

Andrzej OLAJOSSY*

Techniczno-ekonomiczne możliwości wzbogacania w metan gazu ziemnego

STRESZCZENIE. Artykuł wskazuje różne możliwości wykorzystania gazów ziemnych, z których należy usunąć azot. Do wzbogacania tych gazów w metan zaleca się stosować nowoczesną technologię PSA. Tego typu instalacje mogą produkować: gaz handlowy np. grupy L_w lub nawet gaz wysokometanowy grupy E, oraz dodatkowo energię elektryczną. Dla drugiego z tych przypadków przedstawiono zarys wstępnej analizy ekonomicznej takiego przedsięwzięcia.

SŁOWA KLUCZOWE: gaz naturalny, instalacja wzbogacania, analiza ekonomiczna

1. Uwagi wstępne

Niektóre modyfikacje nowych technologii separacji metanu od azotu i innych składników mieszanin gazowych (dwutlenku węgla, siarkowodoru, pary wodnej) były przedmiotem wcześniejszych prac autora (Olajossy 2005). Należy tu wyraźnie podkreślić problematykę odazotowania gazów, gdyż obecnie stosowane metody odsiarczania i odwadniania gazów ziemnych są już rutynowo używane często jako wstępne, przed właściwym rozdzielaniem metanu od azotu. Tym bardziej korzystne są te źródła metanu z otworów gazu

* Prof. dr hab. inż. — Wydział Górnictwa i Geoinżynierii AGH, Kraków; e-mail: olajossy@agh.edu.pl

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki

ziemnego, które nie są zasiarczone. Podobnie opanowana jest już technika wydzielania z tych gazów etanu i propanu oraz ewentualnego ich odgazolinowania, o ile występują węglowodory cięższe. W głównym zatem zagadnieniu odazotowania gazów ziemnych istotną rolę odgrywają trzy zasadnicze parametry:

- ✧ aktualna i przewidywalna wydajność otworu,
- ✧ zawartość metanu,
- ✧ stopień zaazotowania.

Ważnym parametrem jest ponadto wartość ciśnienia na głowicy odwiertu. W warunkach eksploatacyjnych czynnych odwiertów wartości trzech wymienionych parametrów zmieniają się w szerokich zakresach, przy czym ze zrozumiałych względów brak jest przyjętego sklasyfikowania w przedziałach ich zawartości.

Na szczególną uwagę podyktowaną aspektami energetycznymi i ekonomicznymi zasługują liczne otwory gazu wysoko zaazotowanego, z których po wzbogaceniu w metan można produkować gaz handlowy grupy L_w. Niemała jest też liczba otworów gazu średnio zaazotowanego, który można wzbogacać w metan aż do parametru gazu grupy E odpowiedniego dla sieci wysokoprężnej.

Wreszcie do dyspozycji przed odpowiednio właściwą technologią mogą stać liczne odwierty gazowe, nadal zagłowiczone, dotychczas uważane za nieopłacalne eksploatacyjnie.

2. Założenia dotyczące jakości gazu „surowego”

W artykule podane zostaną ogólne informacje dotyczące jakości, czyli składu gazu stanowiącego surowiec do przerobu w odpowiednio dobranym (dla danego składu) typie instalacji odazotowania. Zgodnie z uwagami wstępnymi, chodzi tu o relację w układzie dwuskładnikowym: metan–azot. Wiadomo, że dla dużych ilości przerabianego gazu (rzędu ponad 10 tys. m³ na godz.) i przy dość arbitralnie przyjmowanej zawartości metanu (byle tylko stabilnej czasowo) może być stosowana instalacja typu kriogenicznego oparta na technologii niskotemperaturowego rozfrakcjonowania takiej mieszaniny gazu.

Z kolei dla małych ilości przerabianego gazu, z wydajnością mniejszą lub niewiele większą od 1 tys. m³ na godz. – zalecane jest stosowanie instalacji separujących działających w oparciu o technikę membranową.

Natomiast w praktycznie interesującym przedziale wydajności od 4 tys. m³ na godz. do 20 tys. m³ na godz., można z mniejszą lub większą efektywnością stosować technologię:

- ✧ PSA (*Pressure Swing Adsorption*) lub jej odmianę
- ✧ VPSA (*Vacuum Pressure Swing Adsorption*).

Efektywność tych metod wyrażana stopniem czystości produktu (metanu) oraz sprawnością instalacji, zależy m.in. od zawartości metanu w surowcu (tym samym od stopnia jego zaazotowania) oraz od ilości przerabianego gazu. Duże znaczenie ma także czysto technologiczna strona wykonywanych czynności procesowych, a więc przebiegów kolejnych cyklicznych etapów zmiennociśnieniowej adsorpcji na odpowiednio dobranym sorbencie.

Wreszcie – jak to często w praktyce przemysłowej bywa – niebagatelną rolę odgrywają aspekty ekonomiczne (finansowe), głównie związane z kosztami inwestycyjnymi, a mniej z kosztami eksploatacyjnymi.

Im bliżej umownej dolnej granicy podanego przedziału ilości przerobu surowego gazu, tym efektywność technologii PSA i VPSA maleje – podobnie jest przy górnej granicy tego przedziału. Chodzi tu głównie o koszty inwestycji poniesione na budowę tego typu instalacji odazotowania gazu. Te z kolei rosną, co prawda niemonotonicznie, wraz ze wzrostem stopnia rozbudowy instalacji. Z oczywistych przyczyn efektywność instalacji wzrasta na ogół ze wzrostem zawartości metanu na wejściu do instalacji.

W odniesieniu do zawartości metanu w gazie wejściowym nasuwają się następujące uwagi:

W umownym zakresie niskich zawartości – przyjmijmy do 30% obj. CH₄ – czyli przy wysokim stopniu zaazotowania około 65–70% obj. N₂, instalacja może pracować z przeznaczeniem głównie do produkcji azotu, o „czystości” powyżej np. 96% N₂ oraz z możliwością wykorzystania pozostałościowego metanu. Wytworzony azot może być użytkowany w znanych, określonych celach przy eksploatacji odwiertów ropno-gazowych. W następnym zakresie zawartości metanu w gazie wejściowym, który przyjmijmy – sięga około 60–65% obj. CH₄, można mieć też do czynienia z alternatywnym rozwiązaniem, mianowicie:

- ✧ nad dolną granicą tego zakresu powyżej 30% obj. CH₄, wzbogacać gaz w metan do takiego stężenia, które odpowiada jakości paliwa dla odpowiednio dobranego silnika gazowego, celem generacji energii elektrycznej,
- ✧ pod górną granicą tego zakresu poniżej 60% obj. CH₄, wzbogacając mieszaninę w metan produkować gaz handlowy o parametrach L_w.

Nasuwa się tu uwaga, że w okolicznościach wyraźnego braku zapotrzebowania na energię elektryczną w otoczeniu kopalni gazu należy wskazać tę drugą alternatywę.

Najbardziej korzystna opcja dotyczy wzbogacenia w metan gazu wejściowego o dość wysokiej zawartości metanu w zakresie, przyjmijmy, w przedziale od 65–70% obj. CH₄ do 90% obj. CH₄, z wyraźnym przeznaczeniem wyprodukowania gazu wysokometanowego grupy E i skierowania go z instalacji do sieci wysokoprężnej.

3. Ogólne informacje odnośnie do składu elementów instalacji odazotowania gazów pracującej w technologii PSA (VPSA)

Klasyczne technologie typu PSA w odniesieniu do gazów metanowych kopalń węgla oraz gazów naturalnych wymagają dokonania nowatorskich modyfikacji. Niektóre wiadomości na ich temat były już zawarte w poprzednich pracach autora (Olajossy 2003). Złożoność problematyki polega na kojarzeniu zagadnień inżynierii chemicznej i procesowej

oraz hydrodynamiki przepływów gazów w instalacji. Bowiern procesy zmiennociśnieniowej sorpcji gazu powtarzają się cyklicznie w kolumnach instalacji poprzez kolejne etapy procesowe, na ogół takie jak: zasilanie ciśnieniowe surowcem, wysokociśnieniowa adsorpcja, desorpcja (może być do tzw. próżni w odmianie VPSA) oraz regeneracja czy płukanie złoża sorbentu.

Bodaj najważniejszym elementem instalacji pod względem jakościowym jest adsorbent będący głównym składnikiem złoża pomieszczonego w adsorberze (kolumnie). To wypełnienie mogą tworzyć:

- ✧ węgle aktywne, specjalnie preparowane, spełniające określone kryteria sorpcji równowagowej (selektywność równowagowa),
- ✧ zeolitowe sita molekularne, niekiedy aktywowane, determinujące przebiegi kinetyk sorpcji (selektywność kinetyczna).

Po głębokiej analizie specyfikacji sorbentów należy stwierdzić, że węgle aktywne (wybrane) mogą być stosowane do separacji azotu w gazach ubogich metanowo oraz do wzbogacania metanem gazów do poziomu potrzebnego dla celów handlowych (opalowych). Odpowiada to podanym wyżej zakresom pod względem zawartości metanu i azotu. Ponieważ selektywność adsorpcji tych dwóch składników w wybranym węglu aktywnym jest dobra i przeważnie rosnąca wraz z obniżeniem temperatury procesu oraz ciśnienia, zatem desorpcyjne etapy PSA, a szczególnie VPSA, powinny odbywać się pod względnie niskimi ciśnieniami. Stąd wynika potrzeba zastosowania co najmniej ssawy lub pompy próżniowej w module instalacyjnym odazotowania gazów. Względnie niewysoka zawartość metanu na wejściu tego modułu implikuje potrzebę wyplukiwania azotu ze złoża sorbentu za pomocą drugiego składnika gazów. Gaz pochodzący z etapu wyplukiwania azotu jest wzbogacony w metan i może być odprowadzany z instalacji jako gaz opalowy. Można również wykorzystać część tego gazu do etapu podnoszenia ciśnienia procesu PSA w danym adsorberze. Należy nadmienić, że ilość potrzebnych adsorberów (kolumn), w których reguluje się przepływy w sposób automatyczny, jest różna w zależności m.in. od wydajności instalacji. Do schładzania azotu stosuje się znane urządzenia, np. dysze ekspansyjne. W instalacji potrzebne będą także chłodnice i wymienniki ciepła, do których kieruje się za pomocą sprężarki gaz płuczający, a także inną ssawą odprowadza się gaz o podwyższonej zawartości metanu z końcowego podetapu desorpcji „próżniowej”. Przepływy gazów w poszczególnych etapach procesowych wymagają automatycznego sterowania w instalacji.

Otóż określenie „podwyższonej zawartości metanu” dotyczy produktu, który w przypadku pierwszego zakresu jakości surowca, czyli gazu raczej ubogiego w metan, może stanowić paliwo dla dobranego silnika gazowego, a może też służyć jako paliwo będące gazem handlowym (opalowym).

Natomiast w drugim rozważanym przypadku, czyli dla surowca o umownie średniej zawartości metanu, można albo poprzestać na osiągalnej wyżej jakości produktu L_w albo poprowadzić dalej procesy VPSA, modyfikując nieco tylko technikę procesową, np. przez wydłużenie kolejnych etapów oraz ewentualnie przez wprowadzenie zawracania części wysokometanowego gazu do obiegu. Perspektywę stanowi uzysk produktu w postaci gazu o parametrach cennego gazu grupy E.

Należy zwrócić uwagę, że dodatkowym produktem instalacji jest azot o zupełnie niezłej „czystości”, nadający się do zagospodarowania, np. w przenośnych kontenerach do testowania odwiertów.

Jednak najmniej skomplikowana procesowo i nie wymagająca technologicznie rozbudowania elementów instalacji jest aplikacja drugiego rodzaju sorbentu w trzecim rozważanym zakresie jakości surowego gazu. Chodzi więc o gaz na wejściu do instalacji z zawartością jednak nie przekraczającą 30–35% obj. azotu, z wyraźną przewagą metanu i zastosowaniem do ich separacji selektywnego kinetycznie sorbentu, będącego odpowiednim zeolitowym sitem molekularnym. Takie sito „zatrzymuje” w swej mikroporowej strukturze cząsteczki azotu, a przepuszcza cząsteczki metanu. Można więc względnie łatwo pozyskiwać metan o wysokim stopniu czystości np. 96% obj. CH₄, usuwając przez kilkustopniową desorpcję azot ze złoża w technologii PSA. Aktualnie takie naturalne zeolity są już dostępne – należy tylko opanować technikę ich aktywowania. Mają one przewagę nad trudniej dostępnymi i droższymi zeolitami np. tytanowo-krzemowymi.

Obok cennego, metanowego produktu można także uzyskiwać azot. Ponadto ze względów operacyjno-procesowych łatwo do modułu odazotowania gazu dodać i tak potrzebny moduł silnika gazowego. Rysuje się zatem przyszłościowo kilka wyraźnych zalet tak zmodyfikowanej technologii, która racjonalnie wykorzystuje wysokie ciśnienie gazu na wejściu do instalacji i przekazuje produkt do użytku w sieci bez potrzeby jego powtórnego sprężania.

4. Wprowadzenie silnika gazowego jako elementu skojarzonego z instalacją dla wytwarzania energii

W całym dysponowanym wyżej spektrum zawartości metanu (oraz azotu) w gazie surowym istnieje możliwość, a w trzecim przypadku obligatoryjność użycia innego niż gaz ziemny generatora energii, a to: silnika gazowego. W polskim górnictwie węgla kamiennego, np. KWK Pniówek, egzemplarze takich silników już od kilku lat dostarczają energię elektryczną na potrzeby własne i otoczenia kopalni. Działają one w systemie skojarzonego generowania energii – przetwarzając z gazu odmetanowania kopalni węgla gaz na prąd i ciepło.

W krajowym gazownictwie nie spotyka się jeszcze takich rozwiązań na zauważalną skalę techniczną. Autor niniejszego artykułu – obok innych prac w tym przedmiocie – podjął inicjatywę wprowadzenia na niektóre tereny kopalń gazu tego typu urządzeń. Ich aplikacji należy upatrywać tam, gdzie brak jest dostępu do infrastruktury (energii elektrycznej). Mogą one pokryć zapotrzebowanie własne oraz pobliskich osiedli czy małych zakładów rolniczo-przemysłowych, szczególnie w relacji ekonomicznej: prąd–gaz–koks (węgiel).

Aspekty ekonomiczno-finansowe są obecnie stymulatorem wielu inicjatyw, które należy podejmować w warunkach polskiego gazownictwa. Niżej przedstawiono zatem także wstęp-

ną analizę ekonomiczną związaną z inwestycją opisywanej technologii, dotyczącej właśnie trzeciego zakresu jakości gazu na przykładzie hipotetycznej kopalni gazu. Symulacje zostały wykonane dla złoża o warunkach zbliżonych do złóż gazu występujących na Niżu Polskim.

5. Wstępna analiza ekonomiczno-finansowa

Rozważania będą dotyczyć implementacji do produkcji gazu grupy E takiej instalacji, która odpowiada wyżej przedstawionemu przypadkowi trzeciemu.

Poniżej analiza ma charakter wstępnego studium możliwości realizacji w wymiarze ekonomicznym w pełni komercyjnych przedsięwzięć. Dokładna analiza ekonomiczna przyszłych przedsięwzięć powinna być przedmiotem zadania realizowanego w fazie właściwego cyklu projektowego.

Proponowane rozwiązanie można sklasyfikować w wymiarze ekonomicznym jako metodę pozwalającą na wytwarzanie wzbogaconego, oczyszczonego gazu na bazie zubożałej i zanieczyszczonej mieszaniny metanu pozyskiwanej z następujących źródeł: otworów wiertniczych, instalacji odmetanowywania kopalń oraz ze składowisk odpadów organicznych.

Analizie poddano dwa warianty rozwiązania:

- ✧ wariant A – z silnikiem gazowym,
- ✧ wariant B – bez silnika gazowego.

W przypadku zastosowania silnika gazowego uzyskiwane są dodatkowo dwa produkty: energia elektryczna z nadwyżki mocy silnika i energia cieplna w postaci ciepłej wody.

Przeprowadzenie pełnej analizy opłacalności przedsięwzięcia odbywa się zwykle w oparciu o zaktualizowaną wartość netto (NPV), wewnętrzną stopę zwrotu (IRR), okres zwrotu inwestycji (T_{zw}), *break-even point* (Q_0).

Wymaga to projekcji strony przychodowej dla produktów końcowych oraz dodatkowych ustaleń dotyczących strony kosztowej/inwestycyjnej w zakresie m.in.:

- ✧ instalacji doprowadzającej gaz-surowiec do proponowanej instalacji,
- ✧ instalacji przetwarzającej produkty wyjściowe z instalacji,
- ✧ sieci dystrybucji,
- ✧ kosztów gazu-surowca.

W chwili obecnej brak dokładnych danych odnośnie do wyżej wymienionych elementów uniemożliwia przeprowadzenie takich analiz. W takiej sytuacji przeprowadzono obliczenia kosztów-przerobu całkowitych oraz jednostkowych jakie byłyby ponoszone przy wykorzystaniu proponowanej instalacji według relacji cenowych z 2005 roku. Dodatkowo przeprowadzono analizę wrażliwości na zmianę kosztu energii elektrycznej, zmiany ilości produkcji, zmiany nakładów inwestycyjnych.

Przyjęto następujący scenariusz przedsięwzięcia:

- ✧ dostępne źródło gazu-surowca o całkowitej wielkości 65 mln m³ zapewnia 6,5 mln m³ rocznie przez 10 lat;

- ✧ ceny, koszty jednostkowe założono na jednakowym poziomie przez cały okres działania instalacji ze względu na trudności w określeniu długoterminowych trendów m.in.:
 - ✧ koszt 1 KWh energii elektrycznej = 0,25 PLN;
- ✧ okres amortyzacji instalacji:
 - ✧ dla modułu silnika: 8 lat oraz 15 lat,
 - ✧ dla modułu wzbogacania gazu: 10 lat oraz 20 lat;
- ✧ poziom nakładów inwestycyjnych oraz początkowy kapitał obrotowy ustalono na poziomie:
 - ✧ wariant A – z silnikiem gazowym 3 300 000 PLN,
 - ✧ wariant B – bez silnika gazowego 2 000 000 PLN;
- ✧ silnik gazowy będzie poddany remontowi kapitalnemu po 60 tys. godzin pracy (pod koniec ósmego roku), koszt tego remontu wynosi 650 000 PLN. Remont kapitalny pozwala na dalszą pracę silnika przez następne 60 tys. godzin;
- ✧ zużycie metanu przez silnik dla uzyskania mocy 330 KW wynosi 65 m³/h w czystym metanie;
- ✧ koszty/nakłady inwestycyjne nie uwzględniają instalacji doprowadzających gaz-surowiec do instalacji oraz instalacji odbierających produkty końcowe;
- ✧ początkowe nakłady inwestycyjne uwzględniają wkład sorbentu, którego żywotność przekracza 10 lat;
- ✧ koszty nie uwzględniają opłat związanych z emisjami szkodliwych gazów;
- ✧ w wariantcie z silnikiem koszty przypisano do produktów końcowych – gaz, prąd elektryczny. Energię cieplną potraktowano jako produkt trudny do dalszego wykorzystania;
- ✧ klucz alokacji kosztów modułu silnika gazowego do produktów końcowych oparto na wykorzystaniu energii elektrycznej;
- ✧ klucz alokacji kosztów modułu wzbogacania do produktów końcowych oparto na zużyciu gazu;
- ✧ instalacja po 10 latach posiada nadal określoną wartość, ponieważ czas amortyzacji określonych elementów instalacji przekracza 10 lat. Po dziesięciu latach wartości końcowe elementów instalacji wynoszą:
 - ✧ moduł silnika: 736 670 PLN,
 - ✧ moduł wzbogacania gazu: 333 330 PLN.

W tabelach 1 i 2 przedstawiono obliczenia kosztów przerobu gazu w wariantach z silnikiem i bez silnika gazowego, a w tabelach 3 i 4 podano wartości średnie kosztu przerobu dla produktów końcowych.

Wykonano jeszcze analizę wrażliwości w związku z tym, że nowe przedsięwzięcie jest obciążone ryzykiem niepowodzenia osiągnięcia celów wynikającym z szeregu czynników wewnętrznych i zewnętrznych.

W tabeli 5 przedstawiono wpływ zmiany poszczególnych elementów na wartość kosztu przerobu wskutek wzrostu cen energii elektrycznej, spadku wydajności źródeł gazu-surowca, wzrostu nakładów inwestycyjnych.

Analizowane przypadki wrażliwości wskazują, że koszt przerobu przypadający na 1000 m³ gazu wyjściowego zawiera się w przedziale 47–75 PLN.

TABELA 2. Koszty przerobu gazu – wariant bez silnika gazowego

TABLE 2. Costs of gas processing: without the gas engine

	Rok	[lat]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Suma
1.	Dane ilościowe – pomocnicze													
	Ilość godzin pracy instalacji – suma	h		7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500	75 000
	Ilość gazu wydobytego ze źródła	1000 m ³		7 500	15 000	22 500	30 000	37 500	45 000	52 500	60 000	67 500	75 000	75 000
	Ilość gazu wydobytego ze źródła – suma	1000 m ³		6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	6 500	65 000
	Ilość gazu wydobytego ze źródła w metanie	1000 m ³		4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	41 600
	Ilość gazu wydobytego ze źródła w metanie – suma	1000 m ³		4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	4 160	41 600
	Ilość gazu do dalszego wykorzystania w metanie	1000 m ³		4 160	8 320	12 480	16 640	20 800	24 960	29 120	33 280	37 440	41 600	41 600
Ilość gazu do dalszego wykorzyst. w metanie – suma	1000 m ³		488	488	488	488	488	488	488	488	488	488	4 880	
				488	975	1 463	1 950	2 438	2 925	3 413	3 900	4 388	4 875	4 875
2.	Produkty końcowe – ilości													
	Ilość wyprodukowanego gazu	1000 m ³		3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	3 673	36 730
	Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej	1000 m ³		3 673	7 345	11 018	14 690	18 363	22 035	25 708	29 380	33 053	36 725	36 725
	Ilość energii cieplnej – woda 90°C	KWh		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	Moduł silnika – koszty													
	Nakłady inwestycyjne	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Amortyzacja nakładów inwestycyjnych	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Koszty remontów	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Obsługa	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Suma	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.	Moduł wzbogacania gazu – koszty													
	Nakłady inwestycyjne	PLN	2 000 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	1 000 000
	Amortyzacja nakładów inwestycyjnych na 10 lat	PLN	1 000 000	66 667	66 667	66 667	66 667	66 667	66 667	66 667	66 667	66 667	66 667	666 670
	Amortyzacja nakładów inwestycyjnych na 15 lat	PLN	1 000 000	55 088	55 088	55 088	55 088	55 088	55 088	55 088	55 088	55 088	55 088	550 880
	Energia elektryczna	PLN	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	100 000
	Koszty remontów	PLN	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	120 000
	Obsługa	PLN	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	2 437 540
Suma Kosztów 3+ 4			243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	2 437 540	
6.	Produkty końcowe – koszty przerobu													
	wyprodukowany gaz	PLN	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	243 754	2 437 540
	wyprodukowana energia elektryczna	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
energia cieplna – woda 90°C	PLN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7.	Produkty końcowe – koszty przerobu jednostkowe													
	wyprodukowany gaz	PLN/1000 m ³	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	66,37	Srednia 66,37
	wyprodukowana energia elektryczna	PLN/KWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	energia cieplna – woda 90°C	PLN/KWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

TABELA 3. Średni koszt przerobu gazu dla produktów końcowych – wariant z silnikiem gazowym

TABLE 3. Average cost of gas processing for terminals products: allow for the gas engine

Produkty końcowe – koszty przerobu jednostkowe	Jednostka	Koszt
Wyprodukowany gaz	PLN/1000 m ³	47,36
Wyprodukowana energia elektryczna	PLN/KWh	0,07
Energia cieplna – woda 90/70°C	PLN/KWh	0,00

TABELA 4. Średni koszt przerobu gazu dla produktów końcowych – wariant bez silnika gazowego

TABLE 4. Average cost of gas processing for terminals products: without the gas engine

Produkty końcowe – koszty przerobu jednostkowe	Jednostka	Koszt
Wyprodukowany gaz	PLN/1000 m ³	66,37
Wyprodukowana energia elektryczna	PLN/KWh	0,00
Energia cieplna – woda 90°C	PLN/KWh	0,00

TABELA 5. Analiza wrażliwości

TABLE 5. Analysis of sensitivity

Analiza wrażliwości	Jednostka	Scenariusz bazowy	Wzrost cen energii elektrycznej	Spadek wydobycia	Wzrost nakładów inwestycyjnych
		-	20,00%	-20,00%	20,00%
Wariant bez silnika					
– wyprodukowany gaz	PLN/1000 m ³	66,37	69,37	81,42	75,45
Wariant z silnikiem					
– wyprodukowany gaz	PLN/1000 m ³	47,36	47,36	58,34	55,90
– wyprodukowana energia elektryczna	PLN/KWh	0,07	7,00	0,07	0,08
– energia cieplna – woda 90°C	PLN/KWh	0,00	0,00	0,00	0,00

Wartości uzyskane przy spadku wydobycia wskazują na dość dużą wrażliwość kosztu jednostkowego na koszty stałe, które w proponowanym rozwiązaniu stanowią zasadniczą część.

Z przeprowadzonego zarysu analizy ekonomicznej wynikają następujące wnioski:

Proponowane rozwiązanie cechuje duży udział kosztów stałych, głównie amortyzacji nakładów inwestycyjnych. W konsekwencji rentowność przyszłych projektów mocno zależy od stopnia wykorzystania instalacji i wielkości źródła gazu. W takiej sytuacji zalecane jest, aby budowana instalacja była w dużym stopniu skalowalna z możliwością dosto-

sowania do wydajności źródła. Zaleceniem konstrukcyjnym może też być przenośność, mobilność instalacji.

Istotnym elementem do rozważenia jest możliwość dalszego przetwarzania i dystrybucji produktów końcowych. W przypadku lokalizacji w odległych rejonach, wyprodukowany gaz wymaga dalszego przetwarzania na przykład w instalacji skraplania lub w uzasadnionych ekonomicznie przypadkach budowy gazociągu doprowadzającego do głównych sieci dystrybucji.

W odniesieniu do energii elektrycznej, problem podłączenia do sieci dystrybutora jest łatwiejszy do rozwiązania – proponowane rozwiązanie może być wyposażone w odpowiednie urządzenia do podłączenia do sieci. Produkowany nadmiar energii może być wykorzystywany na potrzeby własne, w szczególności do zasilania innych instalacji przetwarzania gazu.

Energia cieplna w postaci ciepłej wody może być wykorzystana do celów własnych oraz sprzedawana na zewnątrz, pod warunkiem lokalizacji bliskich sieci centralnego ogrzewania. Energia cieplna może być wykorzystywana w dodatkowych instalacjach.

Przedstawione rozwiązanie jest korzystnie konkurencyjne w stosunku do nieco innych rozwiązań przyjętych w firmie amerykańskiej (Engelhard Co. 2002). Przy zakładanej takiej samej ilości przerabianego gazu, koszty przerobu kształtują się tam na poziomie 25 USD (75 PLN) za 1000 m³. W proponowanym rozwiązaniu niższy koszt jednostkowy kształtuje się na poziomie 47 PLN/1000 m³.

Praca wykonana częściowo w ramach badań własnych autora w AGH nr 10.10.100 oraz w ramach projektu rozwojowego nr R0902301.

Literatura

- [1] Engelhard Corp., 2002 — Purification of natural gas. <http://www.geogle.atp.gov>
- [2] OLAJOSSY A., 2005 — Nowe możliwości energetycznego wykorzystania gazów o niskiej zawartości metanu. *Polityka Energetyczna*. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, t. 8, z. 1, s. 27–39.
- [3] OLAJOSSY A., 2003 — Method of methane separation from mine gas. *International Coalbed Methane Symposium*. May, Tuscalusa, Alabama, USA.

Andrzej OLAJOSSY

Technical and economic possibilities of enriching natural gas with methane

Abstract

A variety of possibilities of nitrogen-contaminated natural gas utilization are presented in the paper. The PSA technology is recommended for enriching gases with methane. This type of systems is capable of producing saleable gas, e.g. gas of group L_w or gas with high methane content (group E) and extra electrical energy. An outline of a preliminary economic analysis of such an undertaking is presented for the latter case.

KEY WORDS: natural gas, enrichment system, economic analysis