

УДК [622.831.325.3:621.643:622.96].001.24

**Притула Д.А.** аспирант  
(ИГТМ НАН Украины)

**Дудля Е.Е.**, аспирант,

**Бокий Б.В.**, д-р техн. наук, профессор  
(Государственное ВУЗ «НГУ»)

**МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПОВЕРХНОСТНОЙ  
ДЕГАЗАЦИОННОЙ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ УСЛОВИЙ  
ПАО «ШАХТА ИМ. А.Ф. ЗАСЯДЬКО»**

**Притула Д.О.** аспірант  
(ИГТМ НАН України)

**Дудля К.Є.**, аспірант,

**Бокій Б.В.**, д-р техн. наук, професор  
(Державний ВНЗ «НГУ»)

**МЕТОДОЛОГІЯ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ПОВЕРХНЕВОЇ  
ДЕГАЗАЦІЙНОЇ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ В УМОВАХ  
ПАТ «ШАХТА ІМ. О.Ф. ЗАСЯДЬКА»**

**Prytula D.A.**, Doctoral Student  
(IGTM NAS of Ukraine)

**Dudlya Ye.Ye.**, Doctoral Student,

**Bokiy B.V.**, D. Sc. (Tech.), Professor  
(State HEI «NMU»)

**METHODOLOGY FOR CALCULATING PARAMETERS OF  
THE GROUND DEGASSING GAS-TRANSPORT SYSTEM  
FOR CONDITIONS OF THE A.F. ZASYADKO MINE**

**Аннотация.** Представляя один из самых перспективных потенциальных источников энергии, метан сегодня является не только источником постоянной опасности для шахтеров, но и одним из самых крупных загрязнителей окружающей среды.

Цель настоящей научной работы - разработать методику расчета параметров поверхностной дегазационной газотранспортной системы и технические решения, повышающие безопасность ее эксплуатации, оперативность контроля параметров и энергоэффективность управления. Для полезного использования энергии выходного давления скважин разработана схема реконструированной поверхностной газотранспортной системы (ГТС), с использованием проложенного магистрального газопровода, диаметром 325 мм.

Полученные результаты исследования позволили разработать имитационную модель для проектирования и исследований поверхностных дегазационных систем (ПДС).

С помощью данной имитационной модели, специалисты шахт могут произвести расчет давлений и расходов скважин, необходимых для обеспечения потребляемого расхода газа когенерационной установкой и автомобильной газонаполнительной компрессионной станцией (АГНКС). Так же возможно проконтролировать давление в узловых точках и потери давления на участках магистрального газопровода.

**Ключевые слова:** газопровод, газотранспортная система, скважина, давление.

Экономическая выгода от добычи метана представляется огромной. Однако тщательная количественная оценка ресурсной базы выполнена на текущий момент лишь в небольшой группе стран.

Лидером в области добычи угольного газа являются США, где его промышленная добыча началась в 1970-х годах. Другими крупными производителями являются Австралия, Канада, КНР и Индия. Украина по разведанным запасам угля на 6 месте в мире (табл.1).

Таблица 1 - Страны, обладающие крупнейшими запасами угля и оценочные ресурсы газа

Место в мире	Страна	Запасы угля (млн. т)	Наличие ресурсов угольного газа	Оценочные ресурсы угольного газа (млрд.м <sup>3</sup> )
1	США	238 308	Да	556
2	Россия	157 010	Да	75 000–80 000
3	КНР	114 500	Да	35 000
4	Австралия	76 200	Да	198
5	Индия	58 600	Да	2 000
6	Украина	33 873	Да	1 700
7	Казахстан	31 300	Да	650-830
8	ЮАР	30 408	Да	-
9	Польша	7 502	Да	425–1 450
10	Бразилия	7 059	-	-
11	Колумбия	6 814	Да	-
12	ФРГ	6 708	Да	2 800
13	Канада	6 578	Да	5 000–13 000
14	Чехия	4 501	-	-
15	Индонезия	4 328	Да	10 000
16	Греция	3 900	-	-
17	Венгрия	3 302	Да	155
18	Пакистан	2 070	-	-
19	Болгария	1 996	Да	85
20	Турция	1 814	Да	3 000

В Украине специалисты оценивают общие ресурсы метана в угле в 1,2 трлн. м<sup>3</sup>, а с учетом газа и в породах, эта цифра достигает 25 трлн. м<sup>3</sup>.т.е. третье место в мире. Однако, представляя один из самых перспективных потенциальных источников энергии, метан сегодня является не только источником постоянной опасности для шахтеров, но и одним из самых крупных загрязнителей окружающей среды [1]. Парниковая активность метана по сравнению с углекислым газом приблизительно в 20 раз выше.

Цель настоящей научной работы - разработать методологию расчета параметров поверхностной дегазационной газотранспортной системы и технические решения, повышающие безопасность ее эксплуатации, оперативность контроля параметров и энергоэффективность управления.

На рис. 1. представлена структурная схема системы дегазации и утилизации метана ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» с учетом разработанных технических

решений по ее модернизации.

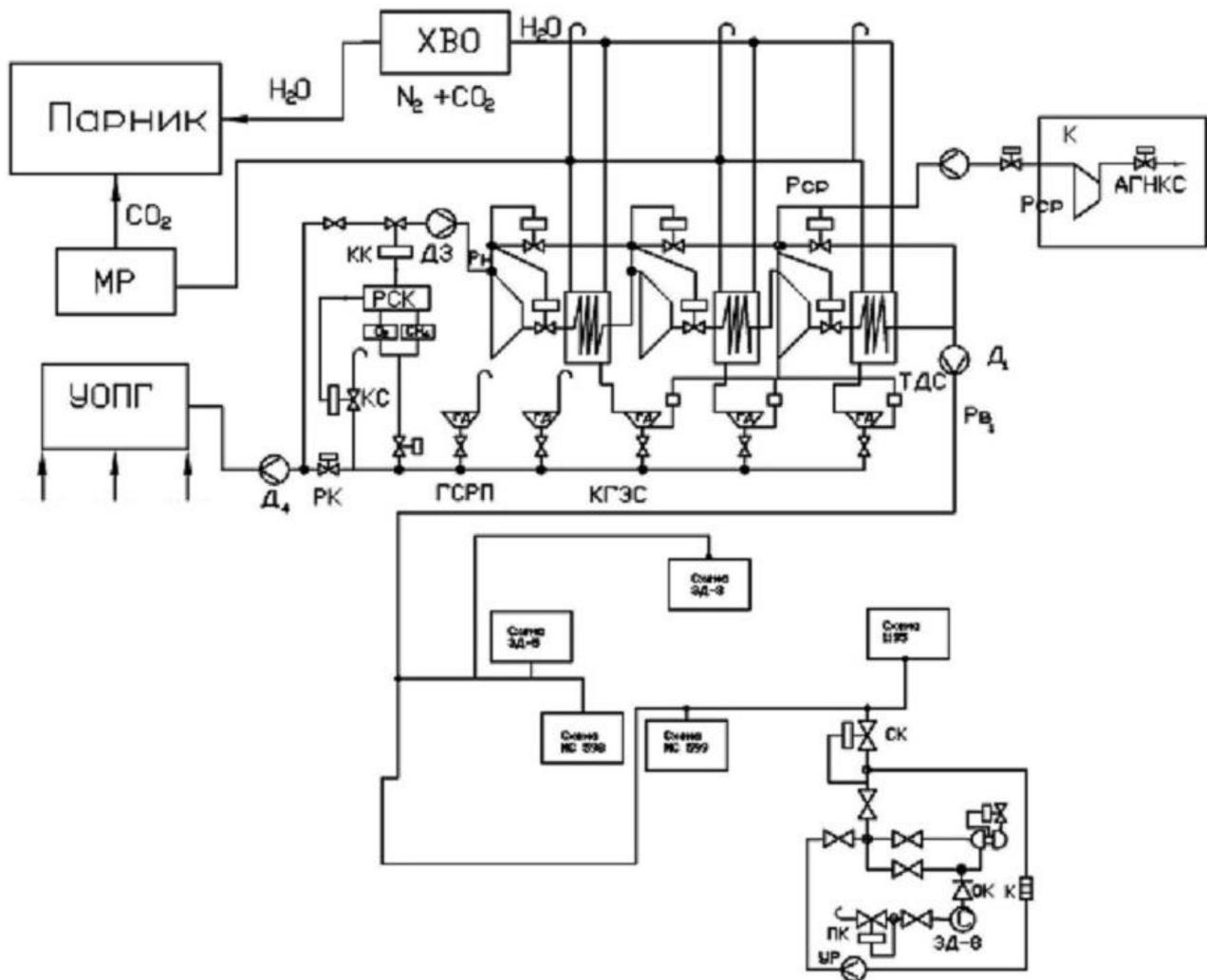


Рисунок 1 - Принципиальная схема транспортирования и утилизации метана

Для полезного использования энергии выходного давления скважин разработана схема реконструированной поверхностной ГТС, с использованием проложенного магистрального газопровода, диаметром 325 мм, представленная на рис.1. В составе ГТС предусмотрена турбодетандерная станция, оборудованная 3-мя турбодетандерными генераторами для выработки электроэнергии при регенерации энергии сжатого газа высокого давления 0,7 МПа в низкое давление до 10 кПа, подаваемое посредством газосмесительного регуляторного пункта (ГСРП) в когенерационную станцию (КГЭС).

Природный газ, нагреваясь в теплообменниках отработанными газами когенерации с температурой 150°C, отдает турбодетандерам энергию конденсации паров дополнительно к энергии давления газа, повышая их КПД и предотвращая выпадение из него влаги и тяжелых фракций (гидратов, пропана, бутана и т.п.).

На этой схеме представлены действующие в настоящее время скважины 3Д-8, МС599, 1195, МС598, 3Д-3 и 3Д-5. Подключаться к магистральному газопроводу они будут через газорегуляторные пункты подготовки газа (ГРПП). До-

полнительно к магистральному газопроводу будут подключаться вновь инициированные скважины с применением технологии пневмогидродинамического воздействия (ПГДВ) [2,3,4].

Природный газ угольных месторождений содержит механические твердые и жидкие примеси - песок, пыль, воду, масло, конденсат, сернистые соединения и др. Учитывая вышеизложенное, ГРПП, устанавливаемые возле устья скважин оборудуются вихревыми газожидкостными сепараторами СЦВ, предназначенными для глубокой очистки газа от капельной, мелкодисперсной, аэрозольной влаги и механических примесей. Для обеспечения непрерывности измерения и диспетчерского контроля режимов работы скважины выбран универсальный контроллер с автономным питанием Эргомера-126.MU обеспечивающий выполнение нижеприведенных функций: непрерывное автоматическое измерение абсолютного давления газа из скважины, МПа; абсолютное давления газа, подаваемого в ГТС, МПа; температура газа °С, подаваемого в ГТС; периодическое измерение и вычисление расхода газа, подаваемого в ГТС, приведенного к стандартным условиям,  $\text{м}^3/\text{ч}$  и объема газа, подаваемого в ГТС, приведенного к стандартным условиям на суточном интервале времени с привязкой по времени,  $\text{м}^3$ . Схема трубопроводной обвязки скважин (рис.1) разработана таким образом, чтобы можно было проводить профилактические работы и периодические проверки погрешностей измерения дебита газа без остановки скважины. В ГРПП предусмотрены: обратные клапаны, исключающие попадание газа из других скважин в действующую, предохранительный и сбросной клапаны. Скважины с наибольшим давлением оборудуются регулирующим клапаном прямого действия для задания расчетного верхнего уровня давления в ГТС. Передача информации из ГРПП на диспетчерский пункт обеспечивается с помощью GSM модемов.

На рис. 2 представлена поверхностная схема действующей поверхностной ГТС включающей 6 скважин.

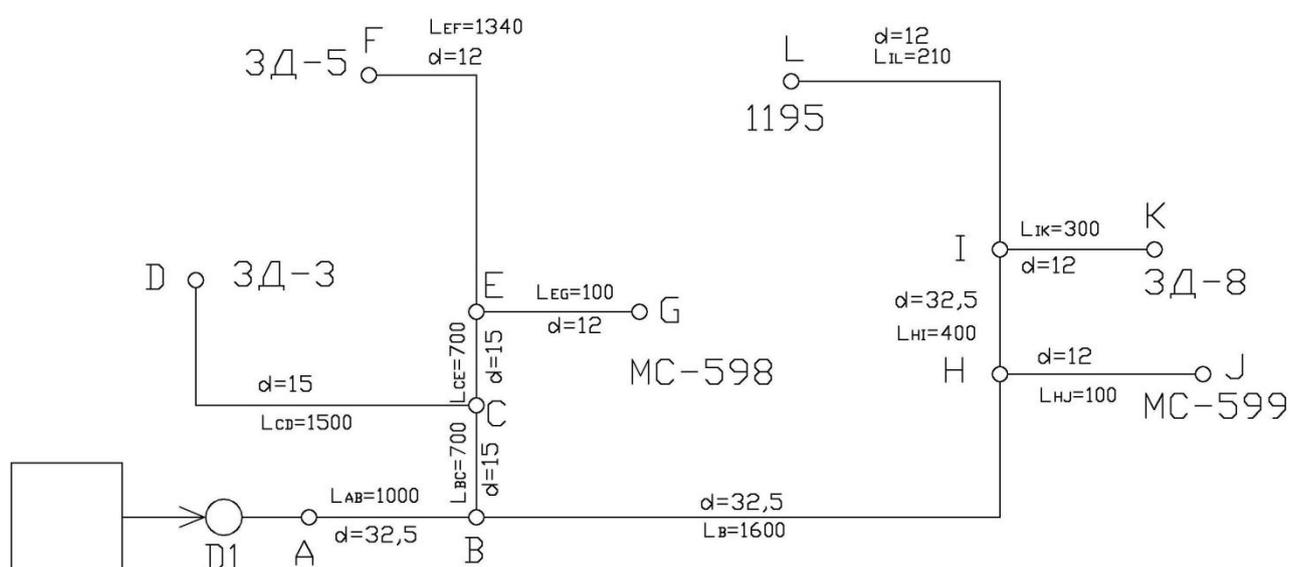


Рисунок 2 - Поверхностная схема действующей поверхностной ГТС

Для разработки имитационной модели приведем технические характеристики когенерационной установки [4]:

- установка когенерационной электростанции содержит 12 модульных агрегатов типа JMS 620 производства GE JENBACHER (Австрия);

- один модульный агрегат КГЭС вырабатывает электрическую ( $N_{эл.} = 3035$  кВт,  $V = 6,3$  кВт) и тепловую ( $Q_{тэ} = 2921$  кВт, теплоноситель – вода 110/70 °С) энергии.

В качестве топлива для агрегатов используется газозвоздушная смесь кооптируемого шахтного газа и воздуха (с содержание метана 25÷40%). Объем газа, потребляемого агрегатом, составляет 1800÷2100 м<sup>3</sup>/ч. Давление газа на входе в систему его подачи к агрегату должно находиться в пределах от 100 до 200мбар.

Номинальная мощность станции 30 МВт, т.е. одновременно должны работать 30 агрегатов. В настоящее время одновременно работают 6 агрегатов.

Анализ вышеприведенных данных показал, что для действующей системы необходимый расход газа  $F = 1400$  м<sup>3</sup>/ч, а для обеспечения номинальной мощности необходимый расход газа должен быть  $F_n = 7000$  м<sup>3</sup>/ч. Абсолютное давление, во избежание затопления газопроводов водой из скважин должно быть не менее 0,6 МПа.

Анализ апробированных формул [1,5,6] для расчета перепада давления на участках газопровода с высоким и средним давлением показал, что наиболее приемлемой является следующая

$$P_B^2 - P_A^2 = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{F_A^2}{d^5} \cdot \rho \cdot L_{AB} \quad (1)$$

где  $P_B$  – абсолютное давление в начале газопровода, МПа;  $P_A$  – абсолютное давление в конце газопровода, МПа;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения;  $L$  – расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;  $d$  – внутренний диаметр газопровода, см;  $Q_0$  – расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях;  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

Для газа дегазационных скважин ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» по результатам отбора проб, усредненное значение  $\rho_0 = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициент трения для ламинарного режима движения при  $Re \leq 2300$  определяется по формуле Пуазейля

$$\lambda = 64/Re. \quad (2)$$

Для переходного режима при  $Re = 2300 \div 4000$  - по формуле Зайченко

$$\lambda = 0,0025 \sqrt[3]{Re}. \quad (3)$$

Для турбулентного режима при  $Re > 4000$  - по формуле Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{e}{D} + \frac{68,5}{Re} \right)^{0,25} \quad (4)$$

При значении  $Re > 100\,000$

$$\lambda = 1/(1,82 \lg Re - 1,64)^2 \quad (5)$$

Число Рейнольдса применительно к углеводородным газам определяется по следующему соотношению

$$Re = \frac{Q}{9\pi d\nu} = 0,0354 \cdot \left( \frac{Q}{d\nu} \right) \quad (6)$$

где  $Q$ - расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при нормальных условиях;  $d$  - внутренний диаметр газопровода, см;  $\pi$ - число пи;  $\nu$ - коэффициент кинематической вязкости газа при нормальных условиях, м<sup>2</sup>/с.

Для газа дегазационных скважин ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько», известным методом произведены вычисления  $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с.

По вышеприведенным формулам составлена математическая модель для расчета ГТС, представленная на рис. 3.

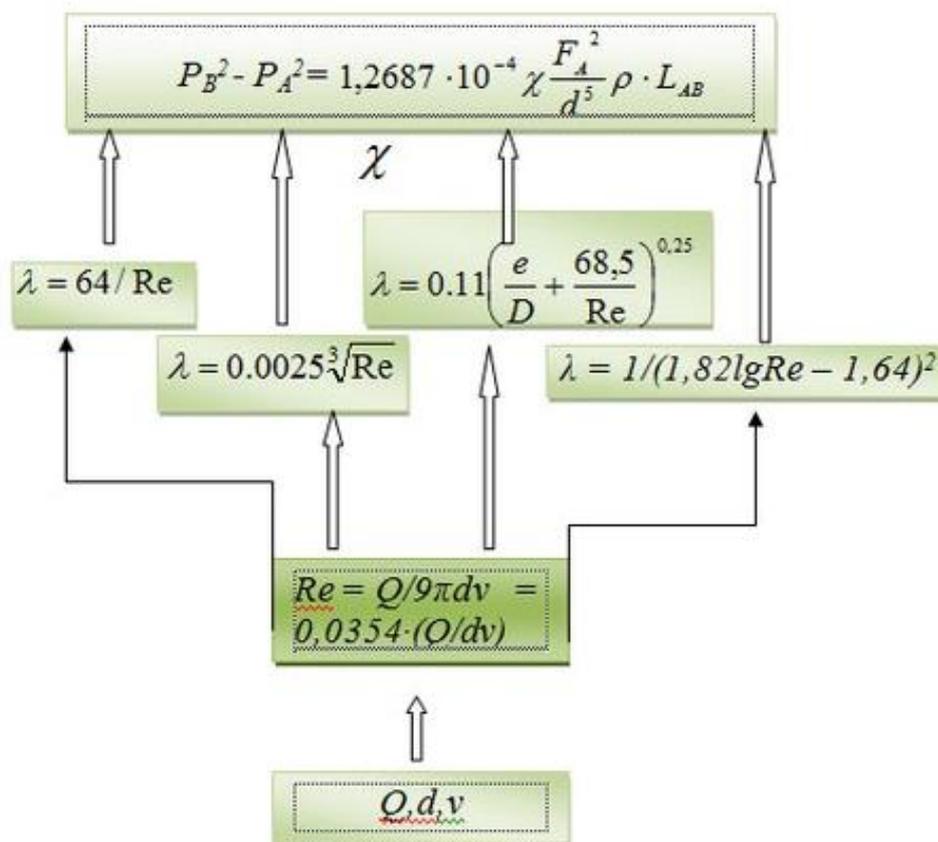


Рисунок 3 - Математическая модель для расчета ГТС

Из модели (рис. 3) видно, что коэффициент гидравлического трения рассчи-

тывается в зависимости от значения числа Рейнольдса. По математической модели с помощью программы *Excel* разработана имитационная модель участка газопровода, позволяющая выполнить исследование зависимости числа Рейнольдса от величины расходов на участке газопровода приведенного к нормальным условиям и от диаметра трубопровода. Результаты представлены в таблице 2 и на рис.4.

Таблица 2–Результаты расчета по имитационной модели для участка газопровода

Скважины	A	B	C	D	E	F
$P_a$ , МПа	0,6	0,600248303	0,600095529	0,60019842	0,600333898	0,600500438
$F$	-	1400	2800	4200	5600	7000
$L$	-	1000	-	-	-	-
$d$	-	32,5	20	30	40	50
$\chi$	-	0,018679794	0,016167838	0,014926518	0,014130494	0,013556097
$Re$	-	86643,35664	173286,7133	259930,0699	346573,4266	433216,7832
$\rho_0$	0,73					
	0,00012687					
$\nu$	0,0000143					
$\Delta P$		0,000248303	0,0000955287	0,00019842	0,000333898	0,000500438

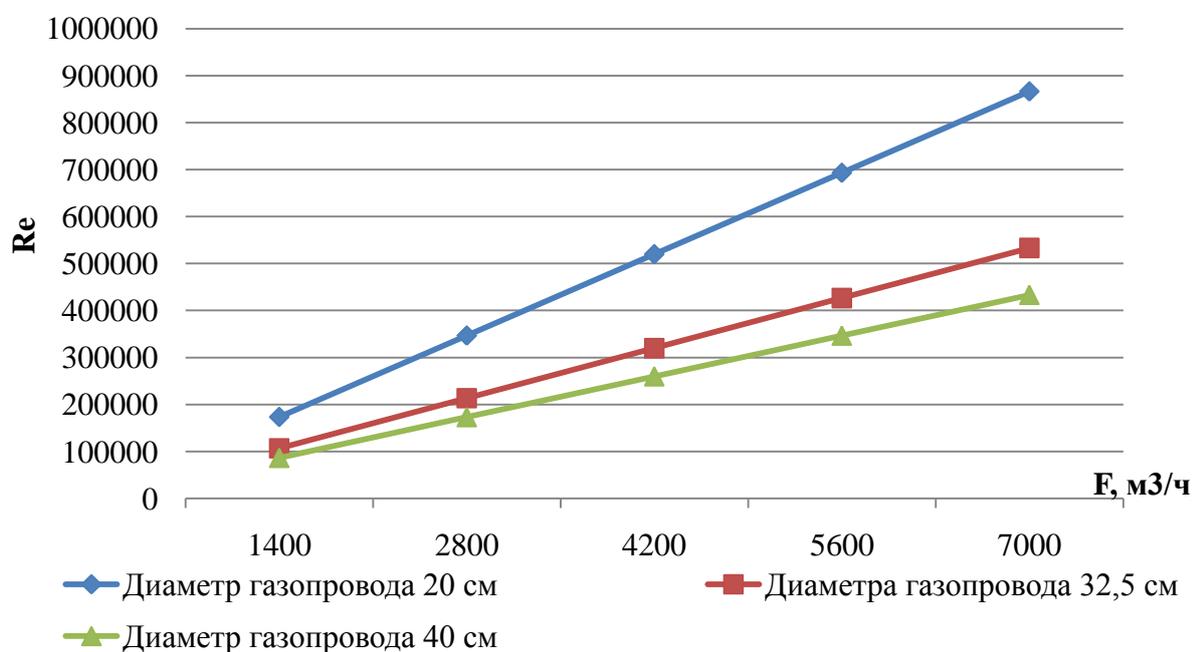


Рисунок 4 – График зависимостей числа Рейнольдса от величины расходов на участке магистрального газопровода

Из графика (рис.4) видно, что значение величины числа Рейнольдса, превышает по всем параметрам 100 000. Это дает основание использовать при вычислении коэффициента гидравлического трения разработку имитационной модели

формулу (5).

На рис.5 представлены графики зависимости числа Рейнольдса от диаметров участков газопровода, анализ которых показал, что число Рейнольдса, находится в пределах 50 000-100 000. Следовательно, вычисления необходимо проводить по формуле (4).

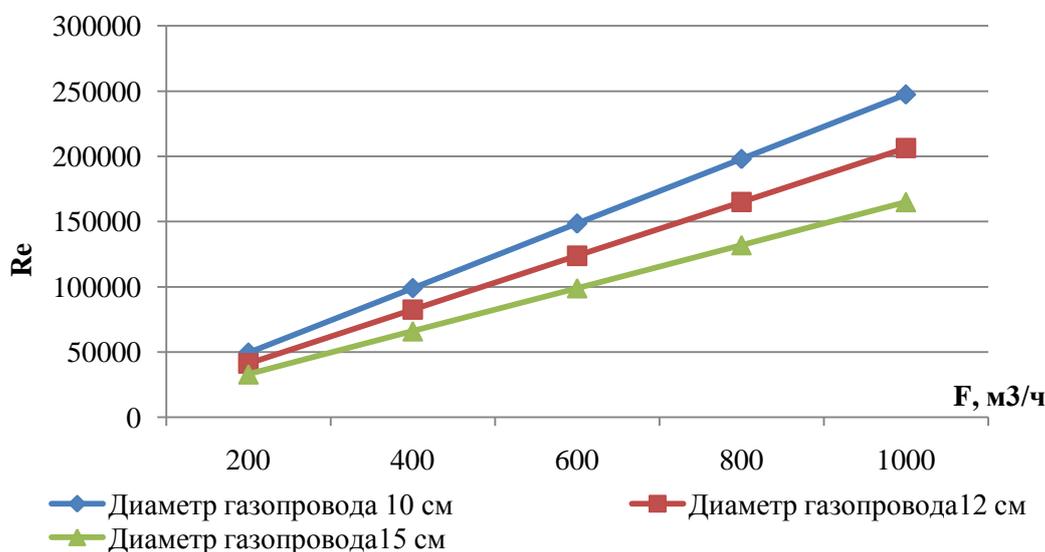


Рисунок - 5 График зависимостей  $Re$  от расхода газа

Для оценки влияния на изменения коэффициента гидравлического трения  $\lambda$  выполнены исследования его зависимости от диаметра трубопроводов и величины расхода, представленные на рис 6.

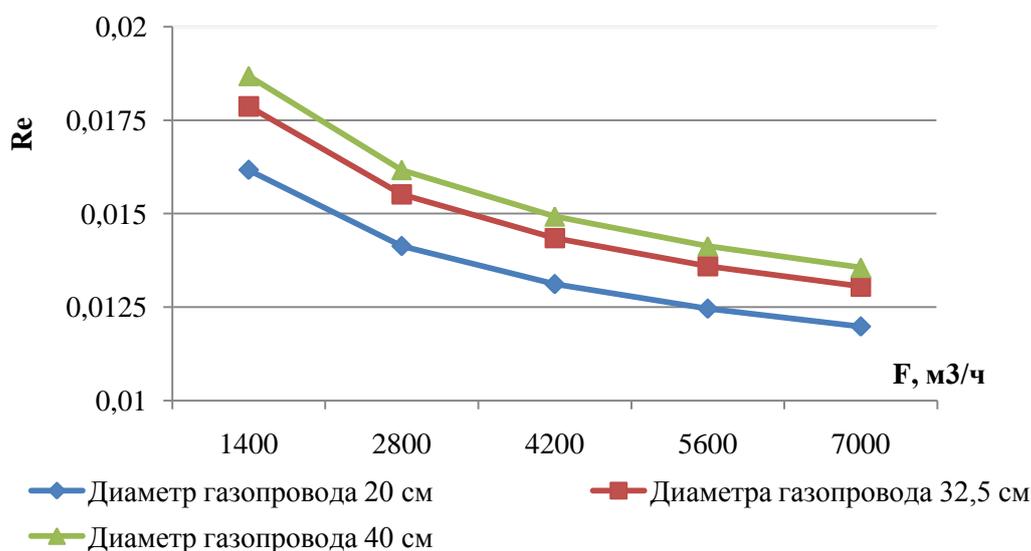


Рисунок 6 –График зависимостей коэффициента трения от величины расходов на участке газопровода

Анализ рис.6 показывает, что действующий магистральный газопровод на ПАО «Шахте им.А.Ф. Засядько», диаметром 325 мм, является оптимальным по металлоёмкости и гидравлическому сопротивлению. Из построенного графика

для трубопровода диаметром 200 мм, видно резкое увеличение коэффициента гидравлического трения.

На примере исследований зависимостей потери давления на участке магистрального газопровода, представленного на рисунке 7, видно, что трубопровод диаметром 325 мм, удовлетворяет требования по потере давления.

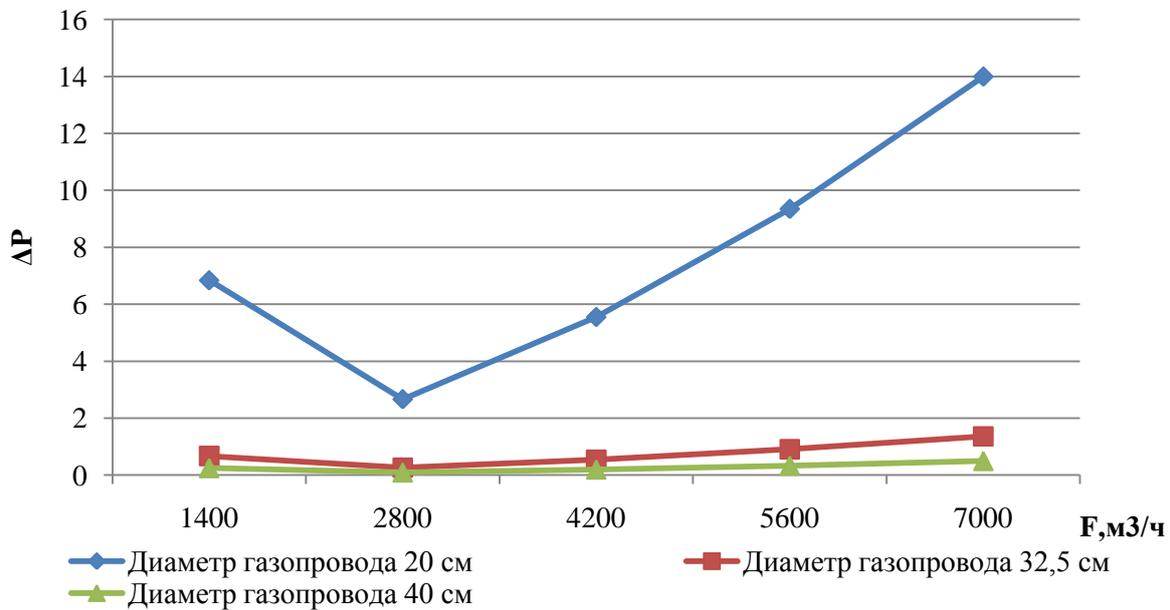


Рисунок 7 – График зависимостей потери давления от величины расходов на участке газопровода

Вышеприведенные исследования позволили разработать имитационную модель для проектирования и исследований поверхностных дегазационных систем с использованием ПО EXCEL, результаты расчетов по которой представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов упрощенной имитационной модели

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Pa	0,6	0,6000 74545	0,600 61222	0,600 49993	0,6004 76642	0,6004 03152	0,600 05514	0,6000 58767	0,6000 04903	0,6000 22169	0,6	0,6001 15782
F	1400	1400	700	300	400	200	200	700	400	200	300	200
L	1000	1000	700	1300	700	2340	100	1600	400	100	100	210
d	32,5	32,5	15	15	15	15	12	32,5	32,5	12	12	12
c	0,0178 69152	0,0178 69152	0,017 5707	0,042 05923	0,0418 89284	0,0423 93073	0,044 44362	0,0352 17068	0,0359 92636	0,0444 43617	0,0442 12761	0,0444 43617
Re	10663 7,9774	10663 7,9774	11552 4,476	49510 ,4895	66013, 98601	33006, 99301	41258 ,7413	53318, 9887	30467, 99354	41258, 74126	61888, 11189	41258, 74126
γ <sub>0</sub>	0,73											
	0,00012687											
n	0,0000143											
ΔP	0,0000745447											
Δe	0,3											

С помощью данной имитационной модели, специалисты шахт могут произвести расчет давлений и расходов скважин, необходимых для обеспечения потребляемого расхода газа когенерационной установкой и АГНКС. Так же возможно проконтролировать давление в узловых точках и потери давления на участках магистрального газопровода.

При бурении новых скважин и подключении их к магистральному газопроводу, эта модель позволяет произвести перерасчет всех параметров поверхностной ГТС.

Учитывая то, что в действующем стандарте Украины [6] приводится упрощенная методика расчета расхода газа через диафрагменные узлы и не нормируются погрешности измерения, нами разработана приведенная ниже уточненная методология.

Вычисление  $\Delta P$  на диафрагме Д1 осуществляется с помощью контроллеров формулы (7)

$$Fn = 0,2109 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot K_t^2 \cdot d_{20}^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P}{\rho_n \cdot T \cdot K}}, \quad (7)$$

где  $F_n$  – объёмный расход, приведенный к нормальному состоянию, м<sup>3</sup>/ч;  $\alpha$ - коэффициент расхода (определяется при расчете сужающего устройства);  $K_t$ - поправочный множитель на тепловое расширение сужающего устройства;  $d_{20}$ - диаметр отверстия сужающего устройства, мм (определяется при расчете сужающего устройства);  $\Delta P$ – перепад давления на диафрагме, кгс/м<sup>2</sup> (измеряется дифманометром);  $P$  – абсолютное давление среды, кгс/см<sup>2</sup>;  $K$ - коэффициент сжимаемого газа;  $\rho_n$ - плотность газа в нормальном состоянии.

Плотность газа определяется еженедельно лабораторным путём, пикнометрическим методом или аналитическим расчетом по составу газа, определяемому хроматографическим путём, и вводится для расчёта в контроллере с технологической клавиатуры.

Отбор пробы газа предусмотрен на измерительном участке в месте измерения температур.

Кроме плотности, лабораторным путём определяется калорийность газа и также вводится в контроллер с технологической клавиатуры.

Контроллер по текущим измеренным значениям перепада давления, давления и температуры, а также по ежедневно вводимым значениям плотности, мольной концентрации  $N_2$  и  $CO_2$  и калорийности природного газа, вычисляет мгновенный, часовой и суточный расходы природного газа и количество теплоты сгорания, а также среднесуточные значения давления и температуры.

В процессе выполнения расчета вычисляют следующие промежуточные величины:

- абсолютная температура  $T = t + 273,15$ ;
- абсолютное давление  $P = P_{\sigma} + P_u$ .

Относительная площадь сужающего устройства равна

$$m = (d/D)^2.$$

Псевдокритическое давление  $P_{ПК}$

$$P_{ПК} = 30,168 \left[ 0,05993(26,831 - \rho_{НОМ}) + (N_{CO_2} - 0,392N_{N_2}) \right]$$

Псевдокритическая температура  $T_{ПК}$

$$T_{ПК} = 88,25 \left[ 1,7591(0,56364 + \rho_{НОМ}) - (N_{CO_2} - 0,392N_{N_2}) \right].$$

Приведенное давление

$$P_{ПП} = \frac{P}{P_{ПК}}.$$

Приведенная температура

$$T_{ПП} = \frac{T}{T_{ПК}}.$$

Динамическая вязкость

$$\mu_{СМ} = \frac{0,5173}{10^\circ} \left[ 1 + \rho_{НОМ} (1,104 - 0,25\rho_{НОМ}) \right] \cdot \left[ T_{ПП} (1 - 0,1038T_{ПП}) + 0,037 \right] \times \left[ 1 + \frac{P_{ПП}^2}{30(T_{ПП} - 1)} \right].$$

Показатель адиабаты метана

$$\chi = 1,29 + \frac{0,704}{10^6} \left[ 2575 + (346,23 - T)^2 \right] P.$$

Расчет коэффициента сжимаемости выполняется по следующим формулам

$$K = \frac{\left( 1 + \frac{1,32 \cdot 10^{-3}}{T_C^{3,25}} \right)}{\frac{B_1}{B_2} - B_2 + \frac{Q_2}{3}} P_C.$$

$$\text{где } B_1 = \frac{300 - Q_1 Q_2^2}{9Q_1}; \quad B_2 = \sqrt[3]{B_0} + \sqrt{B_0^2} + B_1^3; \quad B_0 = \frac{450 - Q_1 Q_2^2}{27} Q_2 - 50 \cdot P_C F;$$

$$Q_1 = \frac{\frac{1,61358}{T_C^2} - 2,21323}{T_C} + 3,30378; \quad Q_2 = \frac{\frac{4,57697}{T_C^2} + 26,5827}{T_C Q_1} - 13,3185.$$

При  $0,0147 \leftarrow P_c \leftarrow 1,3$  и  $0,84 \leftarrow T_c \leftarrow 1,09$ ;

$$F = 1 - \frac{75}{10^3} P_C^{1,3} \left[ 2 - \exp^{(20T_C - 21,8)} \right] + 1756(1,09 - T_C)^4 \cdot (1,69 - P_C^2)$$

При  $0,0147 \leftarrow P_c \leftarrow 2$  и  $1,09 \leftarrow T_c \leftarrow 1,4$ ;

$$F = 1 - \frac{P_C^2}{10^3} \left[ 0,75 P_C^{0,3} \cdot \exp^{(21,8 - 20T_C)} + 1,1 \sqrt{T_C - 1,09(2,17 + 1,4 \sqrt{T_C - 1,09 - P_C})^2} \right];$$

$$P_C = 0,6717 P_{\text{ГПР}};$$

$$T_C = 0,71892 T_{\text{ГПР}}.$$

Коэффициент расширения газа определяется по формуле

$$\varepsilon = 1 - (0,41 + 0,35m^2) \frac{\Delta P}{P \cdot \chi};$$

Поправочный множитель на тепловое расширение материала сужающего устройства

$$K_T = 1 + B_T(T - 20).$$

Расчет числа Рейнольдса

$$\text{Re} = 0,0361 \frac{Q_{\text{нн}} \cdot \rho_{\text{ном}}}{D \cdot \mu}.$$

Расчет коэффициента расхода

$$\alpha_y = \frac{1}{\sqrt{1 - m^2}} \left[ 0,5959 + 0,0312m^{1,05} - 0,184m^4 + 0,0029m^{1,25} \left( \frac{10^6}{\text{Re}} \right)^{0,75} \right].$$

Разработанная уточнённая методология, апробированная путем сравнения результатов ее расчетов идентичных диафрагменных узлов с результатами рас-

четов по стандартной программе. «РАСХД-Н-П» (Версия 2.30) разработчик ООО «ПОТІК» (*FlomLtd*) аттестована Госстандартом Украины и получены результаты, не выходящие за границы нормируемых погрешностей.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Управление аэрологическими и геомеханическими процессами в угольных шахтах / А.Ф.Булат, К.К. Софийский, Б.В. Бокий [и др.]. – Мариуполь: ТОВ «Східний видавничий дім», 2016. – 300 с.
2. Agaiev R. Intensification of coalbed methane recovery through the surface degassing borehole / . R.Agaiev, D.Prytula, O. Katulskyi // „ Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining. - CRC Press/Balkema: EN Leiden, The Netherlands, 2015. - P. 575–578.
3. Динамические способы декольматации поверхностных скважин / К.К. Софийский, П.Е. Филимонов, Б.В. Бокий [и др.]. – Д: ТОВ «Східний видавничий дім», 2014. – 248 с.
4. ГКД 34.09.103-96 «Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанций о тепловой экономичности оборудования». Методические указания утв. Минэнерго Украины 15.01.96 г.
5. Надежность и качество процессов регулирования современных систем газоснабжения / В. С. Седак, В. Н. Супонев, Н. Д. Каслин [и др.]. - Х.: ХНАГХ, 2011. – 226 с.
6. Бокий, Б.В. Выбор рациональных параметров для проектирования системы транспортирования метана угольных месторождений // Б.В. Бокий, Е.Е. Дудля Л.А. Новиков/ Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепр, 2016. – Вып. 125. – С. 189-201.

#### REFERENCES

1. Bulat, A.F., Sofiyskiy, K.K. and Bokiyy, B.V. (2016), *Upravlenie aerologicheskimi i geomechanicheskimi protsessami v ugolnykh shakhtakh* [Management of aerological and geomechanical processes in coal mines], TOV "Shidniy vydavnychiy dim", Mariupol, Ukraine.
2. Agaiev, R., Prytula, D. and Katulskyi, O. (2015), "Intensification of coalbed methane recovery through the surface degassing borehole", *Progressive Technologies of Coal, CoalbedMethane, and Ores Mining, CRC Press/Balkema: EN Leiden, The Netherlands*, pp. 575–578.
3. Sofiyskiy, K.K., Filimonov, P.E. and Bokiyy, B.V. (2014), *Dynamicheskije sposoby dekolmatatsii po-verkhnostnykh skvazhyn* [Dynamic methods decolmatation of surface wells], TOV "Shidniy vydavnychiy dim", Donetsk, Ukraine.
4. Ukrainian Ministry of Energy (1996), *34.09.103-96. Raschet otchetnykh tekhniko-ekonomicheskikh pokazateley elektrostantsiy o teplovooy ekonomichnosti oborudovaniya* [34.09.103-96. Calculation of reporting technical and economic parameters of thermal efficiency of power plants equipment. Methodical instructions], Ministry of Energy and Electrification Ukraine, Kiev, Ukraine.
5. Sedak, V.S., Suponev, W.N. and Kaslin, N.D. (2011), *Nadeznost i kachestvo procesov regulirovaniya sovremennykh sistem gazosnabzheniya* [Reliability and quality control processes of modern gas supply systems], in Sedak V.S. (ed.), XNAGX, Kharkov, Ukraine.
6. Bokiyy, B.V. (2016), "Decision of rational parameters for designing of Methane transportation within coal deposits", *Geo-Technical Mechanics*, no. 125, pp. 189-201.

#### Об авторах

**Прытула Дмитрий Александрович**, магистр, инженер в отделе Проблем технологии подземной разработки угольных месторождений, Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова Национальной академии наук Украины, Днепр, Украина, [igtm16@yandex.ua](mailto:igtm16@yandex.ua).

**Дудля Катерина Евгеньевна**, магистр, аспирант кафедры Транспортных систем и технологий, Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет» (ГВУЗ «НГУ»), Днепр, Украина, [dsn1609@ua.fm](mailto:dsn1609@ua.fm).

**Бокий Борис Всеволодович**, доктор технических наук, профессор, Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет» (ГВУЗ «НГУ»), Днепр, Украина, [dsn1609@ua.fm](mailto:dsn1609@ua.fm).

#### About the authors

**Prytula Dmytriy Aleksandrovich**, Master of Sciences (M.S.), Engineer in Department of Underground Coal Mining, N.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Sciences of Ukraine (IGTM NASU), Dnepr, Ukraine, [igtm16@yandex.ua](mailto:igtm16@yandex.ua).

**Dudlya Yekatherina Yevgenevna**, Master of Sciences (M.S.), Doctoral Student of the transport system

and technology department, State Higher Educational Institution “National Mining University” (SHEI “NMU”), Dnepr, Ukraine, [dsn1609@ua.fm](mailto:dsn1609@ua.fm)

**Bokiy Boris Vsevolodovich**, Doctor of Technical Sciences (D. Sc.), Professor, State Higher Educational Institution “National Mining University” (SHEI “NMU”), Dnepr, Ukraine, , [dsn1609@ua.fm](mailto:dsn1609@ua.fm).

**Анотація.** Представляючи одне з потенційно найперспективніших джерел енергії, сьогодні метан є не тільки джерелом постійної небезпеки для шахтарів, а й одним з найбільших забруднювачів навколишнього середовища.

Мета цієї наукової роботи - розробити методологію розрахунку параметрів поверхневої дегазаційної газотранспортної системи і технічні рішення, які підвищують безпеку її експлуатації, оперативність контролю параметрів і енергоефективність управління. Для корисного використання енергії вихідного тиску свердловин розроблена схема реконструйованої поверхневої газотранспортної системи (ГТС), з використанням прокладеного магістрального газопроводу, діаметром 325 мм.

Отримані результати дослідження дозволили розробити імітаційну модель для проектування і досліджень поверхневих дегазаційних систем (ПДС).

За допомогою даної імітаційної моделі, фахівці шахт можуть розрахувати тиск і витрати свердловин, необхідних для забезпечення споживаної витрати газу когенераційною установкою і автомобільною газонаповнювальною компресорною станцією (АГНКС). Так само можливо проконтролювати тиск в вузлових точках і втрати тиску на ділянках магістрального газопроводу.

**Ключові слова:** газопровід, газотранспортна система, свердловина, тиск.

**Abstract.** Today, methane, being one of the most perspective potential sources of energy, is at the same time a source of constant danger for miners and one of the largest polluters of environment.

The purpose of this scientific work was to develop a methodology for calculating parameters of the ground degassing gas-transport system and technical solutions, which could improve safety of operation, immediacy of control parameters and energy-efficiency of management. For proper usage of the borehole output pressure, a scheme of reconstructed ground gas-transport system (GTS) was developed with using of existing gas-pipeline, diameter 325 mm.

On the basis of the research results, a simulation model was developed for designing and studying the ground degassing systems (GDS). With the help of this simulation model, the mines' specialists can calculate the borehole pressure and consumption necessary to ensure the needed gas volume for cogeneration unit and automobile gas-filling compressor station (AGFCS). It is also possible to control pressure in the key points and loss of pressure in the gas-main pipeline sections.

**Keywords:** pipeline transportation system, boreholes, pressure.

*Статья поступила в редакцию 18.10.2016*

*Рекомендовано к публикации д-ром технических наук Софийским К.К.*