

Академик НАН Украины А. Ф. Булат,
канд. техн. наук И. Ф. Чемерис
(ИГТМ НАН Украины),
канд. техн. наук И. А. Ефремов
(АП «Шахта им. А. Ф. Засядько»)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА ПО УТИЛИЗАЦИИ УГОЛЬНОГО МЕТАНА НА ШАХТЕ ИМ. А. Ф. ЗАСЯДЬКО

Підвищення ефективності роботи шахтних енергокомплексів забезпечується раціональним використанням вугільного метану при подачі його частини по каналу повітряного дуття, що дозволяє майже удвічі скоротити витрати метану по каналу основного палива. Також показано, що збільшення прибутку і скорочення терміну окупності майже в 1,5 рази забезпечуються при максимальному використанні вироблених теплової і електричної енергій з урахуванням реалізації запропонованих технічних рішень.

EFFICIENCY INCREASE OF COAL METHANE UTILIZATION ENERGY COMPLEX AT THE ZASYADKO MINE

Efficiency increase of mining energy complexes is achieved by rational use of coal methane while feeding one of its portions along the air blast channel. It allows two times reduction of methane flow rate along the main fuel channel. It is shown that profit increase and 1,5 times payback time decrease is achieved due to maximal use of generated electrical and thermal energy subject to realization of proposed technical solutions.

К основным проблемам, связанным с повышением эффективности работы шахтных когенерационных энергокомплексов, следует отнести вопросы рационального использования угольного метана в энергетических объектах, а также проблему максимального использования выработанных при этом тепловой и электрической энергий, обеспечивая максимальную прибыль и минимальный срок окупаемости энергокомплекса.

Отдельные аспекты проблемы рационального использования угольного метана в энергетических модулях на базе газопоршневой когенерации рассматривались в работах [1–6]. Утилизация угольного метана может быть осуществлена путем подачи части метановоздушной смеси (МВС) с допустимой концентрацией метана $k_1 \leq 0,025$ в качестве воздушного дутья энергетического объекта. Остальная часть МВС, обогащенная при необходимости природным газом или разубоженная воздухом до допустимой Правилами безопасности концентрации $k_2 \geq 0,25$, подается по каналу основного топлива. На рис. 1 приведена принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса. Вакуум-насосные станции шахты могут извлекать метан как из дегазационных скважин (высококонцентрированный метан), так и из системы газотсоса (низкоконцентрированный метан).

Схема управления подачей топлива в газопоршневую установку содержит каналы 1 и 3 подачи, соответственно низкопотенциальной Q_{01} и высокопотенциальной Q_{02} МВС, а также канал 2 для подачи воздуха горения, сумматоры C_1 и C_2 , а

также регуляторы $R_1 - R_4$, реализующие необходимый режим работы. Основной режим предусматривает подачу МВС по каналам 1 и 3 с концентрациями k_{01} и k_{02} обеспечивающими работу газопоршневой установки с номинальной мощностью с нормируемыми Правилами безопасности значениями $k_1 = 0,025$ и $k_2 = 0,25$. При этом значения расходов МВС Q_1 и Q_2 определяются по зависимостям [1]

$$Q_1 = V^0 \frac{k_2(\alpha V_z^0 + 1) - 1}{V_z^0(k_2 - k_1)}, \quad (1)$$

$$Q_2 = \frac{\alpha V^0 - Q_1(1 - k_1)}{1 - k_1}, \quad (2)$$

где α - коэффициент избытка воздуха; V^0 - теоретический расход воздуха в работе в номинальном режиме, $\text{м}^3/\text{ч}$; V_z^0 - теоретический расход воздуха для полного сжигания 1 м^3 чистого метана, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

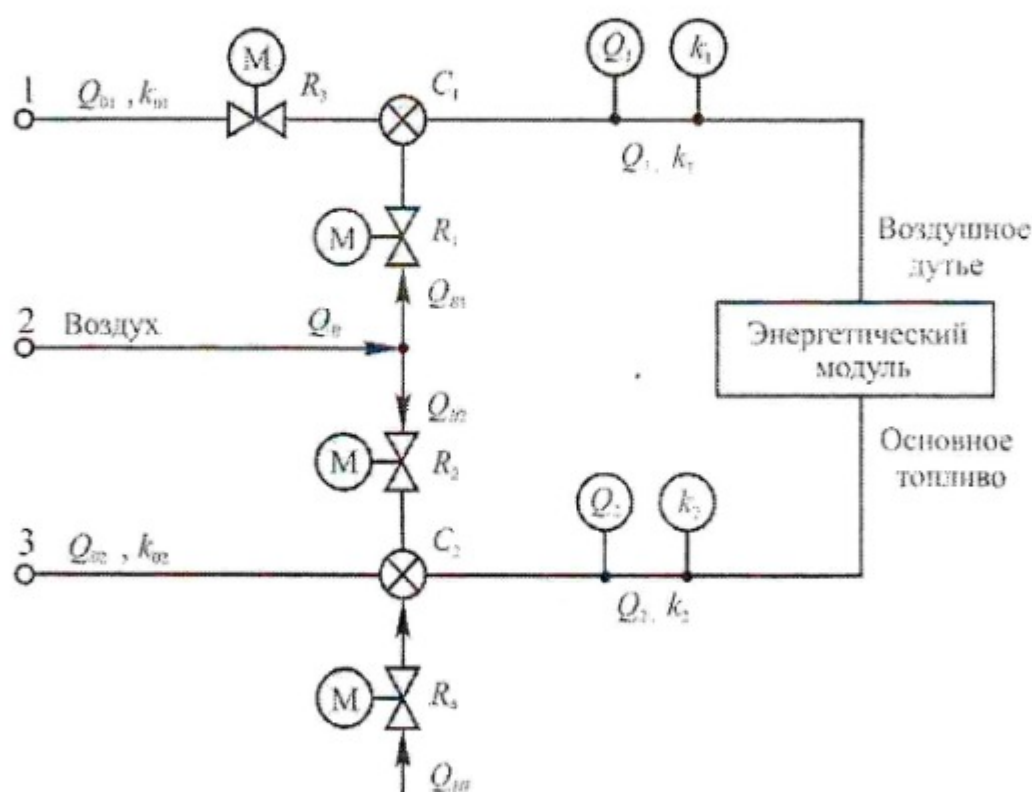


Рис. 1 – Принципиальная схема установки для сжигания угольного метана в газопоршневом двигателе шахтного энергокомплекса

Определяющим условием для реализации работы схемы является равенство содержания чистого метана на входе в схему количеству чистого метана, потребляемого конкретным газопоршневым двигателем.

$$Q_M = Q_{01} \cdot k_{01} + Q_{02} \cdot k_{02} = Q_1 \cdot k_1 + Q_2 \cdot k_2 = \frac{P}{Q_{нр}^P \cdot \eta_3} = const,$$

где P и η_3 - номинальная мощность газопоршневой установки и КПД по выработке электроэнергии; Q_{HT}^P - низшая теплотворная способность чистого метана; Q_M - количество чистого метана, необходимого для работы данной газопоршневой установки в номинальном режиме.

В энергокомплексе на Восточной промплощадке шахты им. А.Ф. Засядько эксплуатируется 12 газопоршневых установок Jenbacher GMS 620 с номинальной электрической мощностью $P_3 = 3035$ кВт и тепловой мощностью $P_T = 2918$ кВт. При этом в установку подается 2830 м³/ч МВС с концентрацией 25 % и 13018 м³/ч воздуха для горения. выполнив необходимые расчеты, получаем $\alpha = 2,22$; $V^0 = 6837$ м³/ч, $V_s^0 = 9,64$ м³/м³, $Q_1 = 14500$ м³/ч, $Q_2 = 1384$ м³/ч, $Q_M = 707,5$ м³/ч, $k_1 = 0,025$ и $k_2 = 0,25$. Расчет параметров схемы при стандартном режиме работы (регуляторы $R_1 \dots R_3$ открыты, регулятор R_4 закрыт) ведется по зависимостям, определяемым из балансовых уравнений расходов МВС и чистого метана

$$Q_{01} = Q_1 \cdot \frac{k_1}{k_{01}}, \quad Q_{02} = Q_2 \cdot \frac{k_2}{k_{02}},$$

$$Q_{B1} = Q_1 - Q_{01}, \quad Q_{B2} = Q_2 - Q_{02}, \quad Q_B = Q_{B1} + Q_{B2}.$$

Если регулятор R_3 закрыт, то $Q_{01} = 0$, $k_{01} = 0$ и расчет схемы ведется по зависимостям

$$Q_{02} = \frac{Q_M}{k_{02}}, \quad Q_{B2} = Q_M \frac{k_{02} - k_2}{k_2 \cdot k_{02}}, \quad Q_{B1} = (Q_1 + Q_2 - Q_M) - Q_{B2} - Q_{02}(1 - k_{01}).$$

Расчет выполняется для двух крайних значений k_{01} ($k_{01} = 0$, $k_{01} \neq 0$).

Результаты расчетов сведены в табл. 1 (п.1, п.2).

Таблица 1 – Результаты расчета параметров схемы утилизации угольного метана при различных режимах работы

№ п/п	Концентрация МВС по каналам	Расходы по каналам, м ³ /ч			
		Q_{01}	Q_{02}	Q_B	Q_{HT}
1	$k_{01} = 0,05$; $k_{02} = 0,32$;	7250	1081	7553	–
2	$k_{01} = 0,0$; $k_{02} = 0,32$;	–	2211	13637	–
3	$k_{01} = 0,10$; $k_{02} = 0,25$;	3625	1384	10875	–
4	$k_{01} = 0,0$; $k_{02} = 0,25$;	–	2830	13018	–
5	$k_{01} = 0,10$; $k_{02} = 0,2$;	3625	1293	10875	86,5
6	$k_{01} = 0,0$; $k_{02} = 0,2$;	–	2653	13018	176,8

Кроме того, рассмотрим режим работы $k_{02} = 0,25$ (нормируемая концентрация МВС) регуляторы R_2 и R_4 закрыты. Расчет ведется по тем же зависимостям и выполнен для случаев $k_{01} = 0,0$ (регулятор R_3 закрыт) и $k_{01} = 0,10$ (регулятор R_3 от-

крыт), т.е., когда при номинальной концентрации МВС по каналу основного топлива подается или не подается МВС по каналу воздушного дутья. Результаты расчетов сведены в табл. 1 (п.3, п.4) и свидетельствуют о существенном уменьшении (почти вдвое) расхода МВС по каналу основного топлива при подаче МВС по каналу воздушного дутья. Подобный вывод следует и при варьировании значением k_1 от значения $k_1 = 0$ до значения $k_1 = 0,025$, что следует из анализа зависимостей (1) и (2).

Так же рассмотрим режим работы установки, когда концентрация МВС на входе в сумматор C_2 ниже нормированного значения $k_2 = 0,25$ как при подаче МВС в канал воздушного дутья, так и при ее отсутствии. В данном режиме регулятор R_2 закрыт, регулятор R_4 закрыт. Регулятор R_3 в первом случае открыт, во втором – закрыт. Определение параметров схемы ведется по зависимостям

$$Q_{III} = Q_2 \cdot \frac{k_2 - k_{02}}{1 - k_{02}}, \quad Q_{02} = \frac{Q_M - Q_{III}}{k_{02}}, \quad Q_2 = \frac{Q_M - Q_1 \cdot k_1}{k_2}. \quad (3)$$

Из (3) следует, что при подаче низкоконцентрированной МВС по каналу воздушного дутья ($k_1 \neq 0$) значения расхода высококонцентрированной МВС по каналу основного топлива Q_2 и дополнительного объема природного газа Q_{III} уменьшается почти в 1,5 – 2 раза, по сравнению с вариантом, когда $k_1 = 0$ и МВС по каналу воздушного дутья не подается (п.5, п.6). Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности утилизации угольного метана при одновременной подаче МВС в каналы воздушного дутья и основного топлива.

Максимальные технико-экономические показатели работы шахтного энергокомплекса могут быть достигнуты при наиболее полной реализации как тепловой, так и электрической энергий, вырабатываемых энергокомплексом. На практике, к сожалению, это не всегда выполняется, в силу тех или иных причин. Так, например, на Восточной промплощадке шахты им. А. Ф. Засядько реализован минимальный режим работы с выработкой основной электроэнергии и сбросом тепловой энергии через воздушные радиаторы в атмосферу [7]. Рассмотрим влияние степени когенерации (совместной реализации тепловой и электрической энергий) на параметры экономико-математической модели режимов работы когенерационного энергокомплекса. В приведенном исследовании данный проект рассматривается как утилизационный, хотя при рассмотрении его как эмиссионного, рентабельность проекта может увеличиться в несколько раз в зависимости от международной цены эмиссионных сертификатов, цена которых в 2008 – 2009 г.г. колебалась от 6 до 30 евро за 1 тонну CO_2 [8].

В работе энергокомплекса можно выделить четыре основных режима.

1 режим. Существующий режим работы, при котором в 12 газопоршневых установках вырабатывается лишь основная электроэнергия. Избыточное тепло системы охлаждения сбрасывается в атмосферу через воздушные радиаторы, размещенные на крыше здания энергокомплекса. Экономико-математическая модель в этом случае имеет вид

$$\Pi_{э1} = n \cdot P_э \cdot t \cdot (T_э - c_э),$$

где $\Pi_{э1}$ - прибыль от реализации основной электроэнергетики, грн; n - число энергетических модулей, шт; $P_э$ - электрическая мощность одного модуля, кВт; t - число часов работы модуля в год, ч; $T_э$ - тариф на электроэнергию, грн./кВт·ч; $c_э$ - себестоимость вырабатываемой электроэнергии, грн./кВт·ч.

Срок окупаемости энергокомплекса определится как

$$T = \frac{\sum K_э}{\sum \Pi},$$

где $\sum K_э$ - суммарные капитальные затраты, млн. грн; $\sum \Pi$ - суммарная прибыль, грн.

II режим. В этом режиме энергокомплексом вырабатываются основная и дополнительная энергии за счет установки 12 гидропаровых турбин, вырабатывающих дополнительную электроэнергию за счет утилизации тепла систем охлаждения газопоршневых установок. Турбины могут быть установлены либо непосредственно на валу газопоршневых установок, либо установлены отдельно и снабжены электрогенераторами. Экономико-математическая модель в этом режиме имеет вид

$$\Pi_{э2} = n \cdot t \cdot [P_э(T_э - c_э) + P_т \cdot T_э \cdot k],$$

где $\Pi_{э2}$ - прибыль от реализации основной и дополнительной электроэнергии, грн; $P_т$ - тепловая мощность одного модуля, кВт; $k = 0,10; 0,15; 0,20$ - коэффициент преобразования тепловой энергии в электрическую энергию гидропаровой турбины.

III режим. В этом режиме энергокомплексом, утилизирующим шахтный метан, вырабатываются и реализуются основная электроэнергия и тепловая энергия как на потребителях шахты, так и на сторонних потребителях (котельные 287 и 518 кварталов). Экономико-математическая модель в этом случае имеет вид

$$\Pi_{э3} = n \cdot P_э \cdot t \cdot (T_э - c_э) + P_{тш} \cdot T_{тш} + P_{тсп} \cdot T_{тсп} + T_у \cdot Ц_у,$$

где $P_{тш}, P_{тсп}$ - тепловая энергия, потребляемая шахтой и сторонними потребителями, Гкал; $T_{тш}, T_{тсп}$ - тариф на тепловую энергию, потребляемую шахтой и сторонними потребителями, грн./Гкал; $T_у$ - объем угля, потребляемого шахтными котельными, т; $Ц_у$ - стоимость 1 т угля «Киевской» ЦОФ, грн.

IV режим. Энергокомплекс полностью реализует когенерационный режим, а именно: вырабатываются и реализуются основная (ГПУ) и дополнительная (ГПТ) электроэнергетики, а также тепловая энергия, потребляемая шахтой, и потребляемая сторонними потребителями. Экономико-математическая модель в этом случае имеет вид

$$\begin{aligned}
 P_{\text{эг2}} &= P_{\text{э2}} + P_{\text{эг1}} = \\
 &= n \cdot P_f \cdot t \cdot T_s \cdot k + n \cdot P_s \cdot t \cdot (T_s - c_s) + P_{\text{тв}} \cdot T_{\text{тв}} + P_{\text{пл}} \cdot T_{\text{пл}} + T_f \cdot C_f.
 \end{aligned}$$

В табл. 2 приведены расчетные параметры для определения технико-экономических показателей энергокомплекса на шахте им. А. Ф. Засядько при различных режимах утилизации шахтного метана.

Таблица 2 – Параметры для определения технико-экономических показателей энергокомплекса на шахте им. А.Ф. Засядько при различных режимах утилизации шахтного метана

Исходные данные	Значение
Число работающих ГПУ, шт.	12
Установленная электрическая мощность, кВт	3035,0
Установленная тепловая мощность, кВт	3047,0
Число часов работы в году, ч	8000
Годовой объем вырабатываемой электроэнергии, млн. кВт·ч	291,36
Годовой объем вырабатываемой тепловой энергии, тыс. Гкал	252,48
Годовой объем тепла, потребляемого шахтой, тыс. Гкал	101,903
Годовой объем тепла, потребляемого сторонними потребителями, тыс. Гкал	64,385
Годовой объем угля, сжигаемого шахтными котельными, тыс. т	20,2
Стоимость 1 т угля, сжигаемого шахтными котельными, грн.	200,0
Тариф на электроэнергию, грн./кВт·ч	0,15
Тариф на тепловую энергию для шахты, грн./Гкал	67,2
Тариф на тепловую энергию для сторонних потребителей, грн./Гкал	82,7
Капитальные затраты	
Стоимость 12 газопоршневых установок, млн. грн.	114,0
Стоимость строительно-монтажных работ, млн. грн.	22,8
Стоимость 12 ГПТ, млн. грн.	9,54
Стоимость строительства теплотрассы с тепловыми пунктами, млн. грн.	13,0
Себестоимость 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии	
Фонд заработной платы, грн./кВт·ч	0,0013
Работы по техническому обслуживанию и ремонту, грн./кВт·ч	0,004
Амортизационные отчисления, грн./кВт·ч	0,02
Смазочные материалы и др., грн./кВт·ч	0,002
Стоимость природного газа, грн./кВт·ч	0,008
ИТОГО, грн./кВт·ч	0,0353

В табл. 3 приведены технико-экономические показатели шахтного энергокомплекса на базе газопоршневой когенерации при различных режимах утилизации шахтного метана, включающие капитальные затраты, прибыль и срок окупаемости.

Анализ данных табл.3 показывает, что эффективность работы когенерационного комплекса на Восточной промплощадке шахте им. А. Ф. Засядько повышается с увеличением степени когенерации энергокомплекса (совместная реализация тепловой и электрической энергий). Так, например, для I режима работы энергокомплекса, который характеризуется выработкой и реализацией лишь основной электроэнергии, полученная прибыль составляет 33,4 млн. грн и срок окупаемости капитальных вложений составляет 4,1 года.

электроэнергии, полученная прибыль составляет 33,4 млн. грн и срок окупаемости капитальных вложений составляет 4,1 года.

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели шахтного энергокомплекса на базе газопоршневой когенерации при различных режимах утилизации шахтного метана

Показатели	Величина
I режим	
Суммарные капитальные затраты, млн. грн.	136,8
Прибыль от реализации основной электроэнергии, млн. грн.	33,4
Срок окупаемости, лет	4,1
II режим	
Суммарные капитальные затраты, млн. грн.	146,34
Прибыль от реализации основной и дополнительной электроэнергии при различных k , млн. грн.	37,8; 40,0; 42,2
Срок окупаемости при различных k , лет	3,87; 3,65; 3,47
III режим	
Суммарные капитальные затраты, млн. грн.	149,8
Прибыль от реализации основной электроэнергии и тепловой энергии, потребляемой шахтой и городскими котельными, млн. грн.	45,52
Срок окупаемости, лет	3,02
IV режим	
Суммарные капитальные затраты, млн. грн.	159,4
Прибыль от реализации основной и дополнительной электроэнергии при различных k , млн. грн.	54,0; 56,2; 58,4
Срок окупаемости при различных k , лет	2,95; 2,84; 2,73

В то же время для IV режима работы энергокомплекса который характеризуется выработкой и реализацией как основной и дополнительной электроэнергии, так и тепловой энергии на потребителях шахты и г. Донецка, полученная прибыль составляет 55,4 млн. грн. и срок окупаемости капитальных вложений составляет 2,73 года. Таким образом, при переходе от I режима работы энергокомплекса к IV режиму работы имеет место сокращение срока окупаемости на 33 % и увеличение полученной прибыли на 42 %. Приведенные результаты свидетельствуют о высокой эффективности предлагаемых технических решений и позволяют рекомендовать их к использованию при разработке и внедрении шахтных энергокомплексов на угольном метане.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булат А. Ф. Научно-технические основы создания шахтных когенерационных энергетических комплексов / А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис. – К. : Наукова думка, 2006. – 176 с.
2. Лаврик В. Г. Повышение эффективности использования попутного шахтного метана / В. Г. Лаврик // Известия ВУЗов. – Горный журнал. – 1996. – № 1. – С. 71 – 74.
3. А. с. 1703919 СССР, 5 F 23 K 5/00. Способ подготовки к сжиганию в топке метановоздушной смеси с содержанием метана менее 30 % / Лаврик В. Г. – № 4784857/06; заявл. 23.01.90; опубл. 07.01.92, Б. И. – 1992. – № 1.
4. Булат А. Ф. Разработка и исследование алгоритма расчета схем утилизации шахтного метана в энергетических объектах / А. Ф. Булат, И. Ф. Чемерис // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2005. – Вып. № 53. – С. 21 – 31.
5. Чемерис И. Ф. Исследование влияния концентрации метановоздушной смеси на показатели работы когенерационных энергетических модулей / И. Ф. Чемерис // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2005. – Вып. № 56. – С. 77 – 86.

7. Белошицкий М. В. Использование шахтного метана в качестве энергоносителя / М. В. Белошицкий, А. А. Троицкий // Турбины и дизели. – 2006. – № 6. – С. 2 – 9.

8. Бакхаус К. Опыт внедрения и эксплуатации мобильных ТЭС, работающих на шахтном метане / К. Бакхаус, В. А. Безпфлюг, Е. В. Мазаник // Глюкауф. – 2010. – № 1. – С. 76 – 79.

УДК 622.324.5

Чл. - корр. НАН Украины А. Д. Алексеев
(ИФГП НАН Украины)

МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ. ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ И ПРОБЛЕМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ.

У роботі приділена увага формам знаходження метану у вихисному вугіллі, прискоренню процесу видалення метану з вугілля. Представлено модель вугільної речовини, що розроблена в ІФГП НАНУ, на підставі якої досліджена внутрішня газодинаміка метану в макроскопічному вугільному масиві. Розгляд ведеться в рамках запропонованої моделі двох характерних часів десорбції, що враховує спільне протікання процесів дифузії й фільтрації. Запропоновано шляхи активізації виходу метану з вугільних пластів з урахуванням його фазового стану.

COALBED METHANE. EXISTENCE FORMS AND EXTRACTION PROBLEMS

We have paid attention to the forms of methane in fossil coals and to the acceleration of methane extraction from the coal. The model of the coal substance was developed in IFGP NASU. The internal gas dynamics of methane in coal macroscopic array was investigated based upon this model. The examination was made based on our “two-time” model taking into account joint processes of diffusion and filtration. The ways to enhance the output of methane from coal seam were proposed taking into account its phase state.

Необходимость создания технологии утилизации метана определяется экологическими проблемами, поскольку потеря этого газа в атмосферу приводит к усугублению глобального потепления климата на планете Земля. Согласно известному Киотскому соглашению индустриально развитые страны обязаны сокращать производство, при котором в земную атмосферу выбрасываются химические составляющие, способствующие созданию парникового эффекта.

Сорбционные свойства углей, газоносность угольных пластов определяется, прежде всего, свободным пространством, которое содержится в угольном веществе. Объем пор и трещин, их распределение по размерам при изменяющихся условиях углефикации определяют изменение общего содержания газа в угле. Метан и двуокись углерода – наиболее распространенные составляющие газовой компоненты флюидов, заполняющих поры и трещины. Наибольшую опасность при добыче угля создает метан, который при внезапных выбросах вспышках и взрывах, к огромному сожалению, приводит к смертельным случаям.

Следует выделить следующие формы состояний метана по степени связи его с угольным веществом: 1) свободный метан, содержащийся в объеме трещин и пор; 2) метан, адсорбированный на стенках порового пространства, количество которого определяется удельной поверхностью стенок порового пространства и активными центрами сорбции молекул этого адсорбата; 3) метан, молекулы которого встроены в сложную структуру угля, по типу твердого раствора, и заполняют