

Andrzej OLAJOSSY*

Nowe możliwości energetycznego wykorzystania gazów o niskiej zawartości metanu

STRESZCZENIE. Prezentowany artykuł wskazuje na efektywne możliwości energetycznej utylizacji niskometanowych gazów kopalnianych, sygnalizuje również takie wykorzystanie w odniesieniu do gazów ziemnych o wysokiej zawartości azotu. Przedstawiono zarys koncepcji instalacji częściowego wzbogacania w metan tych gazów do takiego stopnia ich jakości, który jest wymagany dla paliw w urządzeniach kogenerujących energię. Chodzi tu głównie o silniki gazowe napędzane gazem częściowo wzbogaconym w metan i wytwarzające zarówno energię elektryczną, jak też ciepło.

SŁOWA KLUCZOWE: gazy niskometanowe, instalacja wzbogacania, silniki gazowe

Wprowadzenie

Niskometanowe mieszaniny gazów kopalnianych i gazów zaazotowanych ziemnych stanowią słabo dotychczas wykorzystywane źródło energii. Możliwość poprawy tej sytuacji wiąże się z zaangażowaniem wdrożeniowym opracowanej w Akademii Górniczo-Hutniczej technologii intensywnego wzbogacania gazów kopalnianych w metan. Co więcej — jest możliwa modyfikacja tej technologii w kierunku częściowego wzbogacania tych gazów do

* Prof. dr hab. inż. — Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

parametrów jakości paliwa zasilającego silniki gazowe, turbiny gazowe, a tym bardziej układy kotłowe ciepłowni.

Silniki gazowe mają pewnego rodzaju przewagę nad innymi urządzeniami do utylizacji tej energii ze względów funkcjonalnych oraz sprawnościowych. Chodzi tu o możliwości skojarzonych sposobów wytwarzania energii, o nieco lepszą sprawność zarówno elektryczną, jak i ogólną oraz o koszty inwestycyjne. Silniki gazowe mogą generować zarówno prąd elektryczny, jak i energię cieplną, dysponowane w różnych proporcjach, w zależności od potrzeb użytkownika. Niektóre typy tych silników wymagają paliwa gazowego o raczej wysokiej liczbie metanowej: około $MN = 80$, z czym wiąże się dość znaczna koncentracja metanu w paliwie zasilającym. Jednak obecnie funkcjonują już silniki gazowe napędzane metanowym paliwem o kaloryczności nawet nieco poniżej 20 MJ/m^3 lub o liczbie metanowej $MN = 55$.

W różnych kopalniach na ich stacjach odmetanowania zawartość metanu przybiera różne wartości — na ogół potrzebne jest jednak wzbogacanie tych gazów w metan. Koncepcja technologiczna odpowiedniej instalacji wymaga tylko pewnych modyfikacji uproszczeniowych w stosunku do wyżej wymienionej technologii. Parametry produktu takiej instalacji nie wymagają usuwania z niej prawie w całości azotu i tlenu, a tylko redukcji ich ilości w określonym stopniu. Kilkuprocentowa (2—3,5%) zawartość dwutlenku węgla w gazie wzbogacanym może być niekiedy zachowana. W ten sposób obniża się skala trudności procesowo-technologicznych oraz maleją koszty inwestycyjne takiej instalacji.

2. Silnik gazowy jako urządzenie napędzane paliwem stanowiącym mieszaninę gazów kopalnianych po ich częściowym wzbogaceniu w metan

Mieszanina gazów o niskiej koncentracji metanu pochodzi z następujących źródeł:

- ✧ gaz ziemny naturalny (odwiarty gazu zaazotowanego),
- ✧ gaz z kopalń węgla (z sieci odmetanowania pokładów),
- ✧ biogazy (ze składowisk odpadów).

Podając krótką charakterystykę składu tych mieszanin należy wskazać, że gaz ziemny zaazotowany cechuje się dużą zmiennością zawartości metanu, wysoką zawartością azotu (na ogół bez tlenu i mniejszymi ilościami dwutlenku węgla i wody oraz innych gazów). Gaz kopalń metanowych węgla posiada dość znacznie zmienną koncentrację metanu w obecności azotu i tlenu (w tym także dwutlenku węgla i wody). Natomiast biogazy cechują się przede wszystkim prawie tylko dwuskładnikową zawartością metanu oraz dwutlenku węgla.

Istnieją sposoby wykorzystania tego typu mieszanin gazowych, szczególnie pierwszej i drugiej, w celu jednolitego lub skojarzonego wytwarzania energii. Urządzeniami gene-

rującymi energię na bazie tych paliw mogą być silniki gazowe, kotły gazowe nowej generacji oraz turbiny gazowe.

Skupienie uwagi rozważań na silnikach gazowych związane jest zarówno z ich zróżnicowanymi możliwościami wytwarzania rodzajów energii, jak też ich dostępnością, ceną oraz kosztami eksploatacji. Otóż na terenach na których nie ma infrastruktury, w tym zasilania energią elektryczną o dużej mocy — co dotyczy wielu pól odwiertów gazu ziemnego — silnik gazowy może stanowić jedyne źródło takiej energii. Przykładem potencjalnego wykorzystania takiego urządzenia niech będzie eksploatowane pole gazu ziemnego Kaleje na Niżu Polskim, gdzie względnie wysoka koncentracja metanu w gazie „surowym” sięga 80%. Z kolei w obszarach o rozbudowanej infrastrukturze silniki gazowe mogą z dobrym skutkiem wytwarzać zarówno energię elektryczną, jak i ciepłą, a nawet jej odmianę w postaci chłodu w celach klimatyzacji. Jako przykład mogą tu służyć działające instalacje w kopalniach węgla „Pniówek” i „Krupiński”. W tamtejszych stacjach odmetanowania koncentracja metanu w gazie kierowanym do silników gazowych sięga wartości 53—55%. Dla kilku innych kopalń węgla prowadzących odmetanowanie przy niższej zawartości metanu niż 50%, a szczególnie dla bardzo znacznej liczby dotychczas nie eksploatowanych otworów gazu ziemnego o niskiej zawartości metanu, należy zakładać dobre perspektywy wykorzystania silników gazowych.

Aby to wszystko osiągnąć potrzebne jest jednak spełnienie wymagań dotyczących jakości paliwa gazowego stosownie do danego typu silnika. Niektóre firmy produkujące silniki gazowe podają wymaganą wartość liczby metanowej (MN) paliwa, inne zaś wartość jego kaloryczności. Z tym pośrednio związana jest wartość (przedziałowa) liczby Wobbego, klasyfikująca poszczególne grupy (np. E) lub podgrupy (np. Lw) paliwa gazowego. W znanych konstrukcjach silników gazowych wymaga się, aby liczba metanowa zastosowanego paliwa przekraczała wartość $MN = 55$. Dla paliwa o niewiele większej liczbie metanowej, sprawność elektryczna silnika nie jest duża i wynosi około 35%. Poprawa warunków pracy silnika następuje przy wyraźnym podniesieniu liczby metanowej paliwa do wartości około $MN=80$, której odpowiada sprawność elektryczna silnika około 42%.

Powyższe relacje wynikają z danych źródłowych (fabrycznych), przytoczonych w tabelach 1 oraz 5. Silnik firmy MWM Deutz typu 632 V16, zainstalowany przed kilku laty w kopalni węgla „Pniówek”, przystosowany jest do pracy na mieszaninie gazów o koncentracji metanu poczynając od 55%. Posiada on dwa poziomy odzysku ciepła pochodzącego z chłodzenia korpusu silnika i powietrza do turboładowania oraz ze spalin wydechowych. Wysiłek myśli inżynierskiej w kierunku skojarzenia produkcji ciepła z produkcją prądu elektrycznego zaowocował osiągnięciem wysokiej sprawności całkowitej tego egzemplarza (tab. 1). Po wielu testowaniach stwierdzono (Gatnar, Tor 2003), że wrażliwość tego silnika na zmiany koncentracji metanu rośnie szybko blisko dolnej granicy 50—53% zawartości metanu w niewzbogacanej mieszaninie gazów kopalnianych. Uzyskiwane okresowo zawartości 60% metanu w mieszaninie powodowały, że praca tego egzemplarza silnika stawała się już całkowicie stabilna. Ponadto nie należy dopuszczać do niepełnego wykorzystania ciepła czy mocy elektrycznej generatora. Prawie pełny odbiór tych mediów odbywa się na

TABELA 1. Charakterystyka silnika gazowego typu TBG Deutz

TABLE 1. The characteristic of the gas engine TBG Deutz

| | |
|--------------------------------|--|
| Typ silnika gazowego | TBG 632 V16 (MWM Deutz Germany) |
| Moc elektryczna | 3,0 MW _e |
| Moc cieplna | 3,1 MW _t |
| Zużycie mocy | 2600 kW/doba |
| Paliwo | mieszanka gazów metanowych, 55—64% CH ₄ |
| Produkcja energii elektrycznej | 60 120 kW·h/doba |
| Produkcja ciepła | 250 GJ/doba |
| Zużycie paliwa | 19 200 m ³ /doba |
| Sprawność elektryczna | 38,5% |
| Sprawność całkowita | 82% |
| Ilość utylizowanego metanu | 6,9 mln m ³ /rok |

TABELA 2. Parametry pompy Roots'a

TABLE 2. The parameters of the Roots exhauster

| | |
|---------------------------------|-----------------------------|
| Nazwa firmy | Roots-Whispair |
| Typ ssawy-dmuchawy | Roots Dresser 1428J DVJ |
| Moc egzemplarza | RPM 880/ 700 kW |
| Ciśnienie (vacuum relief valve) | 20 hPa |
| Poziom „próżni” (praktycznie) | 25 hPa |
| Temperatura gazu na wejściu | 20°C |
| Wydajność max. | 9000 Nm ³ /godz. |

drodze połączenia z kotłownią gazową, z układem systemu klimatyzacji kopalni oraz ze staraniami pokrycia odbioru mocy elektrycznej. Takie działania stały się konieczne i były umożliwiające przez następujący rozkład dysponowanej mocy silnika: moc elektryczna 36, 3%, moc cieplna 44%, straty mocy 18%, dodatkowe zużycie energii 1,7%.

Niskometanową mieszaninę gazów, począwszy umownie od zawartości 25—30% metanu należy wzbogacać na miejscach ich ujęcia — i to nie tylko dla użytkowego zastosowania wyżej opisanego silnika — lecz szczególnie dla wysokosprawnego egzemplarza firmy Deutz Energy GmbH, typu TCG 2020V12. Niektóre jego parametry podano

w tabeli 5. Jest to silnik gazowy wymagający paliwa o dość wysokiej liczbie metanowej (NM = 80), z natężeniem przepływu rzędu 10 tys. m³/godz. Ten obiekt siłowniczociepłowniczy posiada ponadto stałe parametry obiegu grzewczego na wejściu i wyjściu z układu. Awaryjne chłodzenie zezwala na produkcję energii elektrycznej bez odbioru ciepła, ponadto ciepło ze spalin można wykorzystać do celów technologicznych w instalacji wzbogacania mieszaniny gazów. Jest to ważne wtedy, gdy przeznaczeniem tego egzemplarza silnika gazowego jest głównie produkcja energii elektrycznej. Należy wtedy wydzielić obieg chłodzenia spalin z obiegu chłodzenia silnika, dbając o możliwie małe opory przepływu spalin.

Warto zwrócić uwagę, że aby uzyskać sprawność elektryczną silnika około 42%, lub nieco więcej, należałoby stosować paliwo o liczbie metanowej ponad 85, co stawia dość duże wymagania przed technologią wzbogacania w metan. Chodzi wówczas o usuwanie w znacznym stopniu między innymi: azotu i dwutlenku węgla z gazów ziemnych oraz azotu z tlenem i ewentualnie dwutlenku węgla z gazów kopalnianych. Technologia pozyskiwania wysokometanowej mieszaniny gazów jest zatem opanowana.

Gdy jednak zaistnieją warunki umożliwiające kompromis między wartością parametru kaloryczności paliwa a sprawnością układu silnikowego, to warto wziąć pod uwagę inne typy silników gazowych. Chodzi tu o firmę Waukesha specjalizującą się w produkcji silników przystosowanych do paliw gazowych o względnie niskiej koncentracji metanu. W tabeli 3 podano kilka interesujących parametrów silnika typu L. 36GL/GLD, który może być zasilany gazami o kaloryczności zaledwie 18, 5 MJ/m³ i posiadać wydajność przepływu rzędu 4 tys. m³/h.

TABELA 3. Charakterystyki silnika gazowego Waukesha i sprężarki Ariel Rotary
TABLE 3. The characteristics of the gas engine Waukesha and the compressor Ariel Rotary

| | |
|----------------------------|---|
| Urządzenie | Zestaw: silnik gazowy i sprężarka |
| Nazwa firmy | Ariel Corporation –Waukesha |
| Model silnika gazowego | Waukesha L. 36GL/GLD |
| Paliwo | Gaz niskometanowy o kaloryczności 18, 5 MJ/m ³ |
| Moc | 600 kW |
| Liczba obrotów | 1800 1/min |
| Typ sprężarki śrubowej | Ariel Rotary RG282 |
| Moc | 925 kW |
| Ciśnienie ssanie/tłoczenie | 1 bar/14 bar |
| Wydajność | 4000 Nm ³ /godz. |
| Temperatura (ssanie) | 26°C |

TABELA 4. Charakterystyka silnika gazowego Waukesha i sprężarki Ariel JGK

TABLE 4. The characteristics of the gas engine and the compressor Ariel JGK

| | |
|------------------------------|---------------------------------|
| Urządzenie | Zestaw: silnik gazowy-sprężarka |
| Nazwa firmy | Ariel Corporation |
| Typ silnika | Waukesha P9390 GL/GSI |
| Moc na wale | 1469 kW |
| Egzemplarz o liczbie obrotów | 1200 1/ min, /RPM/ |
| Typ sprężarki tłokowej | Ariel model JGK/6 |
| Liczba stopni sprężania | 3 |
| Ciśnienie-ssanie tłoczenie | 1 bar /22, 4 bar |
| Wydajność agregatu | 7700 Nm ³ /godz |
| Zapotrzebowanie mocy | 1460 kW |
| Liczba obrotów | 1200 1/min /RPM/ |
| Chłodzenie | chłodnice międzystopniowe |

W tabeli 4 wskazano inny produkt firmy Waukesha, typu P9390 GL/GSI, nie podając z powodu braku informacji ani wartości kaloryczności paliwa, ani sprawności silnika. Należy przypuszczać, że obie te wartości są dość niskie. Wymienione tabele zawierają również parametry potrzebnych sprężarek gazu, obok silników w zestawie, połączonych nie tylko ze względów ekonomicznych.

3. Przegląd dotychczasowych metod wzbogacania mieszanin gazów w metan

Zazwyczaj rozważa się trzy sposoby wydzielania metanu z mieszaniny gazów:

- ✧ metoda zmiennociśnieniowej adsorpcji (PSA),
- ✧ metoda membranowa oraz
- ✧ kriogenika.

Technologie te — różne pod względem przebiegu procesów fizykochemicznych — cechują się różnymi kosztami zarówno na etapie inwestycyjnym, jak i eksploatacyjnym. Ważną rolę przy tym odgrywa skład mieszanin oraz ich rodzaj, a więc: gazy kopalń węgla i gazy ziemne.

Szczególnie trudno wyseparować metan z mieszaniny pierwszego typu. Właśnie w tym przypadku metoda PSA dystansuje pozostałe, i to w odniesieniu do przeciętnie spotykanej w kopalniach ilości surowego gazu, który można by wzbogacać w metan w zakresie

wydajności przerobu gazu od 10 do 40 mln m³/rok. Natomiast w zakresie wydajności przerobu powyżej 50 mln m³/rok i w odniesieniu do otrzymania produktu o wysokiej koncentracji metanu, efektywność tej metody maleje. Koszty eksploatacyjne metody PSA są na ogół znacznie niższe niż techniki membran, chociaż może to nie dotyczyć kosztów inwestycji. Technika kriogeniki nie sprawdza się w odniesieniu do gazów kopalnianych z powodu zanieczyszczenia ich wodą i parą wodną, olejami oraz dużej wrażliwości takiej instalacji na zmiany głównych parametrów jej pracy. Znane są zalety metody PSA, takie jak niewielkie zużycie energii oraz możliwość otrzymania produktu o wysokiej czystości (zawartości metanu).

Koszty eksploatacyjne metody PSA wiążą się głównie z kosztami sprężania gazu surowego i poniekąd także z koniecznością zawracania części gazu o podwyższonej koncentracji do poprzednich operacji procesu. Niekiedy należy również sprężyć uzyskany produkt, w zależności od przeznaczenia jego wykorzystania, na przykład w celu przesyłu do wysokociśnieniowej sieci gazu.

Dwa parametry finalne w procesie: czystość produktu mierzona koncentracją wyjściową metanu oraz sprawność instalacji, mogą podlegać optymalizacji. Zmiennymi parametrami procesu są przeważnie: skład mieszaniny zasilającej instalację, zakres ciśnień adsorpcji i desorpcji gazu w kolumnach sorbentów oraz zawartość inertów (azot, tlen i ewentualnie dwutlenek węgla) w produkcie. Trzeba zaznaczyć, że jeśli wymagany jest produkt o bardzo wysokim stopniu czystości, jak np. gaz przesyłowy grupy E, wówczas należy zadbać technologicznie o usunięcie dwutlenku węgla z układu. Można w tym celu zastosować standardowy proces mycia aminowego lub adsorpcję na odpowiednim gatunku węglowego sita molekularnego w procesie PSA.

Technologia wzbogacania metanowych gazów kopalnianych w metan o parametrach obowiązujących w grupie E gazu (w dawniejszej klasyfikacji dla gazu GZ-50) została opracowana przy udziale autora (Olajossy 2003). W skali półtechnicznej technologię tę wdrożono w kopalni „Pniówek”. Dla osiągnięcia tak wysokich parametrów gazu — w tym koncentracji metanu w produkcie na poziomie 95% — zmodyfikowano metodę VPSA (*Vacuum Pressure Swing Adsorption*) i dobrano sorbenty o specyficznych właściwościach rozdziału składników. W surowym gazie koncentracja metanu na wejściu do instalacji wynosiła średnio około 54% i ponadto: azotu — 36%, tlenu — 6,4%, dwutlenku węgla — 3,4%. Gaz ten zawierał również parę wodną, którą należało wstępnie usunąć.

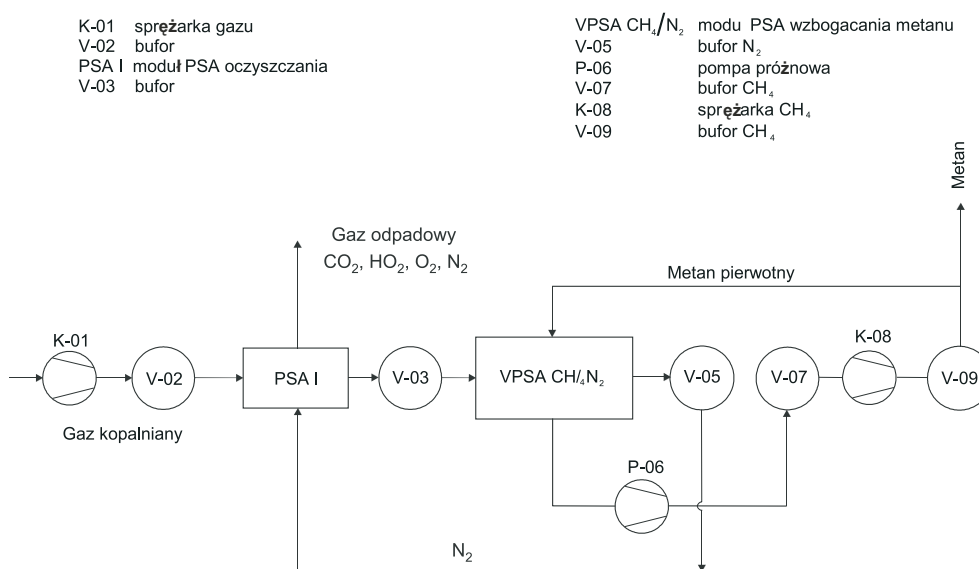
Skrócony schemat blokowy tej instalacji przedstawia rysunek 1. Zaznaczono na nim główne węzły technologiczne, czyli:

- ✧ sprężanie (po wstępnym oczyszczeniu gazu kopalnianego),
- ✧ osuszanie gazu i regeneracja w procesie PSA,
- ✧ wzbogacanie metanem, moduł VPSA,
- ✧ sprężanie gazu wysokometanowego i jego odbiór.

W celu poprawy jakości produktu zawracano gaz częściowo wzbogacony metanem w module VPSA. Dokonywano desorpcji gazu pod ciśnieniem niższym od ciśnienia atmosferycznego. W kolejnych cyklach procesu prowadzono odpowiednio zaprogramowane

operacje założone w technologii, przy pełnej ich automatyzacji. Nie stosowano przerw technologicznych.

Osiągnięto założone cele, czyli odpowiedni produkt wysokometanowy o niskiej zawartości inertów, nie więcej niż 3% ($N_2 + O_2$), niezależnie od zawartości w nim CO_2 . Wysoka sprawność instalacji sięgnęła aż 92%. Na podstawie działania tej instalacji można opierać projektowanie instalacji w dużej skali przemysłowej. W ten sposób można z kopalni węgla pozyskiwać pełnowartościowy gaz do sieci przesyłowej. Aspekty ekologiczne tak prowadzonej utylizacji gazów metanowych są nader oczywiste.



Rys. 1. Schemat blokowy instalacji pilotowo-doświadczalnej wzbogacania metanem

Fig. 1. The scheme of semi-technical installation to enrichment of gas methane

Opracowana autorska koncepcja technologii oraz jej egzemplifikacja instalacyjna prezentują się korzystnie na tle innych instalacji wzbogacania lub separacji gazów metanowych zbudowanych za granicą. Jedna z pierwszych, oparta na metodzie VPSA, została wykonana w Essen w Niemczech w skali półtechnicznej (Pilarczyk, Knoblauch 1987) dla składu gazu surowego: 46% metanu oraz 43% azotu, 7% tlenu, 2% dwutlenku węgla, dość duże ilości pary wodnej, reszta oleje i inne zanieczyszczenia. W czterokolumnowym module, podobnie jak w przypadku wyżej opisanej instalacji, produkt stanowiły: CH_4 i CO_2 , a gaz odpadowy: N_2 i O_2 . Na etapie adsorpcji ciśnienie maksymalne wynosiło 8 bar, ciśnienie desorpcji „próżniowej” 5 kPa. Osiągnięty rezultat, to 86% metanu w produkcie przy 92% sprawności instalacji. Trudno dokładnie porównywać podane rezultaty w tych dwóch instalacjach — wszakże zostały uzyskane w innych warunkach kopalnianych oraz w nieco odmiennych realizacjach poszczególnych operacji technologicznych.

Następnie w Japonii (Sakashida, Deo 1994) zaproponowano modyfikację technologii na bazie procesu PSA. Miała ona polegać na dodatkowym usuwaniu tlenu z instalacji w procesie rozdzielania sposobem katalitycznym. Miała tego dokonać firma Resources Enterprises Inc. USA, lecz brak wiadomości, czy zostało to zrealizowane.

Na podstawie informacji uzyskanych w ostatnich latach wiadomo, że w Oberhausen, (Niemcy), uruchomiono instalację wzbogacania gazów metanowych. Jej finalne parametry to: 87% metanu, sprawność instalacji 88—90%. Przy tym zużycie jednostkowe energii wynosi 0,52 kWh/m³ produktu. Ten wskaźnik zużycia jest jednak nieco wyższy niż zużycie energii przez instalację omówioną w niniejszym artykule.

Również wiadomo, że firma amerykańska Engelhardt opracowała modyfikację metody PSA, stosując inne rodzaje sorbentów. Proponuje ona przeprowadzenie etapów adsorpcji lub desorpcji na zeolitowo-krzemowych sitach molekularnych. Jednak — niezależnie od uzyskanych rezultatów — materiały takich sorbentów są bardzo drogie, a względy ekonomiczne również należy brać pod uwagę. Ponadto jako informację można podać, że w ośrodku Berbauforschung (Zagłębie Rury) pracuje pilotowa instalacja przerabiająca gaz kopalniany o koncentracji około 50% CH₄. Natomiast w USA instalacje oparte na metodzie PSA działają głównie dla odzysku helu z gazu ziemnego, a warunek stanowi opłacalna ekonomicznie zawartość tego pierwiastka w gazie.

Celem wymienionych instalacji było uzyskanie produktu metanowego o wysokiej czystości, który miałby określone przeznaczenie użytkowe. Jeśli będzie to sieć wysokoprężna gazu ziemnego, pojawi się pewien problem natury ekonomiczno-technicznej w związku z koniecznością sprężenia tego produktu i przesyłu go do sieci. Otóż koszt sprężarki, której nie ujęto jako oddzielnego obiektu w schemacie na rysunku 1, przekracza koszt budowy instalacji o typowej zdolności przerobowej gazu kopalnianego w zakresie 2,5—5 tys. m³/godz. Chodzi tu bowiem o sprężanie w przedziale od jednego bara (na ssaniu) do kilkudziesięciu barów w zależności od ciśnienia sieciowego.

Problemy te nie występują dla produktu metanowego o niższej czystości i mniej rygorystycznym stopniu jego utylizacji.

4. Możliwości produkcji gazu w instalacji typu VPSA dla silników gazowych

Koncepcja wykorzystania metanowych gazów kopalnianych w instalacji częściowego wzbogacania metanem i spalania w silnikach gazowych pozwala znacznie uprościć prezentowaną wyżej w pierwszej kolejności technologię, pozwala też wyraźnie zmniejszyć nakłady inwestycyjne. Ta zasadnicza uwaga dotyczy również wysokoazotowanych gazów ziemnych, których wzbogacanie i wykorzystanie posiada tylko nieco inną specyfikę i nie będzie tu rozważane. Wydaje się zatem, że dobre perspektywy ma np. kogeneracyjne wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej, możliwości produkcji gazu

opałowego o wartości opałowej 20,2 MJ/m³ czy też gazu podgrupy Lw. Użycie do tych celów silników gazowych staje się konkurencyjne względem np. turbin gazowych, gdyż mogą one dysponować większymi sprawnościami elektrycznymi. Ponadto nakłady inwestycyjne związane z budową zespołów turbinowych są wyższe niż odnośne nakłady względem silników gazowych. W tym porównaniu chodzi wprawdzie o te typy silników gazowych, które pracują na paliwie o dość wysokiej liczbie metanowej, ale zastosowanie znajdą również silniki spalające paliwo gazowe o niskiej kaloryczności lub liczbie metanowej zaledwie większej od MN = 55.

Na możliwości produkcyjne gazów o takich zaniżonych parametrach istotny wpływ ma zawartość metanu w gazach surowych na wejściu do instalacji, a zatem zakres wzbogacania tych gazów w metan. Można mieć tu umownie na uwadze przedział koncentracji metanu począwszy od 30% objętościowo do granicy uzależnionej od wybranych parametrów układu: instalacja — silnik gazowy. Tak na przykład wyższy poziom wzbogacania w metan byłby wymagany w przypadku zastosowania silnika gazowego o pewnych parametrach podanych w tabeli 5.

Należy przyjąć, że typowe wydajności przerobowe gazu surowego w instalacji wzbogacania mieściłyby się w zakresie 2,5—5 tys. m³/godz.

Przy założeniu spalania całych ilości wzbogaconego gazu w silnikach gazowych schemat instalacji uprościłby się znacznie.

W skład instalacji wzbogacania metanem mogą wchodzić następujące sekcje:

- 1 — sekcja poboru gazu kopalnianego,
- 2 — sekcja sprężania gazu do następnych sekcji,
- 3 — sekcja oczyszczania gazu,
- 4 — sekcja VPSA wzbogacania metanem,
- 5 — sekcja gazu wzbogaconego.

TABELA 5. Charakterystyka silnika gazowego typu Deutz TCG
TABLE 5. The characteristic of the gas engine Deutz TCG

| | |
|--------------------------|--|
| Nazwa firmy | Deutz Energy GmbH — Germany |
| Typ silnika gazowego | TCG 2020V12 |
| Moc elektryczna | 1166 kW |
| Moc cieplna | 1200 kW |
| Paliwo | mieszanina gazów o liczbie metanowej: 80 |
| Liczba obrotów | 1500 1/min |
| Sprawność elektryczna | 41,7% |
| Sprawność całkowita | 85,7% |
| Natężenie przepływu gazu | 9900 Nm ³ /godz. |

Ponadto potrzebne są jeszcze: agregat chłodniczy i stacja powietrza AKPiR. Skrócony schemat takiej instalacji przedstawiono na rysunku 2.

Główne uproszczenia konstrukcyjno-technologiczne polegają na: braku potrzeby instalowania sprężarki gazu wzbogaconego i jego przesyłania, braku sekcji recyrkulowania gazu w obiegu instalacji i braku zbiornika gazu. Ponadto liczba kolumn-adsorberów w sekcji zostałyby zredukowana do dwóch lub trzech. Należy też zauważyć redukcję wskaźnika zużycia mocy w takiej instalacji.

Poniżej zestawiono główne czynności i procesy zachodzące w poszczególnych sekcjach.

Sekcja 1

W sekcji poboru gazu kopalnianego gaz jest filtrowany, myty celem usunięcia aerozoli olejowych, a następnie jest rozprężany do zaprojektowanego ciśnienia w celu utrzymywania stabilnych warunków zasilania następnej sekcji.

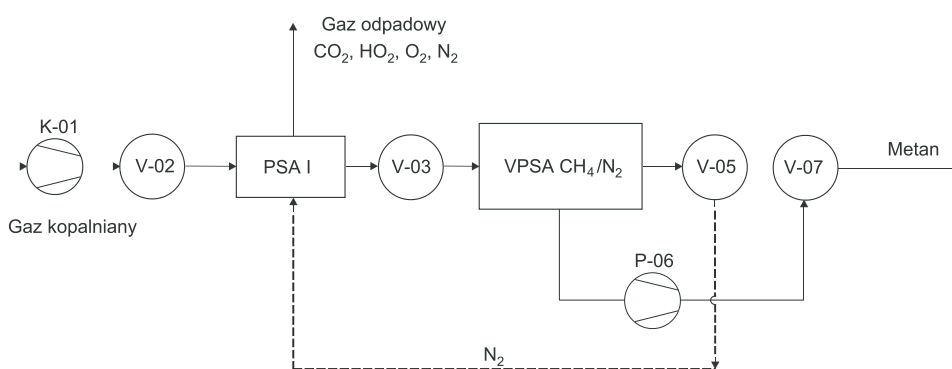
Sekcja 2

W tej sekcji działa przede wszystkim sprężarka, wybrana na przykład spośród trzech typów sprężarek przedstawionych w tabelach 3, 4, 5 dobranych w zestawie do odpowiedniego silnika gazowego. Mogą one sprężać gaz do poziomu kilkunastu barów. Gaz sekcji jest schładzany do odpowiedniej temperatury, przy czym dochodzi do oddzielenia kondensatu wodnego od oleju.

Sekcja 3

W sekcji oczyszczania dochodzi do eliminacji par olejów poniżej 1 ppm wag. Gaz jest też osuszany do temperatury rosy związanej z ciśnieniem, co odbywa się w jednej lub dwóch kolumnach wypełnionych silikazalem. Nie stosuje się operacji związanych z procesem PSA w tej sekcji, o ile nie ma potrzeby usuwania dwutlenku węgla.

| | | | |
|-------|------------------------|--------------------------------------|------------------------------|
| K-01 | sprężarka gazu | VPSA CH ₄ /N ₂ | moduł PSA wzbogacania metanu |
| V-02 | bufor | V-05 | bufor N ₂ |
| PSA I | moduł PSA oczyszczania | P-06 | pompa próżnowa |
| V-03 | bufor | V-07 | bufor CH ₄ |



Rys. 2. Schemat blokowy uproszczonej instalacji wzbogacania metanem

Fig. 2. The scheme of simplified installation to enrichment of gas methane

Sekcja 4

W sekcji wzbogacania metanem oczyszczony gaz najpierw się schładza do temperatury niższej od temperatury otoczenia, a następnie poddaje się rozdzielaniu w zaprojektowanym procesie VPSA. Odbywa się to w dwu lub trójadsorberowym układzie wypełnionym odpowiednio dobranym sorbentem. Ten materiał wypełnienia kolumn musi posiadać wymagane właściwości sorpcyjne. W kolejnych operacjach cykli procesowych dokonuje się etapami: adsorpcji, płukania złoża, desorpcji i napełniania. Desorpcji dokonuje się za pomocą ssawy Roots'a, której parametry zamieszczono w tabeli 2. Z sekcji tej wyprowadzany jest gaz jako produkt o zaprojektowanych parametrach.

Sekcja 5

W sekcji gazu wzbogaconego znajduje się wymieniona pompa próżniowa oraz dmuchawa Roots'a podnosząca ciśnienie gazu nieco ponad ciśnienie atmosferyczne (lub inna sprężarka, w zależności od potrzeb).

Dla zadanych parametrów technologicznych, czyli składu gazu na wejściu oraz natężenia przepływu do instalacji, proces technologiczny można regulować odpowiednimi parametrami. Są to głównie ciśnienie adsorpcji, ciśnienie końcowe desorpcji, oraz czas trwania taktów poszczególnych operacji. Ważnym parametrem jest również temperatura gazu wprowadzanego do instalacji.

Przy projektowaniu instalacji powinno się zwrócić uwagę na jej elastyczność. Chodzi tu o możliwość jej pracy w szerokim zakresie wspomnianych parametrów wejściowych, o umożliwienie jej rozruchu nawet przy obniżeniu do połowy, lub nieco mniej, jej obciążenia. Instalacja ta powinna być także modularnie przenośna po wykonaniu swojego zadania w inne miejsca. Jej wypełnienia i sorbenty winny wykazywać trwałość w ciągu kilku lat działania. Należy sądzić, że koszty eksploatacyjne tego typu instalacji w tym okresie są niższe od kosztów inwestycji w jej budowę.

Z przedstawionych rozważań nietrudno wyciągnąć wniosek, że instalacja wzbogacania gazów oraz odpowiedni silnik gazowy stanowią układ mogący efektywnie generować energię ze słabo lub w ogóle nieużytkowanych dotychczas źródeł gazu.

Praca wykonana w ramach badań własnych autora w AGH, nr umowy 10.10.100

Literatura

- GATNAR K., TOR A., 2003 — Metan pokładów węgla jako paliwo w skojarzonych układach energetyczno-chłodniczych stanowiących element zaopatrzenia w energię zakładów JSW. Materiały Konferencji Szkoły Eksploatacji Podziemnej 2003, Kraków–Szczyrk.
- OLAJOSSY A., 2003 — Method of methane separation from mine gas. International Coalbed Methane Symposium. 2003 May, Tuscalusa, Alabama USA.
- PILARCZYK E., KNOBLAUSCH K., 1987 — Separation Technology. Proc. Eng. Found. Conference, 1987, Essen, Germany.
- SAKASHIDA B., Deo, 1994 — Metan pokładów węgla. Biuletyn Centrum Informacji, nr 6, Katowice.

Andrzej OLAJOSSY

New possibilities of using low methane gases for energy production

Abstract

Possibilities of efficient utilization of low-methane mine's gases are presented in the paper. Attention is also paid to high-nitrogen natural gases. A concept of installment for partial benediction of these gases with methane as required for fuels used for energy cogeneration systems is outlines in the paper. The main gas engines are driven with gas partially enriched with methane, to be later used for producing both electric energy and heat.

KEY WORDS: low-methane gases, benediction installment, gas engines