скважины φ . Когда угол φ задается, то отрезок AC проводится сразу под этим углом к линии AF до пересечения с линией FC .

На вертикальном разрезе из точки A на горизонтали откладывается отрезок AC , взятый с плана горных работ. Из точки C восстанавливается перпендикуляр CD , равный BF . Отрезок AD есть искомая длина скважины l_c в соответствующем масштабе, угол DAC – искомый угол наклона скважины к горизонту β .

Таблица 6.1

Система разработки и схема дегазации	Расстояние до сближенного пласта, на который бурят скважины, м	Расстояние между скважинами, м	Величина проекции скважины на горизонтальную проекцию оси выработки, a_1 , м
Сплошная или комбинированная система разработки:			
а) скважины бурят из нижнего штрека	до 10 10-20 20-30	15-20 20-25 25-30	0-50
б) скважины бурят из верхнего штрека	до 10 10-20 20-30	10-15 15-20 20-25	0-50
Столбовая система разработки:			
а) скважины бурят навстречу очистному забою	до 10 10-20 20-30	10-15 15-20 20-25	30-50
б) скважины бурят навстречу очистному забою с оставлением газопровода в погашаемой выработке	до 10 10-20 20-30	10-15 15-20 20-25	20-40
в) скважины бурят из выработки, проведенной по нижнему пласту	до 10 10-20 20-30	15-20 20-25 25-30	0-30

Аналогично определяются параметры скважин при других вариантах их бурения из горизонтальных выработок.

Графическое определение параметров скважин, пробуренных из горизонтальной выработки в направлении линии падения (восстания) пласта ($\varphi=0$), является наиболее простым. В этом случае отрезок AB (рис. 6.1) есть длина скважины l_c в соответствующем масштабе, а угол BAF – угол наклона скважины к горизонту β .

Параметры скважин, пробуренных из горизонтальной выработки на надрабатываемый пласт определяются в следующей последовательности геометрических построений (рис. 6.2).

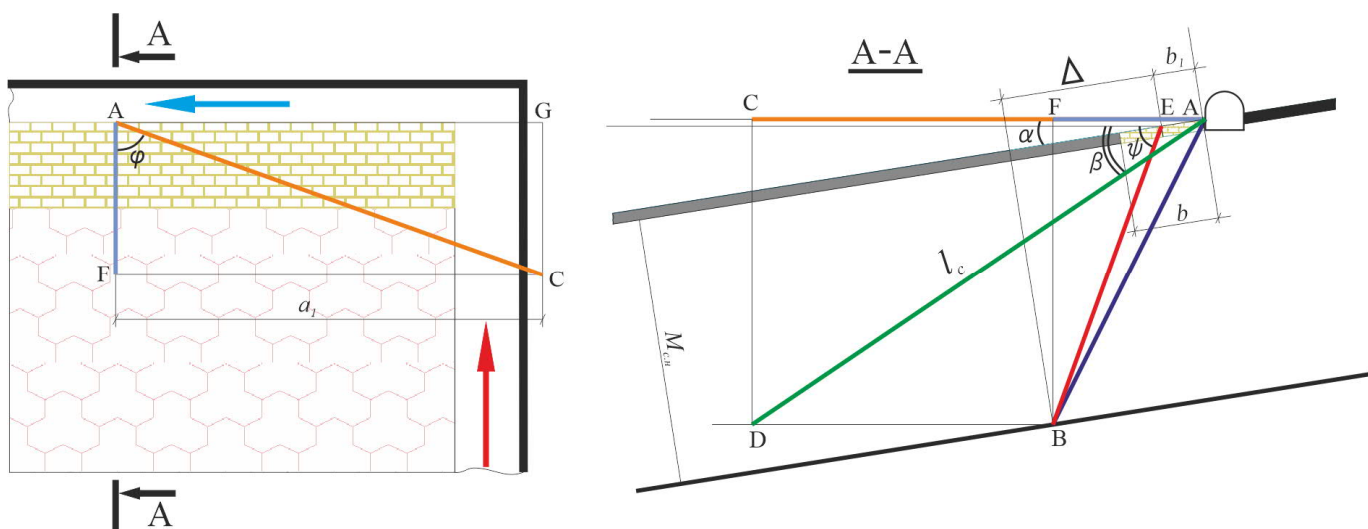


Рис. 6.2 – Выкопировка из плана горных работ и разрез горного массива через устье дегазационной скважины при дегазации надрабатываемого пласта

На вертикальном разрезе из намеченной точки А, соответствующей устью дегазационной скважины, по падению пласта откладывается отрезок $AE=b_1$. Поскольку вентиляционная выработка охраняется бутовой полосой шириной 10 м, то протяженность зоны защиты устья скважины от разрушения $b_1=5$ м. Из точки Е под углом ψ (угол сдвижения горных пород, градус) к линии падения пласта проводится линия ВЕ до намеченной точки пересечения скважиной сближенного пласта, находящегося на расстоянии $M_{с.н}$ от разрабатываемого пласта. Отрезок АВ является проекцией скважины на вертикальную плоскость, проходящую через точку А по линии падения пласта. Из точки В восстанавливаем перпендикуляр ВF к горизонтали АС, проведенной через точку А вертикального разреза.

На плане горных работ (рис. 6.2) параллельно вентиляционному штреку на расстоянии AF , взятом с вертикального разреза, проводится линия FC . Из точки A по линии простирания пласта откладывается отрезок AG , равный величине a_1 , затем из точки G восстанавливается перпендикуляр GC к линии AG . Отрезок AC есть проекция скважины на горизонтальную плоскость, угол FAC – искомый угол разворота скважины φ (φ – угол между проекцией скважины на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости, градус).

На вертикальном разрезе из точки А на горизонтали откладывается отрезок АС, взятый с плана горных работ. Из точки С опускается перпендикуляр СD, равный ВF. Отрезок АD есть искомая длина скважины l_c в соответствующем масштабе, угол DAC – искомый угол наклона скважины к горизонту β .

6.2 Методика определения геометрических параметров дегазационных скважин при отработке пласта лавами по падению или восстанию

При бурении скважин из наклонной выработки на выемочном участке с лавой по падению (восстанию) геометрические построения для определения углов β , φ и длины скважины l_c принципиально не отличается от построений, описанных выше. Отличие состоит лишь в том, что геометрические построения начинаются на разрезе в плоскости, нормальной напластованию по линии простирания пласта, а заканчиваются на вертикальном разрезе по линии падения (или восстания) пласта.

При бурении дегазационных скважин на подрабатываемый пологий пласт непосредственно из участковой наклонной выработки графическое определение параметров скважин осуществляется следующим образом (рис. 6.3).

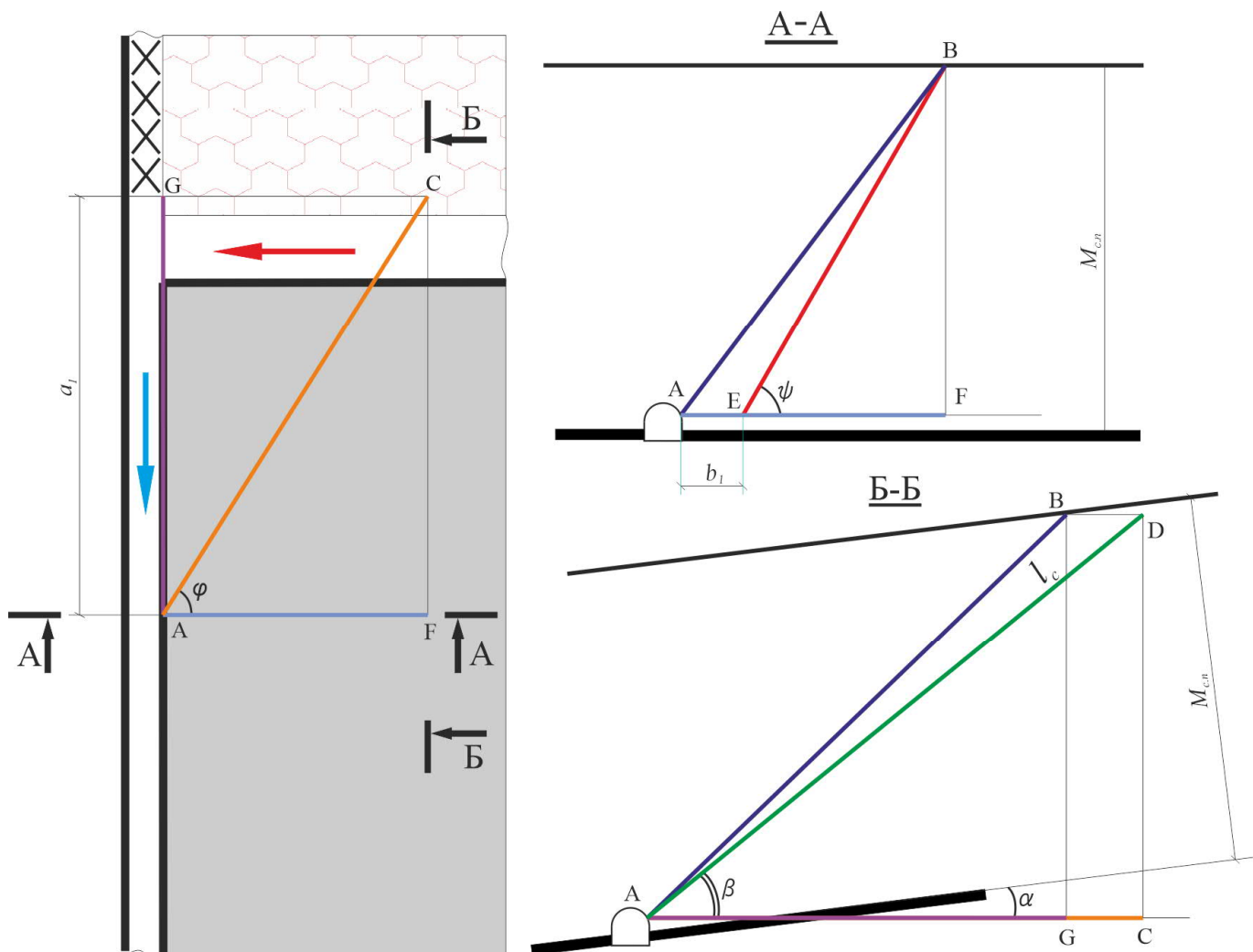


Рис. 6.3 – Выкопировка из плана горных работ и разрезы горного массива через устье дегазационной скважины при дегазации подрабатываемого пласта

На горизонтальном разрезе (А-А) в плоскости, нормальной напластованию по линии простираия пласта из намеченной точки А, соответствующей устью дегазационной скважины, откладывается отрезок $AE = b_1$. Из точки Е под углом ψ к пласту проводим линию ЕВ и получаем намеченной точку В пересечения скважиной сближенного пласта. Отрезок АВ является проекцией скважины на горизонтальную плоскость, проходящую через точку А по линии простираия пласта. Из точки В опускается перпендикуляр ВF к горизонтали АЕ, проведенной через точку А горизонтального разреза (А-А).

На плане горных работ параллельно наклонной выработке на расстоянии АF, взятом из горизонтального разреза (А-А) проводится линия FC. Из точки А плана горных работ по линии восстания пласта откладываем отрезок AG, равный величине a_1 , затем из точки G восстанавливаем перпендикуляр GC к линии AG. Отрезок AC есть проекция скважины на вертикальную плоскость, угол FAC – искомый угол разворота скважины φ .

На вертикальном разрезе (Б-Б) из точки А на горизонтали откладываем отрезки АГ и АС, взятые из плана горных работ. Затем из точки Г восстанавливаем перпендикуляр к прямой АГ до пересечения с пластом-спутником и получаем точку В. Из точки С восстанавливаем перпендикуляр к горизонтальной линии, проведенной через точку В, и получаем точку D. Отрезок AD есть искомая длина скважины l_c в соответствующем масштабе, угол DAC – искомый угол наклона скважины к горизонту β .

Задание для самостоятельного выполнения:

Графическим методом определить геометрические параметры дегазационных скважин (β , φ и l_c), при дегазации подрабатываемого и надрабатываемого пласта-спутника скважинами, пробуренными из вентиляционной выработки с разворотом в сторону очистного забоя. Вентиляционная выработка охраняется бутовой полосой шириной 10 м. Исходные данные принять по табл. 6.2. Чертеж следует выполнять на масштабно-координатной чертёжной бумаге (миллиметровке) в масштабе 1:1000.

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 6.2

Номер варианта	Параметр					
	Система разработки и направление продвижения лавы	Мощность пласта m , м	Угол падения пласта α , град.	Расстояние до подрабатываемого пласта-спутника $M_{с.п.}$, м	Расстояние до надрабатываемого пласта-спутника $M_{с.н.}$, м	Угол сдвижения горных пород ψ , град.
1	сплошная по простиранию	1,25	9	$35m_B$	$25m_B$	70
2	столбовая по падению	1,2	5	$40m_B$	$30m_B$	75
3	столбовая по восстанию	1,15	4	$45m_B$	$35m_B$	70
4	сплошная по простиранию	1,1	10	$50m_B$	$25m_B$	75
5	столбовая по падению	1,25	6	$35m_B$	$30m_B$	70
6	столбовая по восстанию	1,2	5	$40m_B$	$35m_B$	75
7	сплошная по простиранию	1,15	11	$45m_B$	$25m_B$	70
8	столбовая по падению	1,1	4	$50m_B$	$30m_B$	75
9	столбовая по восстанию	1,25	6	$35m_B$	$35m_B$	70
10	сплошная по простиранию	1,2	12	$40m_B$	$25m_B$	75

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

Определение параметров и режима работы скважин, пробуренных из подземных выработок на пологие и наклонные подрабатываемые пласты-спутники

Цель практического занятия – получение навыков расчета параметров и режима работы скважин при дегазации пологих и наклонных подрабатываемых пластов-спутников скважинами, пробуренными из подземных выработок.

Рассмотрим схему дегазации скважинами, пробуренными из выработок позади забоя лавы.

Предельное в плоскости пласта расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается метановыделение из сближенных пластов в скважины, рассчитывается по выражению

$$L_{np} = 67,6 e^{0,165V_{оч} + 0,007M_{cp}},$$

где $V_{оч}$ – скорость подвигания очистного забоя, м/сут;

M_{cp} – средневзвешенное расстояние от разрабатываемого пласта до подрабатываемых, м; определяется по формуле

$$M_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^k M_i m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)}{\sum_{i=1}^k m_i \left(1 - \frac{M_i}{M_p}\right)},$$

где M_i и m_i – соответственно расстояние по нормали до i -го подрабатываемого пласта и его мощность, м;

M_p – предельное расстояние от разрабатываемого пласта, при котором метан выделяется в горные выработки, м;

k – количество подрабатываемых пластов, залегающих от разрабатываемого на расстоянии меньшем M_p .

Величина M_p при подработке пологих и наклонных пластов определяется по выражению

$$M_p = 1,3 \cdot l_{оч} \cdot k_{y.k} \cdot k_l^{-1} \cdot \sqrt{m_{в.нр}} \cdot (\cos \alpha + 0,05 \cdot k_l),$$

где $l_{оч}$ – длина очистного забоя, м. При длине очистного забоя свыше 220 м к расчету принимается 220 м;

$k_{y.k}$ – коэффициент, учитывающий способ управления кровлей. Принимается равным 1 – при полном обрушении; 0.8 – при частичной закладке, плавном опускании и удержании на кострах; 0.4 – при полной закладке;

$m_{в.нр}$ – вынимаемая мощность пласта с учетом породных прослоек, м;

α – угол падения пласта, град.;

k_l – коэффициент, учитывающий влияние степени метаморфизма угля на величину свода разгрузки, определяется по формуле

$$k_l = 1,88 \cdot e^{-0,018 \cdot V^{daf}}.$$

Местоположение максимума газовыделения в скважины находится на расстоянии, отсчитываемом от забоя лавы в сторону выработанного пространства, и определяется по выражению

$$L_{\max} = M \left(D - A \cdot e^{-EV_{oc}} \right) + N,$$

где M – расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до сближенного пласта-спутника, м;

D, A, E, N – коэффициенты, равные 2,13; 2,4; 0,66 и 3,3 соответственно.

Таким образом формула для определения $L_{\max}$ принимает вид

$$L_{\max} = M \left(2,13 - 2,4 \cdot e^{-0,66V_{oc}} \right) + 3,3.$$

Скважины, функционирующие в зоне максимума газовыделения, должны быть обеспечены максимально возможным на выемочном участке разрежением.

Глубина обсадки дегазационных скважин рассчитывается по формуле

$$l_z \geq \frac{6m_{г.нр}}{\sin(\beta' \pm \alpha)},$$

где β' – проекция угла наклона скважины на вертикальную плоскость, проходящую через линию падения пласта, градус.

Знаки в этой формуле и далее: верхний (плюс или минус) при бурении скважин в сторону падения пласта, нижний – в сторону восстания пласта.

При угле разворота скважины $\varphi=0$ угол $\beta'=\beta$.

При угле разворота $\varphi \neq 0$, отработке пласта по простиранию и бурении скважин с разворотом, угол β' рассчитывается по формуле

$$\beta' = \arctg \left(\frac{\tg \beta}{\cos \varphi} \right),$$

а при отработке пласта по восстанию (падению) и бурении скважин с разворотом ($\varphi \neq 0$) – по выражению

$$\beta' = \arctg \left(\frac{\tg \beta}{\sin \varphi} \right),$$

β – угол наклона скважины к горизонту, градус;

φ – угол между проекцией скважины на горизонтальную плоскость и перпендикуляром к оси выработки в той же плоскости, градус.

Среднее расстояние от кровли вынимаемого пласта до концов ненарушенных частей скважин (h_{cp} , м) определяется в зависимости от способа охраны выработки по выражениям:

- при возведении под скважинами костров, бутокостров, бутовых полос шириной менее 10 м

$$h_{cp} = l_z \sin(\beta' \pm \alpha);$$

- при охране скважин целиками или бутовыми полосами шириной l_b более 10 м

$$h_{cp} = l_b \tg(\beta' \pm \alpha).$$

По рекомендуемому при данной схеме дегазации коэффициенту эффективности дегазации $K_{д.с}=0,4$ рассчитывается ориентировочное количество одновременно работающих скважин

$$n_c = \frac{38,1 K_{\partial.c}^{1,7} I_{\partial.c}^{0,42}}{\left(\frac{h_{cp}}{m_{\partial.np}} \right)^{0,92}},$$

где $I_{\partial.c}$ – абсолютное метановыделение из подрабатываемых пластов-спутников и пород, залегающих на расстоянии более h_{cp} от разрабатываемого пласта, м³/мин;

Полученный результат округляется до большего целого числа скважин.

Расстояние между скважинами определяется по формуле

$$R_c = \frac{L_{np} - 30}{1,3n_c - 1}.$$

Если вычисленное значение R_c окажется меньше 10, то принимается $R_c = 10$ м, а количество скважин пересчитывается по формуле

$$n_c = 0,077(L_{np} - 20).$$

Среднее сопротивление движению метана к скважине рассчитывается по выражению

$$R_{cp} = 9,1 \cdot 10^4 I_{\partial.c}^{-1,5} n_c^{0,82} \left(\frac{h_{cp}}{m_{\partial.np}} \right)^{-1,1} e^{-47d_c},$$

где n_c – количество одновременно работающих скважин, определяется опытным путем; d_c – конечный диаметр скважин, принимаемый в зависимости от используемого бурового станка, м.

Общее сопротивление движению метана к дегазационным скважинам рассчитывается по формуле

$$R_{c.o} = \frac{R_{cp}}{k},$$

где $k = n_c^2$ – для дегазационных скважин, пробуренных позади забоя лавы;

$k = n_c$ – для дегазационных скважин, пробуренных впереди забоя лавы.

Удельное сопротивление движению метана к горным выработкам рассчитывается по формуле

$$r_{y\partial} = \frac{K_1 \left(\frac{h_{cp}}{m_{\partial.np}} \right)^{K_2}}{l_{оч} L_{np}},$$

где K_1, K_2 – коэффициенты, зависящие от состава пород на расстоянии от разрабатываемого пласта до h_{cp} ; при наличии в этой зоне глинистых сланцев более 80 %

$K_1 = 3,8, K_2 = 2,79$, а если глинистых сланцев менее 80 %, то $K_1 = 12,5; K_2 = 1,18$;

$l_{оч}$ – длина очистного забоя, м.

Расход метана, который нужно каптировать для достижения требуемой эффективности дегазации рассчитывается по формуле

$$I_{c.o.mp} = I_{\partial.c} \left(0,014 \sqrt{\frac{h_{cp} B}{m_{\partial.np} \sqrt{R_{cp}}}} + K_{\partial.c} \right),$$

где B – разрежение в скважинах, которое следует принимать равным 50 мм рт. ст.;

$K_{\partial.c}=0,4$ – коэффициент эффективности дегазации, принимаемый для выбранной схемы дегазации.

Расход метана, который может быть извлечен при принятых параметрах скважин и разрежении в них рассчитывается по формуле

$$I_{c.o} = \frac{-r_{y\partial} h_{cp} + \sqrt{(r_{y\partial} h_{cp})^2 + 4R_{c.o} (B + r_{y\partial} h_{н.с} I_{н.с} + r_{y\partial} h_{cp} I_{\partial.c})}}{2R_{c.o}},$$

где $h_{н.с}$ – расстояние по нормали от разрабатываемого пласта до надрабатываемого, залегающего на расстоянии менее h_{cp} . Если имеется несколько таких пластов, то принимается среднее значение;

$I_{н.с}$ – абсолютное метановыделение из надрабатываемых угольных пластов-спутников, залегающих от разрабатываемого пласта на расстоянии меньшем h_{cp} , м³/мин.

Если $I_{c.o.mp} \leq I_{c.o}$, то выбранное количество и диаметр скважин обеспечат необходимую эффективность дегазации и полученные параметры принимаются к дальнейшим расчетам.

Если $I_{c.o.mp} > I_{c.o}$, то необходимо принять большую длину дегазационных скважин, увеличить количество одновременно работающих дегазационных скважин и повторить расчет метанодобываемости.

Если условие $I_{c.o.mp} \leq I_{c.o}$ не выполняется при максимально возможной для данных условий длине дегазационных скважин, то необходимо увеличить их диаметр и вновь повторить расчет $I_{c.o}$.

Если эта мера оказывается недостаточной, необходимо применить другую схему дегазации.

Общие подсосы воздуха в скважины рассчитываются по формуле

$$Q_{н.о} = n_c A \cdot e^{\frac{-b \cdot h_{cp}}{m_{с.нр}}} B^f,$$

где A, b, f – эмпирические коэффициенты, принимаемые по таблице 7.1.

Таблица 7.1

Способы охраны скважин	Значения коэффициентов		
	A	b	f
Костры, бутокостры, железобетонные тумбы	0,63	0,15	0,56
Бутовые полосы	0,29	0,11	0,56
Целики угля	0,075	0,03	0,67

Общий дебит метановоздушной смеси и концентрация метана в смеси рассчитываются соответственно по формулам

$$Q_{см.о} = I_{c.o} + Q_{н.о},$$

$$C = \frac{100 I_{c.o}}{Q_{см.о}}.$$

Пример расчета.

Для схемы дегазации выемочного участка, когда дегазационные скважины пробурены из выработок позади забоя лавы на пологий подрабатываемый пласт-

спутник, рассчитать параметры работы скважин. Скважины пробурены из вентиляционной выработки с разворотом в сторону очистного забоя и пересекают только один угольный пласт. Лава отрабатывается по простиранию. Система разработки – сплошная. Диаметр скважин – 200 мм. Разрежение в скважинах следует принимать равным 50 мм рт. ст.

Исходные данные:

Выход летучих веществ V^{daf} , %	39
Вынимаемая мощность разрабатываемого пласта с учетом породных прослоев $m_{в.пр}$, м	1,1
Длина лавы $l_{оч}$, м	200
Угол падения пласта α , град	8
Расстояние до подрабатываемого спутника $M_{сп.п}$, м	65
Скорость подвигания лавы $V_{оч}$, м	1,9
Угол наклона скважин к горизонту β , град.	50
Угол разворота скважин φ , град.	52
Ширина бутовой полосы $l_б$, м	10
Абсолютное метановыделение из подрабатываемых пластов-спутников и пород $I_{д.с}$, м ³ /мин	11,2
Доля глинистых сланцев на расстоянии меньшем $h_{сп}$, %	78
Расстояние до надрабатываемого пласта-спутника $h_{н.с}$, м	22
Абсолютное метановыделение из надрабатываемого пласта-спутника $I_{н.с}$, м ³ /мин	6,4

Схема дегазации подрабатываемого пласта-спутника представлена на рис. 7.1.

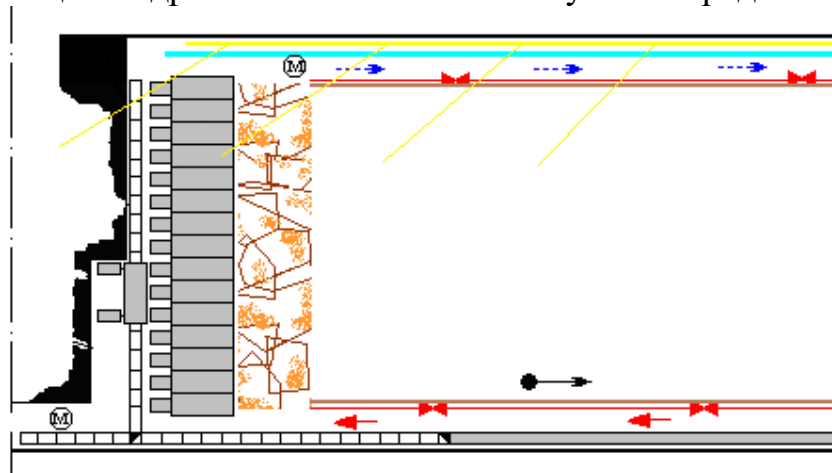


Рис. 7.1 – Схема дегазации подрабатываемого пласта-спутника

Определим коэффициент, учитывающий влияние степени метаморфизма угля на величину свода разгрузки, определяется по формуле

$$k_d = 1,88 \cdot e^{-0,018 \cdot V^{daf}} = 1,88 \cdot \exp(-0,018 \cdot 39) = 0,932.$$

Расстояние по нормали между разрабатываемым и сближенным пластом, при котором метановыделение из последнего практически равно нулю, для подрабатываемого пологого пласта определим по формуле

$$M_p = 1,3 \cdot l_{оч} \cdot k_{у.к} \cdot k_d^{-1} \cdot \sqrt{m_{в.пр}} \cdot (\cos \alpha + 0,05 \cdot k_d) = 1,3 \cdot 200 \cdot 1 \cdot 0,932^{-1} \cdot \sqrt{1,1} \cdot (\cos 8^\circ + 0,05 \cdot 0,932) = 303 \text{ м.}$$

Определим предельное в плоскости пласта расстояние от очистного забоя, на котором наблюдается метановыделение из сближенных пластов в скважины. При этом, поскольку дегазируем только один пласт-спутник, примем $M_{cp}=M_{cn.n}$.

$$L_{np} = 67,6e^{0,165V_{оч}+0,007M_{cp}} = 67,6e^{0,165 \cdot 1,9+0,007 \cdot 65} = 146 \text{ м.}$$

Определим местоположение максимума газовыделения в скважины

$$L_{max} = M_{cn.n} \left(2,13 - 2,4 \cdot e^{-0,66V_{оч}} \right) + 3,3 = 65 \cdot \left(2,13 - 2,4 \cdot e^{-0,66 \cdot 1,9} \right) + 3,3 = 97 \text{ м.}$$

Вычислим проекцию угла наклона скважины на вертикальную плоскость, проходящую через линию падения пласта. При угле разворота $\varphi \neq 0$, отработке пласта по простиранию и бурении скважин с разворотом, угол β' рассчитывается по формуле

$$\beta' = \arctg \left(\frac{\tg \beta}{\cos \varphi} \right) = \arctg \left(\frac{\tg 50^\circ}{\cos 52^\circ} \right) = 63^\circ.$$

Определим глубину обсадки дегазационных скважин

$$l_e \geq \frac{6m_{г.нр}}{\sin(\beta' \pm \alpha)} = \frac{6 \cdot 1,1}{\sin(63^\circ + 8^\circ)} = 7 \text{ м.}$$

Знаки в этой формуле взят верхний, поскольку бурение скважин осуществляется в сторону падения пласта.

Поскольку ширина бутовой полосы составляет 10 м, то среднее расстояние от кровли вынимаемого пласта до концов ненарушенных частей скважин определяется по формуле

$$h_{cp} = l_e \tg(\beta' \pm \alpha) = 10 \cdot \tg(63^\circ + 8^\circ) = 29 \text{ м.}$$

По рекомендуемому при данной схеме коэффициенту эффективности дегазации $K_{д.с}=0,4$ рассчитываем ориентировочное количество одновременно работающих скважин

$$n_c = \frac{38,1K_{д.с}^{1,7} I_{д.с}^{0,42}}{(h_{cp} / m_{г.нр})^{0,92}} = \frac{38,1 \cdot 0,4^{1,7} \cdot 11,2^{0,42}}{(29 / 1,1)^{0,92}} = 1,1.$$

Результат округляем в большую сторону – до 2 скважин.

Расстояние между скважинами определяем по формуле

$$R_c = \frac{L_{np} - 30}{1,3n_c - 1} = \frac{146 - 30}{1,3 \cdot 2 - 1} = 73 \text{ м.}$$

Определим сопротивление движению метана к скважине по формуле

$$R_{cp} = 9,1 \cdot 10^4 I_{д.с}^{-1,5} n_c^{0,82} \left(\frac{h_{cp}}{m_{г.нр}} \right)^{-1,1} e^{-47d_c}.$$

$$R_{cp} = 9,1 \cdot 10^4 \cdot 11,2^{-1,5} \cdot 2^{0,82} \cdot \left(\frac{29}{1,1} \right)^{-1,1} \cdot e^{-47 \cdot 0,2} = 9,7 \cdot 10^{-3} \text{ мм рт. ст.} \cdot \text{мин}^2/\text{м}^6.$$

Общее сопротивление движению метана к дегазационным скважинам, пробуренным позади забоя лавы, рассчитываем по формуле

$$R_{с.о} = \frac{R_{cp}}{k} = \frac{R_{cp}}{n_c^2} = \frac{9,7 \cdot 10^{-3}}{2^2} = 2,42 \cdot 10^{-3} \text{ мм рт. ст.} \cdot \text{мин}^2/\text{м}^6.$$

Поскольку доля глинистых сланцев на расстоянии меньшем h_{cp} составляет менее 80 %, то принимаем $K_1 = 12,5$; $K_2 = 1,18$. Тогда удельное сопротивление движению метана к горным выработкам составит

$$r_{y\partial} = \frac{K_1 (h_{cp} / m_{\text{г.нр}})^{K_2}}{l_{oc} L_{np}} = \frac{12,5 \cdot (29/1,1)^{1,18}}{200 \cdot 146} = 0,0203 \text{ мм рт. ст.} \cdot \text{мин}^2/\text{м}^5.$$

Расход метана, который нужно каптировать для достижения требуемой эффективности дегазации рассчитываем по формуле

$$I_{c.o.mp} = I_{\partial.c} \left(0,014 \sqrt{\frac{h_{cp} B}{m_{\text{г.нр}} \sqrt{R_{cp}}}} + K_{\partial.c} \right) = 11,2 \cdot \left(0,014 \cdot \sqrt{\frac{29 \cdot 50}{1,1 \cdot \sqrt{9,7 \cdot 10^{-3}}}} + 0,4 \right) = 22,62 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Расход метана, который может быть извлечен при принятых параметрах скважин и разрежении в них рассчитываем по формуле

$$I_{c.o} = \frac{-r_{y\partial} h_{cp} + \sqrt{(r_{y\partial} h_{cp})^2 + 4R_{c.o} (B + r_{y\partial} h_{н.с} I_{н.с} + r_{y\partial} h_{cp} I_{\partial.c})}}{2R_{c.o}} =$$

$$= \frac{-0,0203 \cdot 29 + \sqrt{(0,0203 \cdot 29)^2 + 4 \cdot 2,42 \cdot 10^{-3} \cdot (50 + 0,0203 \cdot 22 \cdot 6,4 + 0,0203 \cdot 29 \cdot 11,2)}}{2 \cdot 2,42 \cdot 10^{-3}} = 77 \frac{\text{м}^3}{\text{мин}}.$$

Поскольку $I_{c.o.mp} < I_{c.o}$ ($22,62 < 77 \text{ м}^3/\text{мин}$), то выбранное количество и диаметр скважин обеспечат необходимую эффективность дегазации.

Общие подсосы воздуха в скважины при способе охраны скважин бутовой полосой рассчитываем по формуле

$$Q_{n.o} = n_c A \cdot e^{\frac{-b \cdot h_{cp}}{m_{\text{г.нр}}}} B^f = 2 \cdot 0,29 \cdot e^{\frac{-0,11 \cdot 29}{1,1}} \cdot 50^{0,56} = 0,285 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Общий дебит метановоздушной смеси и концентрация метана в смеси составят:

$$Q_{см.o} = I_{c.o} + Q_{n.o} = 77 + 0,285 = 77,285 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$C = \frac{100 I_{c.o}}{Q_{см.o}} = \frac{100 \cdot 77}{77,285} = 99,6 \text{ \%}.$$

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 7.2

№ вар.	Параметры												
	V_{daf} , %	$m_{\text{г.нр}}$, м	l_{oc} , м	α , град	$M_{сн.п.}$, м	V_{oc} , м	β , град.	φ , град.	l_0 , м	$I_{\partial.c}$, м ³ /мин	г.л.сл., %	$h_{н.с}$, м	$I_{н.с}$, м ³ /мин
1	33	1,05	194	16	53	1,9	41	50	8	12,2	66	20	5,2
2	38	1,2	186	13	57	2,5	45	51	10	9,5	83	25	7,5
3	31	1,25	190	9	47	1,9	42	57	12	10,4	77	27	9,2
4	36	1,15	182	15	61	2,5	45	48	8	12,4	62	21	10,4
5	36	1,2	196	12	51	1,9	43	54	10	9,2	85	24	6,6
6	29	1,05	184	14	59	2,5	44	48	12	12,7	68	30	8,6
7	37	1,1	192	11	55	1,9	45	53	8	9,8	79	19	10,8
8	32	1,15	180	17	45	2,5	37	54	10	11,1	58	23	8,1
9	34	1,25	198	10	63	1,9	48	50	12	10,6	88	31	10,9
10	31	1,05	188	8	49	2,5	44	58	8	8,8	81	20	7,9

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8

Расчет дегазационных трубопроводов шахт и выбор вакуум-насосов

Цель практического занятия – получение навыков расчета дегазационных трубопроводов шахты и выбора вакуум-насосов.

Сеть дегазационных трубопроводов состоит из участков (к которым подключаются дегазационные скважины) и магистральных (за пределами выемочных участков) ветвей. Начало и конец ветви считаются по ходу движения метановоздушной смеси (МВС).

При расчете определяются следующие параметры ветвей дегазационного трубопровода: дебит МВС, концентрация метана в смеси, давления МВС в начальной и конечной точках ветвей, диаметр труб в газопроводе по всем ветвям. Давление МВС в конечной точке газопровода является давлением на всасе вакуум-насоса.

Расход МВС начальных ветвей сети при предварительной дегазации разрабатываемого пласта определяется по расходу (дебиту) метана из дегазационных скважин и допустимым подсосам воздуха:

$$Q_{см} = G_{\partial} + \Pi_c + \Pi_z,$$

где G_{∂} – дебит метана из скважин, м³/мин;

Π_c – допустимые (нормативные) подсосы воздуха в дегазационные скважины, м³/мин;

Π_z – допустимые (нормативные) подсосы воздуха в газопровод, м³/мин.

Допустимые (нормативные) подсосы воздуха в дегазационные скважины рассчитываются по формуле

$$\Pi_c = n_c \Pi_{уд} \sqrt{B_y},$$

где n_c – количество одновременно работающих скважин;

B_y – величина разрежения у устья скважин, мм рт. ст.;

$\Pi_{уд}$ – допустимые удельные подсосы воздуха в дегазационные скважины, м³/мин·(мм рт. ст.)^{1/2}. При дегазации разрабатываемых пластов подземными скважинами $\Pi_{уд} = 0,005$ м³/мин·(мм рт. ст.)^{1/2}, подрабатываемых – $0,2$ м³/мин·(мм рт. ст.)^{1/2}, а надрабатываемых – $0,01$ м³/мин·(мм рт. ст.)^{1/2}.

Величина допустимых подсосов воздуха в газопровод рассчитывается по формуле

$$\Pi_z = 0,001 l_{\phi},$$

где l_{ϕ} – фактическая (или планируемая) длина ветви газопровода с постоянным расходом МВС, м; принимается согласно схеме дегазационных трубопроводов в условиях конкретной шахты.

Расход МВС в конечной точке ветви определяется суммой расходов, поступающих в начальную точку ветви газопровода МВС и допустимых подсосов воздуха в этой ветви

$$Q_{см.i} = \sum Q_{см(i-1)} + \Pi_{z.i}.$$

Концентрация метана в МВС каждой ветви газопровода определяется из выражения

$$C_i = \frac{100 G_{\partial.i}}{Q_{см.i}}.$$

Для конкретной схемы дегазационных трубопроводов шахты предварительно намечаются расчетные маршруты от дегазационных скважин до вакуум-насосов. При этом количество расчетных маршрутов принимается равным числу выемочных участков с применением дегазации источников метановыделения в пределах шахты, подключенных к одному и тому же вакуум-насосу. Если на выемочном участке отсасываемый метан транспортируется по отдельным ветвям газопровода (один на воздухоподающей, другой на воздуховыдающей выработках), то через этот участок намечается два расчетных маршрута.

Для каждого намеченного расчетного маршрута определяется параметр X_m , определяемый по формуле

$$X_m = \frac{350 - B_y}{\sum l_{p,i} Q_{см,p,i}^2},$$

где 350 мм рт. ст. – оптимальное разрежение, создаваемое вакуум-насосом;

$l_{p,i}$ – длина i -й ветви газопровода с постоянным расходом МВС с учетом местных сопротивлений, м; определяется по формуле

$$l_{p,i} = 1,1 l_{ф,i},$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий местные сопротивления газопровода;

$l_{ф,i}$ – фактическая длина i -й ветви газопровода, м;

$Q_{см,p,i}$ – расход МВС в i -й ветви трубопровода с учетом резерва, м³/мин; определяется по формуле

$$Q_{см,p} = K_{p,z} Q_{см},$$

где $K_{p,z}$ – коэффициент, принимаемый для участков действующих, для участков проектируемых и для магистральных газопроводов соответственно равным: 1,0, 1,25, 1,5.

Наиболее трудный маршрут для транспортировки МВС считается тот, для которого получен наименьший параметр X_m . Из двух маршрутов (например, из двух выемочных участков) при одинаковом дебите метана, наиболее трудным маршрутом будет тот, который длиннее.

Удельные потери давления на наиболее трудном маршруте сети трубопроводов определяют по формуле

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{350 - B_y}{\sum l_{p,i}}.$$

Диаметр каждой ветви наиболее трудного маршрута рассчитывается по выражению

$$d_{mp} = 0,04 \left(\frac{Q_{см,p}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188}.$$

Далее подбирается ближайший больший стандартный диаметр ($d_{ф}$). Для дегазационных трубопроводов рекомендуется применять трубы с внутренним диаметром 150, 200, 250, 300, 350 и 400 мм. При этом внутренний диаметр участков газопроводов должен быть не менее 150 мм, а магистральных – не менее 300 мм.

Для расчета давления перед вакуум-насосом следует последовательно определить конечные давления каждой точки маршрута по формуле

$$P_i = \sqrt{P_{i-1}^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см,р.і}^2 \gamma_{см,і} l_{р.і}}{d_{ф,і}^{5,33}}} \cdot \left[1 \pm \frac{\Delta H (53 - 0,273C)}{4,65 \cdot 10^5} \right],$$

где P_{i-1} – давление МВС в начальном пункте ветви трубопровода, мм рт. ст.;

$\gamma_{см}$ – плотность МВС в расчетной ветви трубопровода, кг/м³;

ΔH – превышение по вертикали конечного пункта ветви над начальным, м.

Знак (+) в этом выражении принимается при движении МВС по трубопроводу вниз, а знак (-) – при движении вверх. Второй множитель (в квадратных скобках) можно отбросить, если участок трубопровода горизонтальный.

Для начальной ветви газопровода (у скважин) значение P_n рассчитывается по выражению

$$P_n = P - B_y,$$

где P – давление воздуха в горной выработке у начального пункта расчетного маршрута (у скважин), мм рт. ст.; определяется по формуле

$$P = P_0 (1 + 1,17 \cdot 10^{-4} H),$$

где P_0 – нормальное барометрическое давление на поверхности мм рт. ст.;

H – глубина горных работ от поверхности до начального пункта расчетного маршрута, м.

Плотность МВС в расчетной ветви газопровода определяется по выражению

$$\gamma_{см} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C),$$

где C – объемная концентрация метана в МВС расчетной ветви газопровода, %.

Расчет сети, газопровода, находящейся под разрежением, считается оконченным, если при проектировании сети соблюдается условие

$$P_{вс.р} \geq P_0 - 350,$$

где $P_{вс.р}$ – давление МВС в газопроводе перед вакуум-насосом, мм рт. ст.

Тип и количество одновременно работающих вакуум-насосов принимается по их характеристикам, приведенным на рис. 8.1, в зависимости от расхода МВС в газопроводе $Q_{см,р}$ и давления $P_{вс.р}$ в конечном пункте наиболее трудного маршрута (перед вакуум-насосной станцией). Принимается тот вакуум-насос (или несколько вакуум-насосов, работающих параллельно), аэродинамическая характеристика которого находится на пересечении точки с параметрами расчетного режима ($Q_{см,р}$, $P_{вс.р}$) или находится чуть ниже нее.

В комплект вакуум-насосной станции входят кроме работающих вакуум-насосов, резервные. Один резервный вакуум-насос необходимо принимать на три одновременно работающих вакуум-насоса производительностью не более 50 м³/мин и на два – производительностью более 50 м³/мин.

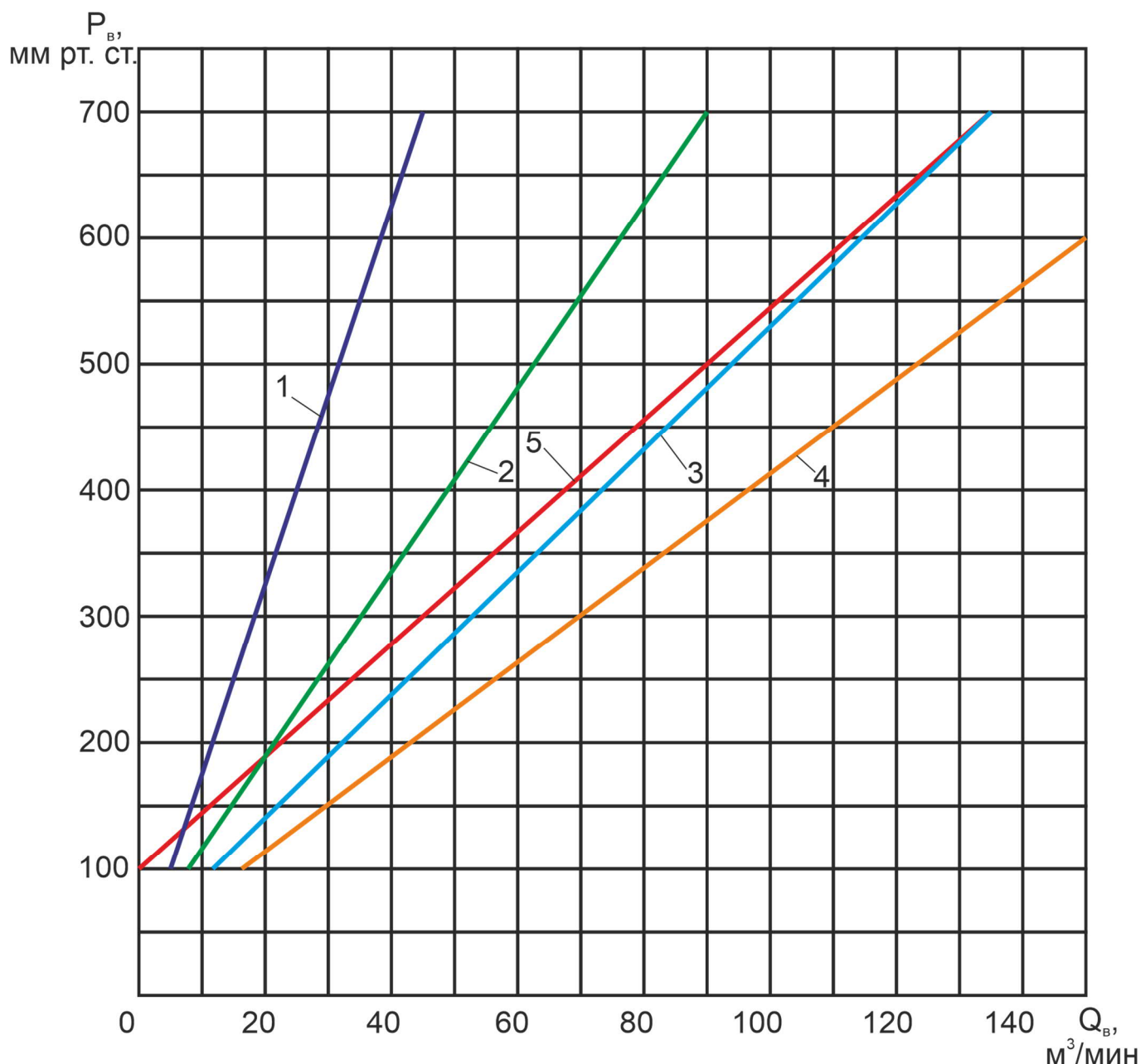


Рис. 8.1 – Характеристики вакуум-насосов, работающих в режиме всасывания:

- 1 – отдельно работающий вакуум-насос, производительностью 50 м³/мин;
- 2 – два вакуум-насоса, производительностью 50 м³/мин, работающих параллельно;
- 3 – три вакуум-насоса, производительностью 50 м³/мин, работающих параллельно;
- 4 – четыре вакуум-насоса, производительностью 50 м³/мин, работающих параллельно;
- 5 – отдельно работающий вакуум-насос, производительностью 150 м³/мин.

Пример расчета.

Для приведенной на рис. 8.2 схемы сети дегазационного трубопровода и по представленным ниже исходным данным, рассчитать все необходимые параметры дегазационного трубопровода шахты и выбрать подходящий вакуум-насос. Выработки 2-5 и 5-7 имеют угол наклона. Выработка 9-10 – вертикальная. Остальные выработки горизонтальные. На участках №1 и №2 дегазируется разрабатываемый пласт. На участках №3 и №4 дегазируются как надрабатываемые так и подрабатываемые пласты. Разрежение в скважинах принять равным 50 мм рт. ст.

Исходные данные:

Угол наклона выработки 2-5 α_1 , град.	10
Угол наклона выработки 5-7 α_2 , град.	12
Дебит метана из пластовых скважин $G_{пл.д}$, м ³ /мин	0,897
Количество пластовых скважин на одном участке n_c , шт.	3
Дебит метана из надрабатываемых пластов $G_{с.н.д}$, м ³ /мин	0,613
Дебит метана из подрабатываемых пластов $G_{с.п.д}$, м ³ /мин	4,913
Дебит МВС из скважин на надрабатываемый пласт $Q_{см.н}$, м ³ /мин	1,532
Дебит МВС из скважин на подрабатываемый пласт $Q_{см.п}$, м ³ /мин	4,926
Барометрическое давление на поверхности $P_б$, мм рт. ст.	743
Фактические длины участков трубопровода l_{ϕ} , м:	
$l_{\phi.1-2}=1000$ м, $l_{\phi.3-2}=1000$ м, $l_{\phi.2-5}=150$ м, $l_{\phi.4-5}=1000$ м, $l_{\phi.6-5}=1000$ м,	
$l_{\phi.5-7}=1050$ м, $l_{\phi.7-8}=100$ м, $l_{\phi.8-9}=100$ м, $l_{\phi.9-10}=370$ м, $l_{\phi.10-11}=100$ м.	

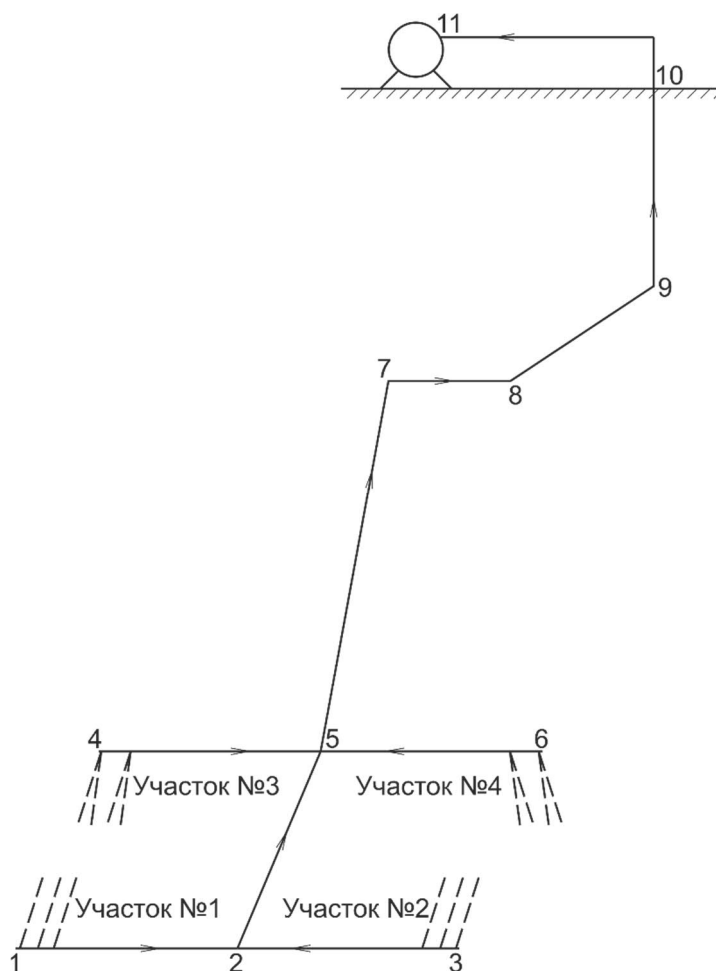


Рис. 8.2 – Схема сети дегазационного трубопровода

Определим допустимые (нормативные) подсосы воздуха в дегазационные скважины на участке №1 (такие же будут и на участке №2) по формуле

$$P_c = n_c P_{y\partial} \sqrt{B_y} = 3 \cdot 0,005 \cdot \sqrt{50} = 0,106 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Определим величину допустимых подсосов воздуха в газопровод на участке газопровода 1-2 (такие же будут и на участке 3-2)

$$P_c = 0,001 l_{\phi.1-2} = 0,001 \cdot 1000 = 1 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Определим дебит МВС на участках 1-2 и 3-2 газопровода

$$Q_{см.1-2} = Q_{см.3-2} = G_{пл.д} + \Pi_c + \Pi_e = 0,897 + 0,106 + 1 = 2,003 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

При этом концентрация метана в МВС этих ветвей составит

$$C_{1-2} = C_{3-2} = \frac{100G_{пл.д}}{Q_{см.1-2}} = \frac{100 \cdot 0,897}{2,003} = 44,78 \text{ \%}.$$

Дебит МВС на участке 2-5 составит

$$Q_{см.2-5} = Q_{см.1-2} + Q_{см.3-2} + 0,001l_{ф.2-5} = 2,003 + 2,003 + 0,001 \cdot 150 = 4,156 \text{ м}^3/\text{мин.},$$

а концентрация метана в МВС ветви 2-5 составит

$$C_{2-5} = \frac{100 \cdot 2G_{пл.д}}{Q_{см.2-5}} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 0,897}{4,156} = 43,17 \text{ \%}.$$

Определим дебит метана из надрабатываемых и подрабатываемых пластов на участке №3 (такой же будет и на участке №4) по формуле

$$G_{с.о.д} = G_{с.н.д} + G_{с.п.д} = 0,613 + 4,913 = 5,526 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Дебит МВС на участках 4-5 и 6-5 газопровода составит

$$Q_{см.4-5} = Q_{см.6-5} = Q_{см.н} + Q_{см.п} + 0,001l_{ф.4-5} = 1,532 + 4,926 + 0,001 \cdot 1000 = 7,458 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Концентрация метана в МВС этих ветвей составит

$$C_{4-5} = C_{6-5} = \frac{100G_{с.о.д}}{Q_{см.4-5}} = \frac{100 \cdot 5,526}{7,458} = 74,09 \text{ \%}.$$

Определим дебит метана из разрабатываемого пласта на участке №1 и №2, а также из надрабатываемых и подрабатываемых пластов на участке №3 и №4:

$$G_d = 2G_{пл.д} + 2G_{с.о.д} = 2 \cdot 0,897 + 2 \cdot 5,526 = 12,846 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Дебит МВС на участке 5-7 составит

$$Q_{см.5-7} = Q_{см.4-5} + Q_{см.6-5} + Q_{см.2-5} + 0,001l_{ф.5-7} = 7,458 + 7,458 + 4,156 + 0,001 \cdot 1050 = 20,122 \text{ м}^3/\text{мин.},$$

а концентрация метана в МВС ветви 5-7 составит

$$C_{5-7} = \frac{100 \cdot G_d}{Q_{см.5-7}} = \frac{100 \cdot 12,846}{20,122} = 63,84 \text{ \%}.$$

Дебит МВС на участке 7-8 составит

$$Q_{см.7-8} = Q_{см.5-7} + 0,001l_{ф.7-8} = 20,122 + 0,001 \cdot 100 = 20,222 \text{ м}^3/\text{мин.},$$

а концентрация метана в МВС ветви 7-8 составит

$$C_{7-8} = \frac{100 \cdot G_d}{Q_{см.7-8}} = \frac{100 \cdot 12,846}{20,222} = 63,52 \text{ \%}.$$

Дебит МВС на участке 8-9 составит

$$Q_{см.8-9} = Q_{см.7-8} + 0,001l_{ф.8-9} = 20,222 + 0,001 \cdot 100 = 20,322 \text{ м}^3/\text{мин.},$$

а концентрация метана в МВС ветви 8-9 составит

$$C_{8-9} = \frac{100 \cdot G_d}{Q_{см.8-9}} = \frac{100 \cdot 12,846}{20,322} = 63,21 \text{ \%}.$$

Дебит МВС на участке 9-10 составит

$$Q_{см.9-10} = Q_{см.8-9} + 0,001l_{ф.9-10} = 20,322 + 0,001 \cdot 370 = 20,692 \text{ м}^3/\text{мин.},$$

а концентрация метана в МВС ветви 9-10 составит

$$C_{9-10} = \frac{100 \cdot G_d}{Q_{см.9-10}} = \frac{100 \cdot 12,846}{20,692} = 62,08 \text{ \%}.$$

Дебит МВС на участке 10-11 составит

$$Q_{см.10-11} = Q_{см.9-10} + 0,001l_{ф.10-11} = 20,692 + 0,001 \cdot 100 = 20,792 \text{ м}^3/\text{мин},$$

а концентрация метана в МВС ветви 10-11 составит

$$C_{10-11} = \frac{100 \cdot G_o}{Q_{см.10-11}} = \frac{100 \cdot 12,846}{20,792} = 61,78 \text{ \%}.$$

Определим длины ветвей газопровода с учетом местных сопротивлений:

$$l_{p.1-2} = l_{p.3-2} = l_{p.4-5} = l_{p.6-5} = 1,1l_{ф.1-2} = 1,1 \cdot 1000 = 1100 \text{ м},$$

$$l_{p.2-5} = 1,1l_{ф.2-5} = 1,1 \cdot 150 = 165 \text{ м},$$

$$l_{p.5-7} = 1,1l_{ф.5-7} = 1,1 \cdot 1050 = 1155 \text{ м},$$

$$l_{p.7-8} = l_{p.8-9} = l_{p.10-11} = 1,1l_{ф.7-8} = 1,1 \cdot 100 = 110 \text{ м},$$

$$l_{p.9-10} = 1,1l_{ф.9-10} = 1,1 \cdot 370 = 407 \text{ м}.$$

Определим расход МВС в каждой ветви газопровода с учетом резерва:

$$Q_{см.p.1-2} = Q_{см.p.3-2} = 1,25 \cdot 2,003 = 2,504 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.2-5} = 1,5 \cdot 4,156 = 6,234 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.4-5} = Q_{см.p.6-5} = 1,25 \cdot 7,458 = 9,322 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.5-7} = 1,5 \cdot 20,122 = 30,183 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.7-8} = 1,5 \cdot 20,222 = 30,333 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.8-9} = 1,5 \cdot 20,322 = 30,483 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.9-10} = 1,5 \cdot 20,692 = 31,038 \text{ м}^3/\text{мин},$$

$$Q_{см.p.10-11} = 1,5 \cdot 20,792 = 31,188 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

Для данной схемы дегазационных трубопроводов шахты, с учетом длин участков трубопровода и дебита метана в участковых газопроводах, намечается два расчетных маршрута от дегазационных скважин до вакуум-насосов: 1-2-5-7-8-9-10-11 и 4-5-7-8-9-10-11. Для каждого намеченного расчетного маршрута определим параметр X_m :

$$X_{м.1-11} = \frac{350 - B_y}{l_{p.1-2} Q_{см.1-2}^2 + l_{p.2-5} Q_{см.2-5}^2 + l_{p.5-7} Q_{см.5-7}^2 + l_{p.7-8} Q_{см.7-8}^2 + l_{p.8-9} Q_{см.8-9}^2 + l_{p.9-10} Q_{см.9-10}^2 + l_{p.10-11} Q_{см.10-11}^2} = ,$$

$$= \frac{350 - 50}{1100 \cdot 2,504^2 + 165 \cdot 6,234^2 + 1155 \cdot 30,183^2 + 110 \cdot 30,333^2 + 110 \cdot 30,483^2 + 407 \cdot 31,038^2 + 110 \cdot 31,188^2} =$$

$$= 1,697 \cdot 10^{-4};$$

$$X_{м.4-11} = \frac{350 - B_y}{l_{p.4-5} Q_{см.4-5}^2 + l_{p.5-7} Q_{см.5-7}^2 + l_{p.7-8} Q_{см.7-8}^2 + l_{p.8-9} Q_{см.8-9}^2 + l_{p.9-10} Q_{см.9-10}^2 + l_{p.10-11} Q_{см.10-11}^2} = ,$$

$$= \frac{350 - 50}{1100 \cdot 9,322^2 + 1155 \cdot 30,183^2 + 110 \cdot 30,333^2 + 110 \cdot 30,483^2 + 407 \cdot 31,038^2 + 110 \cdot 31,188^2} =$$

$$= 1,621 \cdot 10^{-4}.$$

Поскольку $X_{м.4-11} < X_{м.1-11}$, то наиболее трудным маршрутом для транспортировки МВС будет маршрут 4-5-7-8-9-10-11.

Определим удельные потери давления на наиболее трудном маршруте сети трубопроводов по формуле

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{350 - B_y}{\sum l_{p.i}} = \frac{350 - 50}{1100 + 1155 + 110 + 110 + 407 + 110} = 0,1003 \text{ мм рт. ст./м.}$$

Рассчитаем диаметр каждой ветви наиболее трудного маршрута:

$$d_{mp.4-5} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.п.4-5}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188} = 0,04 \cdot \left(\frac{9,322^2}{0,1003} \right)^{0,188} = 0,143 \text{ м. Принимаем } d_{ф.4-5} = 0,15 \text{ м.}$$

$$d_{mp.5-7} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.п.5-7}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188} = 0,04 \cdot \left(\frac{30,183^2}{0,1003} \right)^{0,188} = 0,222 \text{ м. Принимаем } d_{ф.5-7} = 0,25 \text{ м.}$$

$$d_{mp.7-8} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.п.7-8}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188} = 0,04 \cdot \left(\frac{30,333^2}{0,1003} \right)^{0,188} = 0,222 \text{ м. Принимаем } d_{ф.7-8} = 0,25 \text{ м.}$$

$$d_{mp.8-9} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.п.8-9}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188} = 0,04 \cdot \left(\frac{30,483^2}{0,1003} \right)^{0,188} = 0,223 \text{ м. Принимаем } d_{ф.8-9} = 0,25 \text{ м.}$$

$$d_{mp.9-10} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.п.9-10}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188} = 0,04 \cdot \left(\frac{31,038^2}{0,1003} \right)^{0,188} = 0,224 \text{ м. Принимаем } d_{ф.9-10} = 0,25 \text{ м.}$$

$$d_{mp.10-11} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.п.10-11}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188} = 0,04 \cdot \left(\frac{31,188^2}{0,1003} \right)^{0,188} = 0,225 \text{ м. Принимаем } d_{ф.10-11} = 0,25 \text{ м.}$$

Вычислим глубину горных работ от поверхности до начального пункта расчетного маршрута (пункт 4). Для этого найдем сумму длин вертикальных проекций всех наклонных горных выработок маршрута по формуле

$$H = \Delta H_{5-7} + \Delta H_{9-10} = l_{ф.5-7} \cdot \sin(\alpha_2) + l_{ф.9-10} = 1050 \cdot \sin(12^\circ) + 370 = 218 + 370 = 588 \text{ м.}$$

Определим давление воздуха в горной выработке у начального пункта расчетного маршрута (пункт 4):

$$P = P_0 (1 + 1,17 \cdot 10^{-4} H) = 743 \cdot (1 + 1,17 \cdot 10^{-4} \cdot 588) = 794,115 \text{ мм рт. ст.}$$

Для начальной ветви газопровода 4-5 определим значение абсолютного давления МВС в пункте 4 газопровода

$$P_4 = P - B_y = 794,115 - 50 = 744,115 \text{ мм рт. ст.}$$

Определим плотность МВС в каждой ветви расчетного маршрута:

$$\gamma_{см.4-5} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_{4-5}) = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 74,09) = 0,805 \text{ кг/м}^3;$$

$$\gamma_{см.5-7} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_{5-7}) = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 63,84) = 0,86 \text{ кг/м}^3;$$

$$\gamma_{см.7-8} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_{7-8}) = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 63,52) = 0,862 \text{ кг/м}^3;$$

$$\gamma_{см.8-9} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_{8-9}) = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 63,21) = 0,863 \text{ кг/м}^3;$$

$$\gamma_{см.9-10} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_{9-10}) = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 62,08) = 0,87 \text{ кг/м}^3;$$

$$\gamma_{см.10-11} = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - C_{10-11}) = 5,37 \cdot 10^{-3} \cdot (224 - 61,78) = 0,871 \text{ кг/м}^3.$$

Определим конечные давления каждой точки маршрута:

$$\begin{aligned}
 P_5 &= \sqrt{P_4^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р.4-5}^2 \gamma_{см.4-5} l_{р.4-5}}{d_{\phi.4-5}^{5,33}}} = \\
 &= \sqrt{744,115^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 9,322^2 \cdot 0,805 \cdot 1100}{0,15^{5,33}}} = 680,25 \text{ мм рт. ст.} \\
 P_7 &= \sqrt{P_5^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р.5-7}^2 \gamma_{см.5-7} l_{р.5-7}}{d_{\phi.5-7}^{5,33}}} \cdot \left[1 - \frac{\Delta H_{5-7} (53 - 0,273 C_{5-7})}{4,65 \cdot 10^5} \right] = \\
 &= \sqrt{680,25^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 30,183^2 \cdot 0,86 \cdot 1155}{0,25^{5,33}}} \cdot \left[1 - \frac{218 \cdot (53 - 0,273 \cdot 63,84)}{4,65 \cdot 10^5} \right] = \\
 &= 616,02 \text{ мм рт. ст.} \\
 P_8 &= \sqrt{P_7^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р.7-8}^2 \gamma_{см.7-8} l_{р.7-8}}{d_{\phi.7-8}^{5,33}}} = \\
 &= \sqrt{616,02^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 30,333^2 \cdot 0,862 \cdot 110}{0,25^{5,33}}} = 610,496 \text{ мм рт. ст.} \\
 P_9 &= \sqrt{P_8^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р.8-9}^2 \gamma_{см.8-9} l_{р.8-9}}{d_{\phi.8-9}^{5,33}}} = \\
 &= \sqrt{610,496^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 30,483^2 \cdot 0,863 \cdot 110}{0,25^{5,33}}} = 604,859 \text{ мм рт. ст.} \\
 P_{10} &= \sqrt{P_9^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р.9-10}^2 \gamma_{см.9-10} l_{р.9-10}}{d_{\phi.9-10}^{5,33}}} \cdot \left[1 - \frac{\Delta H_{9-10} (53 - 0,273 C_{9-10})}{4,65 \cdot 10^5} \right] = \\
 &= \sqrt{604,859^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 31,038^2 \cdot 0,87 \cdot 407}{0,25^{5,33}}} \cdot \left[1 - \frac{407 \cdot (53 - 0,273 \cdot 62,08)}{4,65 \cdot 10^5} \right] = \\
 &= 564,165 \text{ мм рт. ст.} \\
 P_{11} &= \sqrt{P_{10}^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} Q_{см.р.10-11}^2 \gamma_{см.10-11} l_{р.10-11}}{d_{\phi.10-11}^{5,33}}} = \\
 &= \sqrt{564,165^2 - \frac{4,8 \cdot 10^{-5} \cdot 31,188^2 \cdot 0,871 \cdot 110}{0,25^{5,33}}} = 557,713 \text{ мм рт. ст.}
 \end{aligned}$$

На всасе вакуум-насоса $P_{вс.р.} = P_{11}$. Проверяем соблюдение условия:

$$P_{11} \geq P_{\phi} - 350.$$

$$557,713 > 743 - 350 \quad (557,713 > 393).$$

Условие выполняется.

На характеристики вакуум-насосов наносим расчетную точку А (рис. 8.3) с координатами (31,188; 557,713). Как видно из рис. 8.3, требуемый режим обеспечит один отдельно работающий вакуум-насос, производительностью 50 м³/мин.

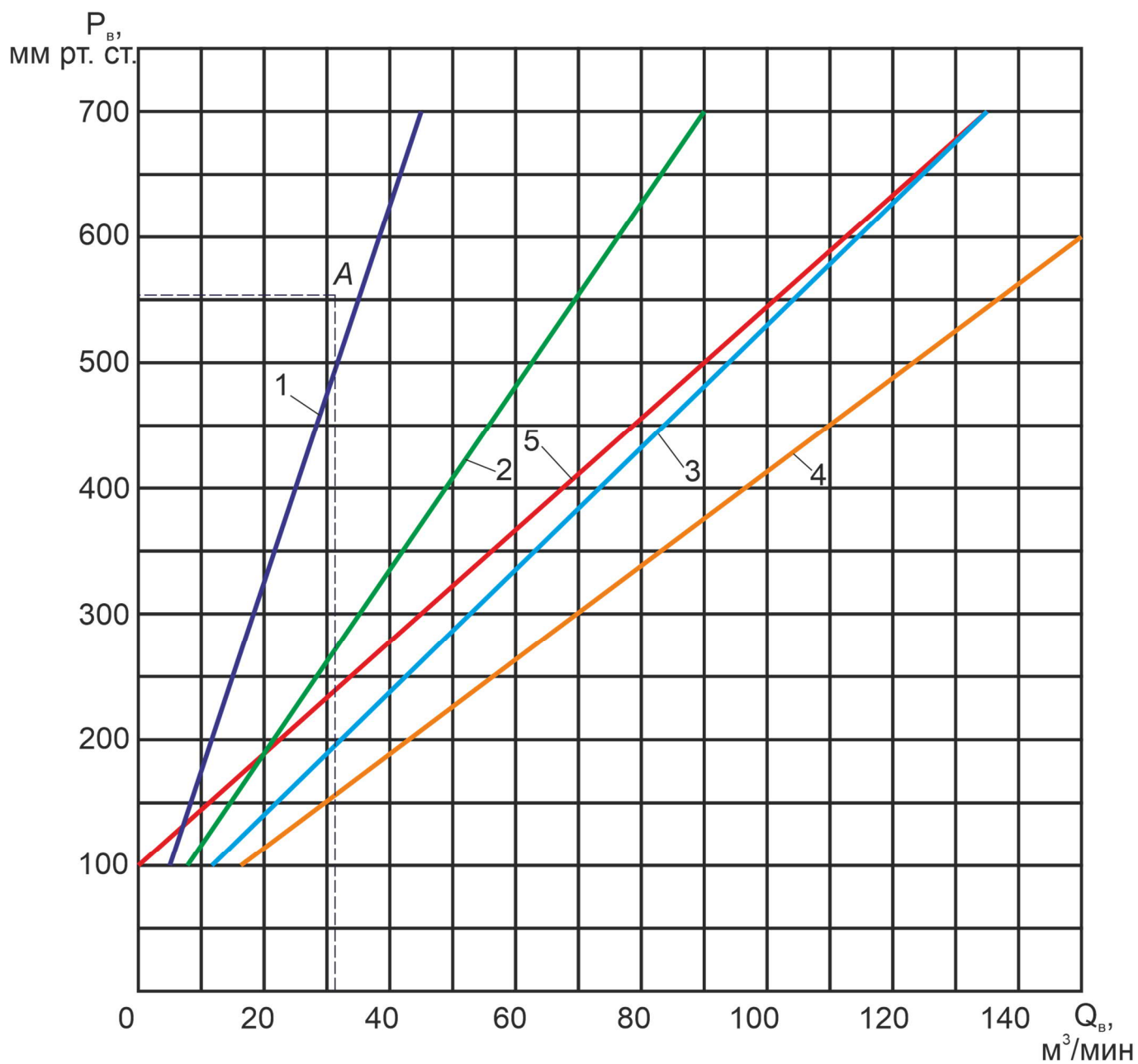


Рис. 8.3 – Характеристики вакуум-насосов с нанесенной расчетной точкой A

Исходные данные для самостоятельных расчетов:

Таблица 8.1

Параметр	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
α_1 , град.	12	16	14	17	11	19	15	20	13	18
α_2 , град.	14	11	19	15	20	16	12	18	17	13
$G_{пл.д}$, м ³ /мин	1,133	1,064	0,995	1,161	1,009	0,922	1,158	1,116	0,851	1,174
n_c , шт.	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
$G_{с.н.д}$, м ³ /мин	0,613	0,752	0,847	0,715	0,918	0,786	0,634	0,862	0,739	0,921
$G_{с.п.д}$, м ³ /мин	4,913	5,264	5,408	5,087	5,532	5,356	5,021	5,475	5,394	5,145
$Q_{см.н}$, м ³ /мин	1,532	0,893	1,059	0,856	1,131	0,927	0,846	1,003	0,951	1,062
$Q_{см.п}$, м ³ /мин	4,926	8,092	9,651	7,915	9,775	8,184	9,264	8,303	9,637	7,973
P_b , мм рт. ст.	749	745	751	748	754	746	753	750	747	752
$l_{\phi.1-2}$, м	1350	1200	1500	1100	1400	1250	1550	1150	1450	1300
$l_{\phi.3-2}$, м	1400	1250	1550	1150	1450	1300	1350	1200	1500	1100
$l_{\phi.2-5}$, м	240	220	280	200	250	290	210	260	230	270
$l_{\phi.4-5}$, м	1150	1450	1300	1350	1200	1500	1100	1400	1250	1550
$l_{\phi.6-5}$, м	1350	1200	1500	1100	1400	1250	1550	1150	1450	1300
$l_{\phi.5-7}$, м	1550	1150	1450	1300	1350	1400	1250	1200	1500	1100
$l_{\phi.7-8}$, м	200	250	290	210	260	230	270	240	220	280
$l_{\phi.8-9}$, м	260	230	270	240	220	280	200	250	290	210
$l_{\phi.9-10}$, м	400	450	500	550	600	400	450	500	550	600
$l_{\phi.10-11}$, м	110	120	130	140	150	110	120	130	140	150

ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОК:

1. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – К.: Основа. – 1994. – 311 с.
2. Инструкция по дегазации угольных шахт. Серия 05. Выпуск 22. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем угольной промышленности», – 2012, – 250 с.
3. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Инструкция по аэрологической безопасности угольных шахт» от 08.12.2020 N 506 (ред. от 08.06.2022 – Действует с 01.03.2023) [Электронный ресурс] – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=437999>
4. Стукало В.А., Кавера А.Л. Совершенствование методики обоснования необходимости применения дегазации источников метановыделения в угольных шахтах // Известия Донецкого горного института, 2002. – №1. – С. 60-63.
5. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» от 08.12.2020 N 507 (ред. от 08.12.2020) [Электронный ресурс] – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1100&documentId=15727>

СОДЕРЖАНИЕ:

Практическое занятие № 1	4
Расчет метанообильности выемочного участка по природной метаноносности пласта.....	4
Практическое занятие № 2	12
Определение необходимости применения дегазации источников метановыделения на выемочном участке и требуемого коэффициента дегазации.....	12
Практическое занятие № 3	17
Выбор схемы и расчет параметров предварительной дегазации разрабатываемого пласта.....	17
Практическое занятие № 4	21
Выбор схемы дегазации подрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников и расчет геометрических параметров скважин.....	21
Практическое занятие № 5	26
Выбор схемы дегазации надрабатываемых пологих и наклонных пластов-спутников и расчет геометрических параметров скважин.....	26
Практическое занятие № 6	30
Определение графическим методом геометрических параметров скважин, пробуренных из подземных выработок	30
Практическое занятие № 7	35
Определение параметров и режима работы скважин, пробуренных из подземных выработок на пологие и наклонные подрабатываемые пласты-спутники.....	35
Практическое занятие № 8	42
Расчет дегазационных трубопроводов шахт и выбор вакуум-насосов	42
Перечень ссылок:.....	53

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

к практическим занятиям по дисциплине

«Основы комплексной дегазации и использования метана в угольных шахтах»:

для обучающихся по специальности 21.05.04 «Горное дело»,

специализация «Технологическая безопасность и горноспасательное дело»

Составитель:

Кавера Алексей Леонидович – кандидат технических наук, заведующий
кафедрой «Охрана труда и аэрология» ФГБОУ ВО «ДонНТУ».

Ответственный за выпуск:

Кавера Алексей Леонидович – заведующий кафедрой охраны труда и аэрологии
ФГБОУ ВО «ДонНТУ», кандидат технических наук, доцент.