

Dodatkowe not objaśniające do sprawozdania finansowego

1. INFORMACJE O INSTRUMENTACH FINANSOWYCH

KLASYFIKACJA AKTYWÓW DO GRUP INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH		
Rodzaj instrumentu finansowego	Stan na30.06.2005	Stan na31.12.2004
1. Aktywa przeznaczone do obrotu	317 682	232 620
a) Instrumenty pochodne	317 682	232 620
2. Pożyczki udzielone i należności własne	23 132	80 362
a) Pożyczki udzielone	23 132	80 362
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności	996 574	715 444
a) Krótkoterminowe papiery wartościowe	601 355	418 409
b) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN	376 951	226 792
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	18 268	70 243
4. Aktywa dostępne do sprzedaży	2 179	3 098
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	2 179	3 098
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej	0	0
Razem	1 339 567	1 031 524

WYCENA AKTYWÓW ZALICZANYCH DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH							
Rodzaj instrumentu finansowego	sposób wyceny na dzień 30.06.2005	wartość w cenie nabycia	wartość według wyceny bilansowej	stan odpisu aktualizującego na 30.06.2005	zmiana odpisów w trakcie I półrocza 2005 roku*	różnica pomiędzy wartością godziwą a wartością w cenie nabycia odniesiona łącznie na kapitał z aktualizacji wyceny	kwota odniesiona w bieżącym roku na kapitał z aktualizacji wyceny
1. Aktywa przeznaczone do obrotu		0	317 682	0	0	0	0
a) Instrumenty pochodne	wartość godziwa	0	317 682	0	0	0	0
2. Pożyczki udzielone i należności własne		348 658	23 132	325 526	39 780	0	0
a) Pożyczki udzielone	skorygowana cena nabycia	348 658	23 132	325 526	39 780	0	0
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności		996 557	996 574	0	0	0	0
a) Krótkoterminowe papiery wartościowe	wartość godziwa	601 355	601 355	0	0	0	0
b) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN**	wartość godziwa	376 934	376 951	0	0	0	0
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	wartość godziwa	18 268	18 268	0	0	0	0
4. Aktywa dostępne do sprzedaży		43 396	2 179	41 217	-2 575	0	0
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	wartość godziwa	43 396	2 179	41 217	-2 575	0	0
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej		0	0	0	0	0	0
Razem		1 388 611	1 339 567	366 743	37 205	0	0

• * zwiększenia (-); zmniejszenia (+).

• **wraz z naliczonymi odsetkami w wysokości 16 314,32

WYCENA AKTYWÓW ZALICZANYCH DO INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH							
Rodzaj instrumentu finansowego	sposób wyceny na dzień 31.12.2004	wartość w cenie nabycia	wartość według wyceny bilansowej	stan odpisu aktualizującego na 31.12.2004	zmiana odpisów w trakcie 2004 roku	różnica pomiędzy wartością godziwą a wartością w cenie nabycia odniesiona łącznie na kapitał z aktualizacji wyceny	kwota odniesiona w bieżącym roku na kapitał z aktualizacji wyceny
1. Aktywa przeznaczone do obrotu		0	232 620	0	0	0	0
a) Instrumenty pochodne	wartość godziwa	0	232 620	0	0	0	0
2. Pożyczki udzielone i należności własne		366 108	80 362	285 746	-12 195	0	0
a) Pożyczki udzielone	wartość godziwa	366 108	80 362	285 746	-12 195	0	0
3. Aktywa utrzymywane do terminu wymagalności		715 224	715 444	0	0	0	0
a) Krótkoterminowe papiery wartościowe	skorygowana cena nabycia	418 189	418 409	0	0	0	0
b) Krótkoterminowe depozyty walutowe PLN**	wartość godziwa	226 792	226 792	0	0	0	0
c) Krótkoterminowe depozyty walutowe (waluty obce)	wartość godziwa	70 243	70 243	0	0	0	0
4. Aktywa dostępne do sprzedaży		43 396	3 098	40 298	-59	0	0
a) Udziały i akcje w pozostałych jednostkach	wartość godziwa	43 396	3 098	40 298	-59	0	0
5. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej dodatniej		0	0	0	0	0	0
Razem		1 124 728	1 031 524	326 044	-12 254	0	0

* Zwiększenia (-); zmniejszenia (+).

**Wraz z naliczonymi odsetkami w wysokości 71 500,18

ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE WG TYTUŁÓW			
Rodzaj zobowiązania	Stan na 30.06.2005	w tym kwota wyceny odniesiona na kapitał z aktualizacji	w tym kwota wyceny odniesiona w ciężar wyniku finansowego
	kwota		
1. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu	123 748	0	114 445
a) Instrumenty pochodne	123 748	0	114 445
2. Pozostałe zobowiązania finansowe	3 656 249	0	(68 210)
a) Kredyty i pożyczki	3 620 807	0	(69 516)
b) Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	35 442	0	1 306
c) -	0	0	0
3. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej ujemnej	0	0	0
Razem	3 779 997	0	46 235

* Zwiększenia (-) w koszty; zmniejszenia (+) w przychody.

ZOBOWIĄZANIA FINANSOWE WG TYTUŁÓW			
Rodzaj zobowiązania	Stan na 31.12.2004	w tym kwota wyceny odniesiona na kapitał z aktualizacji	w tym kwota wyceny odniesiona w ciężar wyniku finansowego
	kwota		
1. Zobowiązania finansowe przeznaczone do obrotu	238 193	0	(149 157)
a) Instrumenty pochodne	238 193	0	(149 157)
2. Pozostałe zobowiązania finansowe	4 270 199	0	563 786
a) Kredyty i pożyczki	4 231 784	0	564 424
b) Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	38 415	0	(638)
3. Instrumenty zabezpieczające o wartości godziwej ujemnej	0	0	0
Razem	4 508 392	0	414 629

* Zwiększenia (-) w koszty; zmniejszenia (+) w przychody.

POCHODNE INSTRUMENTY FINANSOWE

Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Spółka prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kursowe,
- ryzyko stóp procentowych,
- ryzyko towarowe,
- ryzyko kredytowe.

Firma zarządza swoją ekspozycją na poszczególne rodzaje ryzyka, dążąc do jego redukcji do akceptowalnych poziomów. W tym celu zawierane są m.in. transakcje zabezpieczające z wykorzystaniem instrumentów pochodnych.

Ryzyko walutowe

Zadłużenie długoterminowe Spółki zaciągnięte zostało w walutach obcych: USD oraz EURO. Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy gazu są denominowane w walutach obcych USD i EURO.

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym w obcych walutach spłatach rat kapitałowych, odsetek od kredytów oraz płatnościom za gaz. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje przede wszystkim transakcje forward, opcyjne oraz cross currency swap o terminie realizacji do 5 lat.

Ryzyko cen towarów

Ryzyko cenowe z tytułu zakupu podstawowych towarów, którymi Spółka handluje jest znaczące. Są to ceny oparte o notowania cen produktów ropopochodnych na giełdzie w Amsterdamie. Formuła wyliczenia ceny zakupu gazu jest ujęta w długoterminowym kontrakcie na zakupy gazu od Gazpromu, podmiotu handlowego Federacji Rosyjskiej, w którym krótkookresowa zmienność cen jest ograniczona poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy.

Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych Spółki jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Spółki. Spółka stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się dobrą zdolnością kredytową. Dzięki temu Spółka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

W roku 2001 roku Spółka zastosowała zasady zgodne z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF 39) oraz z przepisami obowiązującymi od 2002 roku tj. Ustawą o rachunkowości oraz Rozporządzeniem Ministra Finansów w sprawie instrumentów finansowych. Przepisy te wymagają, by jednostka gospodarcza wykazywała wszystkie instrumenty pochodne w wartości godziwej.

Jeśli instrument pochodny jest instrumentem zabezpieczającym, wówczas, w zależności od charakteru zabezpieczenia, zmiany w wartości godziwej zostają albo skompensowane zmianami wartości godziwej aktywów lub zobowiązań, albo ujmowane jako osobny składnik kapitałów własnych, dopóki zabezpieczona pozycja nie zostanie ujęta w przychodach.

Nieefektywna część zmiany wartości godziwej instrumentu pochodnego zostaje natychmiast ujęta w rachunku zysków i strat.

Spółka w I półroczu 2005 roku nie stosowała zasad rachunkowości zabezpieczeń. Dlatego też zmiany w wartości godziwej zabezpieczanych instrumentów finansowych oraz instrumentów zabezpieczających zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za dany okres obrotowy.

Zabezpieczenie wartości godziwej oraz przepływów środków pieniężnych

Na dzień 30 czerwca 2005 roku Spółka była stroną transakcji zamiany stóp procentowych w odniesieniu do kredytów udzielonych przez: ABN Amro konsorcjum (teoretyczna kwota 180.000,0 tysięcy EUR). W ramach powyższej umowy kredytowej odsetki zmienne oparte o Euribor, zostały zastąpione odsetkami stałymi w PLN. Poza tym była stroną transakcji zamiany stóp procentowych, która była zawarta w odniesieniu do pożyczki od PGNiG Finance B.V. Pożyczka została spłacona w dniu 6 kwietnia 2005 roku, transakcja wymiany stóp procentowych istnieje nadal. W ramach tej transakcji przez połowę okresu trwania zobowiązania odsetki od pożyczki liczone wg stałej stopy w EUR zostały zastąpione odsetkami wg stałej stopy w PLN, a przez pozostałą część zostały zastąpione w 50% przez odsetki wg zmiennej stopy PLN i w 50% wg stałej stopy PLN.

Na dzień 30 czerwca 2005 roku Spółka była stroną transakcji zabezpieczających kurs walutowy, typu cross currency swapy, zabezpieczających spłaty rat kapitałowych zobowiązań kredytowych.

Poziom zabezpieczenia kredytów na dzień 30 czerwca 2005 roku:

- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez ABN Amro Bank – zabezpieczono w całości przypadające do spłaty raty kapitałowe.
- kredyt udzielony przez CSFB – zabezpieczono w całości przypadające do spłaty raty kapitałowe.
- kredyt konsorcjalny zorganizowany przez SMBC Europe Ltd. – zabezpieczono 275 mln EUR kapitału zobowiązania kredytowego.

Poniższa nota prezentuje wycenę pochodnych instrumentów finansowych.

WYCENA POCHODNYCH INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH												
Instrument zabezpieczany	Wartość instrumentu zabezpieczanego	Waluta instrumentu zabezpieczanego	Typ zabezpieczenia	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wykupu zabezpieczenia	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Waluta zabezpieczenia	Zabezpieczane ryzyko	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (negatywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (negatywna)
									Stan na 30.06.2005		Stan na 31.12.2004	
ABN konsorcjalny 18 mln EUR	18 000	EUR	Currency Swap with Final Exchange Option	30.11.2000	22.08.2005	3,8950	EUR	ryzyko kursowe	2 484	0	3 312	0
ABN konsorcjalny 18 mln EUR	18 000	EUR	Currency Swap with Final Exchange Option	01.12.2000	22.02.2005	3,8950	EUR	ryzyko kursowe	0	0	3 186	0
CSFB 100 mln I transza USD	100 000	USD	Currency Swap	20.06.2001	22.06.2006	4,0150	USD	ryzyko kursowe	0	23 599	0	51 648
CSFB 100 mln II transza USD	100 000	USD	Currency Swap	04.09.2001	06.09.2006	4,2820	USD	ryzyko kursowe	0	41 006	0	76 081
ABN konsorcjalny 90 mln EUR	90 000	EUR	Cross Currency Swap	05.10.2000	2003 - 2006	3,9900	EUR	ryzyko kursowe i stopy procentowej	0	2 196	0	7 646
ABN euroobligacje EUR	120 000	EUR	Currency Swap	23.10.2001	30.10.2006	3,8750	EUR	ryzyko kursowe i stopy procentowej	303 164	0	220 005	0
ABN euroobligacje 25 mln EUR	25 000	EUR	Principal Only Cross Currency Swap	19.12.2002	26.10.2006	3,9750	EUR	ryzyko kursowe	2 346	0	2 742	0
ABN euroobligacje 25 mln EUR	25 000	EUR	Cross Currency Swap	13.12.2002	26.10.2006	3,9970	EUR	ryzyko kursowe	2 960	0	3 375	0
Societe Generale 25 mln EUR	25 000	USD	Currency Swap	07.09.2004	26.10.2006	4,3870	EUR	ryzyko kursowe	0	7 951	0	7 707
Societe Generale 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	18.11.2004	26.10.2006	4,2499	EUR	ryzyko kursowe	0	5 058	0	4 627
SMBC 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	16.09.2004	26.10.2006	4,3475	EUR	ryzyko kursowe	0	6 971	0	6 730
SMBC 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	13.10.2004	26.10.2006	4,3000	EUR	ryzyko kursowe	0	6 190	0	6 071
SMBC 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	20.12.2004	26.10.2006	4,1175	EUR	ryzyko kursowe	0	1 998	0	1 303
Deutsche Bank Polska 25 mln EUR	25 000	EUR	Swap	09.04.2003	26.10.2006	4,2890	EUR	ryzyko kursowe	0	5 126	0	4 774
Deutsche Bank Polska 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	14.07.2004	26.10.2006	4,4450	EUR	ryzyko kursowe	0	10 097	0	9 834
City Bank 25 mln EUR	25 000	EUR	Currency Swap	14.07.2004	26.10.2006	4,4750	EUR	ryzyko kursowe	0	9 355	0	9 095
City Bank 25 mln EUR	25 000	EUR	Swap	11.04.2003	26.10.2006	4,2525	EUR	ryzyko kursowe	0	4 201	0	3 845
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	13.04.2005	22.08.2005	3,3100	USD	ryzyko kursowe	769	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	04.05.2005	20.09.2005	3,4300	USD	ryzyko kursowe	239	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	05.05.2005	11.07.2005	3,3300	USD	ryzyko kursowe	309	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	09.05.2005	12.09.2005	3,3700	USD	ryzyko kursowe	534	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	23.05.2005	20.10.2005	3,5000	USD	ryzyko kursowe	-89	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	13.04.2005	20.09.2005	3,3200	USD	ryzyko kursowe	832	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	28.04.2005	22.08.2005	3,3450	USD	ryzyko kursowe	55	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	04.05.2005	20.07.2005	3,4100	USD	ryzyko kursowe	126	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	05.05.2005	20.09.2005	3,3800	USD	ryzyko kursowe	517	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	19.05.2005	12.09.2005	3,3700	USD	ryzyko kursowe	322	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	28.04.2005	20.07.2005	3,3357	USD	ryzyko kursowe	439	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	04.05.2005	22.08.2005	3,4200	USD	ryzyko kursowe	216	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	19.05.2005	10.08.2005	3,3600	USD	ryzyko kursowe	307	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	23.05.2005	21.11.2005	3,5000	USD	ryzyko kursowe	-42	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	28.04.2005	22.08.2005	3,3418	USD	ryzyko kursowe	596	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	13.04.2005	20.07.2005	3,3000	USD	ryzyko kursowe	632	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	28.04.2005	20.07.2005	3,3357	USD	ryzyko kursowe	67	0	0	0
zobowiązania za gaz	10 000	USD	Collar	05.05.2005	10.08.2005	3,3100	USD	ryzyko kursowe	692	0	0	0
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	19.05.2005	11.07.2005	3,3500	USD	ryzyko kursowe	195	0	0	0
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	24.05.2005	20.12.2005	3,5000	USD	ryzyko kursowe	12	0	0	0

Nota 36.3. (cd.)

WYCENA POCHODNYCH INSTRUMENTÓW FINANSOWYCH												
Instrument zabezpieczany	Wartość instrumentu zabezpieczanego	Waluta instrumentu zabezpieczanego	Typ zabezpieczenia	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wykupu zabezpieczenia	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Waluta zabezpieczenia	Zabezpieczane ryzyko	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (negatywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (pozytywna)	Wycena wartości godziwej instrumentu zabezpieczającego (negatywna)
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	03.11.2004	18.02.2005	3,4168	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	-1
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	05.11.2004	10.03.2005	3,3810	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	-10
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	10.11.2004	21.03.2005	3,3403	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	-23
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Call	30.11.2004	20.01.2005	3,1750	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	-5
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	10.09.2004	10.01.2005	3,5400	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 735
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	14.09.2004	20.01.2005	3,5305	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 661
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	21.09.2004	10.01.2005	3,4670	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 370
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	04.10.2004	20.01.2005	3,4712	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 366
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	06.10.2004	10.02.2005	3,4590	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 262
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	11.10.2004	10.02.2005	3,4150	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 071
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	11.10.2004	10.02.2005	3,4205	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 044
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	02.11.2004	18.02.2005	3,3320	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 622
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	03.11.2004	18.02.2005	3,3095	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 513
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	04.11.2004	10.03.2005	3,2805	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 355
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	05.11.2004	10.03.2005	3,2790	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 348
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	08.11.2004	21.03.2005	3,2285	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 112
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	09.11.2004	21.03.2005	3,2390	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 159
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	10.11.2004	20.01.2005	3,2350	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 190
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	10.11.2004	18.02.2005	3,2170	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 072
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	15.11.2004	20.01.2005	3,2405	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 217
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	15.11.2004	21.03.2005	3,2250	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 097
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	16.11.2004	20.01.2005	3,2280	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 155
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	16.11.2004	18.02.2005	3,2235	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 102
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	17.11.2004	10.01.2005	3,2300	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 186
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	17.11.2004	10.02.2005	3,2225	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	1 103
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	19.11.2004	21.03.2005	3,2005	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	987
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	19.11.2004	18.02.2005	3,1915	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	955
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	22.11.2004	10.03.2005	3,1760	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	881
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	22.11.2004	21.03.2005	3,1700	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	855
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	23.11.2004	20.01.2005	3,1725	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	882
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	24.11.2004	18.02.2005	3,1435	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	739
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	24.11.2004	21.03.2005	3,1279	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	678
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	25.11.2004	20.01.2005	3,1325	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	691
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	25.11.2004	10.02.2005	3,1320	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	688
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	26.11.2004	10.01.2005	3,1430	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	752
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	30.11.2004	10.03.2005	3,0940	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	536
zobowiązania za gaz	5 000	USD	Collar	17.12.2004	18.02.2005	3,0325	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	305
zobowiązania za gaz	5 000	USD	FX forward	13.09.2004	10.01.2005	3,6462	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	3 256
zobowiązania za gaz	5 000	USD	FX forward	21.09.2004	20.01.2005	3,5845	USD	ryzyko kursowe	0	0	0	2 926
Razem									317 682	123 748	232 620	238 193

2. INFORMACJE O ZOBOWIĄZANIACH POZABILANSOWYCH, W TYM RÓWNIEŻ UDZIELONE PRZEZ JEDNOSTKĘ GWARANCJE I PORĘCZENIA, TAKŻE WEKSŁOWE

Na dzień 30 czerwca 2005 roku wartość zobowiązań pozabilansowych wyniosła 830.297,3 tysięcy złotych, z czego najistotniejszą wartość stanowiły udzielone gwarancje i poręczenia na kwotę 389.684,8 tysięcy złotych. Ponadto zobowiązania z tytułu wystawionych weksli wyniosły 251.593,1 tysięcy złotych a zobowiązania z tytułu podpisanych umów leasingu operacyjnego 234,4 tysięcy złotych.

Suma zobowiązań warunkowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji na dzień 30 czerwca 2005 roku wynosi 389.684,8 tysięcy złotych co stanowi 2,7 % wartości aktywów. W roku ubiegłym suma zobowiązań wynosiła 6.192.756,6 tysięcy złotych co stanowiło 42,5 % wartości aktywów.

Suma zobowiązań z tytułu wystawionych weksli na dzień 30 czerwca 2005 roku wynosi 251.593,1 tysięcy złotych.

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zadecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania ZZGNiG odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. ZZGNiG utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 4.619,4 tysięcy złotych, natomiast gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. Zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – I półrocze 2005. Ewentualne zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 30 czerwca 2005 roku 57.377,0 tysięcy złotych.

Roszczenia dotyczące nieruchomości

Ponad to wobec PGNiG S.A. zgłaszane są roszczenia właścicieli nieruchomości gruntowych:

- przez które mają przebiegać planowane gazociągi,
- przez które przebiegają wybudowane już gazociągi i urządzenia gazownicze.

Ze względu na fakt, że roszczenia dotyczące nieruchomości wynikają z żądań właścicieli, którzy często swoje roszczenia zgłaszają bezpodstawnie, (co jest potwierdzone w orzeczeniach rzeczoznawców), nie jest możliwe oszacowanie wielkości ewentualnego zobowiązania.

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU UDZIELONYCH PORĘCZEŃ I GWARANCJI								
Kredytobiorca	Waluta zobowiązania warunkowego	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego w walucie	Wysokość udzielonego zobowiązania warunkowego* w PLN	Data udzielenia zobowiązania warunkowego	Data wygaśnięcia zobowiązania	Zobowiązanie warunkowe ważne do	Bank lub inna instytucja, której udzielamy zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
System Gazociągów Tranzytowych "EuRoPol Gaz" S.A.	PLN	56 000	56 000	10.08.1996	30.09.2009	30.09.2012	Bank Gdański S.A.	poręczenie kredytu
PGNiG S.A. Oddział w Pakistanie	USD	2 316	7 750	20.11.2000	31.12.2005	31.12.2005	Directorate General of Petroleum Concession w Pakistanie	gwarancja bankowa
Sąd Najwyższy w Pakistanie	USD	1 122	3 755	08.07.2004	30.01.2008	30.01.2008	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	USD	48 143	161 090	17.12.2004	08.02.2006	08.02.2006	Bank Handlowy w Warszawie S.A.	gwarancja bankowa
Gazexport Ltd.	USD	48 143	161 090	17.12.2004	08.02.2006	08.02.2006	BNP Paribas (Suisse) S.A.	gwarancja bankowa
Razem			389 685					

*Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 30.06.2005 (EUR/PLN 4,0401; USD/PLN 3,3461)

ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE Z TYTUŁU WYSTAWIONYCH WEKSLI				
Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
PBK S.A. Filia Olecko*	EUR	2 342	9 463	25.10.2005
PKO S.A. Oddział w Sanoku	PLN	41 500	41 500	25.12.2005
PBK S.A. Oddz. W Elku Filia w Olecku	PLN	135 885	135 885	25.10.2007
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	32 791	32 791	30.09.2008
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	11 755	11 755	10.10.2009
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	7 543	7 543	30.09.2010
Grupa Inwestycyjna NYWIG S.A.	PLN	3 404	3 404	31.10.2011
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	6 852	6 852	21.12.2006
Towarzystwo Finansowo-Leasingowe S.A.	PLN	2 400	2 400	15.12.2007
Razem			251 593	

*Przeliczone po kursie NBP z dnia 30.06.2005 (EUR/PLN 4,0401)

3. ZOBOWIAZANIA WOBEC BUDŻETU PAŃSTWA LUB JEDNOSTEK SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO Z TYTUŁU UZYSKANIA PRAW WŁASNOŚCI BUDYNKÓW I BUDOWLI

	Stan na30.06.2005	Stan na31.12.2004
Budżet Państwa	0,00	0,00
Jednostki samorządu terytorialnego	0,00	0,00
Razem	0,00	0,00

4. INFORMACJA O DZIAŁALNOŚCI ZANIECHANIEJ LUB PRZEWIDZIANEJ DO ZANIECHANIA

Dostosowując się do ustawodawstwa Unii Europejskiej, PGNiG S.A. zaprzestanie prowadzenia działalności w zakresie przesyłu gazu gazociągami wysokiego ciśnienia. Zgodnie z postanowieniami Rządowego Programu Restrukturyzacji i Prywatyzacji PGNiG działalność tą przejmie będąca obecnie pod bezpośrednią kontrolą Skarbu Państwa spółka OGP Gaz System Sp. z o.o.

W pierwszym półroczu 2005 roku na wyłączanej działalności (z tytułu opłat taryfowych za przesył gazu) PGNiG S.A. zrealizowało przychody w kwocie 842 miliony złotych, w roku ubiegłym 1.562 miliony złotych (**1**).

Koszty operacyjne związane z działalnością przesyłową w pierwszym półroczu 2005 (zarówno bezpośrednio, jak i zaalokowane na podstawie kluczy koszty pośrednie) wyniosły natomiast 565 miliony złotych, w roku ubiegłym 1.092 miliony złotych.

Należy jednak zaznaczyć, iż zakresem świadczonych usług przesyłowych, których wynagrodzenie stanowią powyższe opłaty objęte było również magazynowanie gazu. W związku z pozostawieniem infrastruktury i działalności magazynowej w ramach PGNiG S.A. nastąpi natomiast wyodrębnienie tej działalności (ustalenie dla niej odrębnych opłat).

Zaprezentowane przychody z tytułu opłat przesyłowych stanowiły również pokrycie kosztów zakupu usług transportu gazu na terenie Polski systemem tranzytowym SGT EuRoPol Gaz (gazociągiem jamalskim). Nabywcą tej usługi pozostanie nadal PGNiG S.A.

W efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, PGNiG S.A. utraci przychody z tej działalności, natomiast koszty alokowane dotychczas do tej działalności jedynie w części przejdą na spółkę OGP Gaz System Sp. z o.o.

Szacuje się, że spośród kosztów alokowanych do działalności przesyłowej pierwszym półroczu 2005 kategorii będące przedmiotem przeniesienia (bez amortyzacji) wynoszą ok. 264 miliony złotych, w roku ubiegłym ok. 556 miliony złotych **(2)**.

Odrębną pozycję stanowi amortyzacja od systemu przesyłowego (bez amortyzacji od infrastruktury magazynowej). Jej wartość pierwszym półroczu 2005 wyniosła 110 milionów złotych, w roku ubiegłym 219 miliony złotych **(3)**. Zgodnie z przepisami ustawy o rachunkowości w zakresie kwalifikowania umów leasingu, pomimo, że PGNiG S.A. pozostanie formalnym właścicielem większości składników systemu przesyłowego i będzie podatkowo rozliczał naliczane od nich odpisy amortyzacyjne, ich wartość oraz amortyzacja będą wykazywane w sprawozdaniach finansowych OGP Gaz System Sp. z o.o., która to spółka będzie te składniki użytkowała na podstawie umowy leasingu. Z formalnego punktu widzenia, w efekcie wydzielenia działalności przesyłowej, prezentowane w sprawozdaniach finansowych koszty PGNiG S.A. ulegną zatem obniżeniu również o wartość amortyzacji od majątku przesyłowego.

Ubytek przychodów związany z wydzieleniem działalności przesyłowej zostanie również zniwelowany przychodami z tytułu umowy leasingu większości składników systemu przesyłowego, których właścicielem pozostanie (do końca okresu leasingu) PGNiG. Przy aktualnych uwarunkowaniach dotyczących stóp procentowych, wartość rat leasingowych dla pierwszego roku obowiązywania umowy leasingu wynosi 578 miliony złotych, dla pierwszego półrocza obowiązywania umowy 272 miliony złotych **(4)**.

Bazując na danych historycznych z wykonania pierwszego półrocza 2005, szacunkowa kalkulacja skutków wydzielenia działalności przesyłowej przedstawia się następująco.

Lp.	Tytuł	Za okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2005 w mln zł	Za okres od 1 stycznia do 30 grudnia 2004 w mln zł
1)	Utracone przychody z opłat przesyłowych	-842	-1 562
2)	Szacowane zmniejszenie kosztów działalności operacyjnej (z wyłączeniem amortyzacji)	264	556
	Wynik I	-578	-1 006
3)	Księgowe obniżenie amortyzacji	110	219
	Wynik II	-468	-787
4)	Wartość przychodu z tytułu rat leasingowych (dla 1-go roku działalności)	272	578
	Wynik III	-196	-209

Należy zaznaczyć, że powyższa kalkulacja nie uwzględnia dodatkowych przychodów, które PGNiG S.A. winien docelowo uzyskać na pokrycie, wynagradzanych do tej pory przychodami z opłat przesyłowych, kosztów magazynowania oraz zakupu usług przesyłowych system tranzytowym SGT EuRoPol Gaz. Wartość tych kosztów w pierwszym półroczu 2005 wyniosła 150 milionów złotych, 249 milionów złotych w roku 2004.

5. KOSZT WYTWORZENIA

	Stan na30.06.2005	Stan na30.06.2004
Koszt wytworzenia środków trwałych w budowie na własne potrzeby	21 293	25 858
Koszt wytworzenia środków trwałych na własne potrzeby	12	0
Koszt wytworzenia innych produktów na własne potrzeby	1 783	676
Razem koszt wytworzenia produktów na własne potrzeby jednostki	23 088	26 534

6. PONIESIONE ORAZ PLANOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE

PONIESIONE ORAZ PLANOWANE NAKŁADY INWESTYCYJNE	Poniesione nakłady w bieżącym okresie	Planowane nakłady w ciągu 12 miesięcy od dnia bilansowego
Nakłady ogółem, w tym na:	246 217	419 961
Niefinansowe aktywa trwałe	245 784	418 924
Pozostałe	0	0
Ochrona środowiska naturalnego	433	1 037

7. INFORMACJE O TRANSAKCYJACH SPÓŁKI Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE JEDNOSTEK POWIĄZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 30.06.2005)	Siedziba	Sprzedaż (netto)	Zakupy (netto)	Dywidendy i udziały w zyskach	Odsetki do otrzymania	Odsetki do zapłacenia
Suma jednostki powiązane		2 767 016	375 578	1 031	14 831	221 349
Spółki konsolidowane metodą pełną		2 753 066	255 412	368	3 297	221 331
Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	Kraków	6	26 683	0	0	0
Geofizyka Toruń Sp. z o.o.	Toruń	1	22 991	0	0	0
PNiG Jasło Sp. z o.o.	Jasło	187	33 043	0	0	0
PNiG Kraków Sp. z o.o.	Kraków	273	21 113	0	287	0
PNiG NAFTASp. z o.o.	Piła	151	52 122	0	0	0
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Wrocław	312 414	932	0	1 542	0
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	456 105	722	0	0	0
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Tarnów	614 269	5 088	0	0	0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Warszawa	590 250	3 821	0	0	0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Gdańsk	294 185	1 587	0	0	0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Poznań	483 943	595	0	1 065	0
BUG GAZOBUDOWA Sp. z o.o.	Zabrze	12	40 481	0	174	0
BN NAFTOMONTAŻ Krosno Sp. z o.o.	Krosno	21	12 937	0	229	0
ZUN NAFTOMET Sp. z o.o.	Krosno	4	7 089	0	0	0
PN DIAMENT Sp. z o.o.	Zielona Góra	412	9 752	368	0	0
Gazoprojekt S.A.	Wrocław	3	3 272	0	0	0
PGNiG Finance B.V. (Holandia)	Amsterdam	0	0	0	0	221 331
Geovita Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	7	0	0	0	0
PGNiG-Przesył Sp. z o.o. (obecne OGP Gaz-System Sp. z o.o.)	Warszawa	823	13 077	0	0	0
Spółki konsol. metodą pełną (spółki Naftomontażu Krosno Sp. z o.o.)		0	107	0	0	0
Naft-Trans Sp. z o.o.	Krosno	0	107	0	0	0
Naft-Stal Sp. z o.o.	Krosno	0	0	0	0	0
Spółki konsolidowane metodą praw własności		13 196	77 315	0	10 733	0
EuRoPol Gaz S.A.	Warszawa	13 196	69 020	0	10 733	0
Gas-Trading S.A.	Warszawa	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	Warszawa	0	8 295	0	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane		754	41 704	663	801	18
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o.w Pogórskiej Woli	Pogórska Wola	393	4 025	0	18	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	198	3 541	0	0	0
PTG GAZOTECH Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0
Turgaz Sp. z o.o.	Zielona Góra	46	42	0	0	0
NYSAGAZ Sp. z o.o.	Zgorzelec	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o. w Warszawie S.A.	Warszawa	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o.w Poznaniu	Poznań	1	5 385	0	0	0
ZRUG w Toruniu S.A.	Toruń	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o.w Zabrze	Zabrze	0	125	0	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp.z o.o.) (Oman)	Muskat	0	0	0	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Polskie Elektrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	Warszawa	0	0	0	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A.	Wołomin	116	1 705	0	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	0	0	663	0	0
"DEWON" S.A. (Ukraina)	Kijów	0	0	0	783	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	Jaworzno	0	0	0	0	0
Izostal S.A.	Zawadzkie	0	4 489	0	0	0
GAZTALSA	Zielona Góra	0	22 392	0	0	18
MED. - FROZ S.A.	Zielona Góra	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o.w likwidacji	Terespol	0	0	0	0	0
GRESPOL - 7 Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych		0	1 147	0	0	0
PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	0	0	0	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o. Wołomin	Wołomin	0	0	0	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o. Szczecin	Szczecin	0	0	0	0	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH Schwarmsted	Schwarmsted	0	0	0	0	0
ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Katowice	0	0	0	0	0
EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Bratysława	0	0	0	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	Kraków	0	1 147	0	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	Poznań	0	0	0	0	0
NAFTEK Sp. z o.o. Krosno	Krosno	0	0	0	0	0
Oil Tech International F.Z.E. Ajman	Ząbki	0	0	0	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0

Ząbki							
-------	--	--	--	--	--	--	--

Nota 38.

DANE LICZBOWE DOTYCZĄCE JEDNOSTEK POWIĄZANYCH (DANE ZA ROK ZAKOŃCZONY 30.06.2005) C.D.	Siedziba	Należności brutto	Należności netto	Zobowiązania	Pożyczki udzielone brutto	Pożyczki udzielone netto	Pożyczki otrzymane
Suma jednostki powiązane		226 820	165 468	152 505	348 659	23 132	0
Spółki konsolidowane metodą pełną		168 640	149 363	81 337	57 213	23 132	0
Geofizyka Kraków Sp. zo.o.	Kraków	2	2	8 944	0	0	0
Geofizyka ToruńSp. z o.o.	Toruń	0	0	6 132	0	0	0
PNiG JasłoSp. z o.o.	Jasło	26	26	10 858	0	0	0
PNiG KrakówSp. z o.o.	Kraków	288	139	6 460	15 061	0	0
PNiG NAFTASp. z o.o.	Piła	0	0	13 885	0	0	0
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Wrocław	17 198	17 198	1 221	23 044	23 043	0
Górnśląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Zabrze	28 397	28 397	1 306	0	0	0
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Tarnów	33 110	33 110	2 010	0	0	0
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Warszawa	29 165	29 165	1 807	0	0	0
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Gdańsk	15 112	15 112	1 642	0	0	0
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. zo.o.	Poznań	25 742	25 742	1 284	0	0	0
BUG GAZOBUDOWASp. z o.o.	Zabrze	5 225	97	13 092	0	0	0
BN NAFTOMONTAZKrosnoSp. z o.o.	Krosno	14 002	2	3 553	19 108	89	0
ZUN NAFTOMETSp. z o.o.	Krosno	0	0	2 025	0	0	0
PN DIAMENTSp. z o.o.	Zielona Góra	317	317	3 448	0	0	0
GazoprojektS.A.	Wrocław	2	2	1 292	0	0	0
PGNiG Finance B.V. (Holandia)	Amsterdam	0	0	2 015	0	0	0
Geovita Sp. z o.o. Warszawa	Warszawa	54	54	357	0	0	0
PGNiG-Prześl Sp. zo.o. Warszawa (obecne OGP Gaz-System Sp. z o.o.)	Warszawa	0	0	0	0	0	0
Spółki konsol. metodą pełną (spółki Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.)		0	0	6	0	0	0
Naft-Trans Sp. z o.o.	Krosno	0	0	6	0	0	0
Naft-Stal Sp. z o.o.	Krosno	0	0	0	0	0	0
Spółki konsolidowane metodą praw własności		2 891	2 891	54 714	277 139	0	0
EuRoPol Gaz S.A.	Warszawa	2 891	2 891	53 383	277 139	0	0
Gas-Trading S.A.	Warszawa	0	0	0	0	0	0
INVESTGAS S.A.	Warszawa	0	0	1 331	0	0	0
Pozostałe jednostki powiązane nie konsolidowane		55 289	13 214	16 258	14 307	0	0
Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o.w Pogórskiej Woli	Pogórska Wola	726	184	1 233	0	0	0
BUD-GAZ Sp. z o.o.	Warszawa	250	250	1 139	0	0	0
PTG GAZOTECH Sp. z o.o. Warszawa	Zielona Góra	2 080	0	2 080	0	0	0
PP-UiH Turgaz Sp. z o.o.	Zgorzelec	136	136	3	0	0	0
NYSAGAZ Sp. zo.o. Zgorzelec	Warszawa	0	0	0	0	0	0
ZRUG Warszawa S.A.	Poznań	69	0	0	0	0	0
ZRUG Sp. z o.o.w Poznaniu	Toruń	0	0	2 400	0	0	0
ZRUG Toruń S.A.	Zabrze	0	0	0	0	0	0
ZRUG Zabrze Sp. z o.o.	Muskat	11	11	0	0	0	0
Sahara Petroleum Technology Llc (Sp.z o.o.)	Warszawa	0	0	0	0	0	0
GAZTEC Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0	0
Polskie Elekrownie Gazowe Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0	0
PFK Gaskon S.A.	Warszawa	12 494	12 494	0	0	0	0
BG GAZOMONTAŻ S.A. Wołomin	Wołomin	139	139	45	0	0	0
ZWUG Intergaz Sp. z o.o.	Tarnowskie Góry	0	0	0	0	0	0
"DEWON" S.A. Kijów	Kijów	0	0	0	14 307	0	0
Huta Szkła SZCZAKOWA S.A. w upadłości	Jaworzno	39 045	0	0	0	0	0
Izostal S.A.	Zawadzkie	339	0	0	0	0	0
GAZSTALSA	Zielona Góra	0	0	9 358	0	0	0
MED. - FROZ S.A.	Zielona Góra	0	0	0	0	0	0
WOC TE-MA Sp. z o.o.w likwidacji	Terespol	0	0	0	0	0	0
GRESPOL - 7 Sp. z o.o.	Warszawa	0	0	0	0	0	0
Jednostki zależne i stowarzyszone od jednostek zależnych		0	0	196	0	0	0
PolGazTelekom S.A. Warszawa	Warszawa	0	0	0	0	0	0
Gas-Trading Podkarpacie Sp. z o.o. Dębica	Dębica	0	0	0	0	0	0
Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. Piła	Piła	0	0	0	0	0	0
PBU Petromin Sp. z o.o. Wołomin	Wołomin	0	0	0	0	0	0
GEOTERMIA Sp. z o.o. Szczecin	Szczecin	0	0	0	0	0	0
Geofizyka Toruń GERMANY GmbH Schwarmsted	Grudziąć	0	0	0	0	0	0
ALFA-CENTER Sp. z o.o. Warszawa	Schwarmsted	0	0	0	0	0	0
EUROTUBE Izostal & Partnerzy S.A. Katowice	Warszawa	0	0	0	0	0	0
EUROTUBE Slovakia (Bratysława)	Katowice	0	0	0	0	0	0
Gazobudowa Kraków Sp. z o.o. Kraków	Kraków	0	0	196	0	0	0
Gazobudowa Poznań Sp. z o.o. Poznań	Poznań	0	0	0	0	0	0
NAFTEK Sp. z o.o. Krosno	Krosno	0	0	0	0	0	0
Oil Tech International F.Z.E. Ajman	Ząbki	0	0	0	0	0	0
Mazowiecki Dom Inwestycyjny Sp. z o.o. Ząbki	Warszawa	0	0	0	0	0	0

Z pozostałymi podmiotami powiązanyimi spółka PGNiG S.A. nie przeprowadziła w I półroczu 2005 roku żadnych transakcji

8. WSPÓLNE PRZEDSIĘWZIĘCIA

W I półroczu 2005 roku spółka PGNiG S.A. współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami zagranicznymi: Apache Poland Sp. z o.o., CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., FX Energy Poland Sp. z o.o., Medusa Oil and Gas (Poland) Sp. z o.o. oraz RWE-Dea Polska Oil Sp. z o.o.

Apache Poland

Siedziba Spółki:

02-672 Warszawa, ul. Domaniewska 41,

Umowy o Wspólnych Operacjach:

- na blok 108; 16 listopada 2000 roku

W 2001 roku wykonano 2 odwierty (Chojnice i Tuchola); udział PGNiG S.A. wynosi 15%; z końcem 2001 roku firma Apache wycofała się z działań w obrębie bloku 108; udziały w Umowie przejęła spółka FX Energy. PGNiG S.A. zrezygnowało z objęcia dodatkowych udziałów, zwolnionych przez Apache. W czerwcu 2004 roku FX Energy zgłosiło zamiar rezygnacji z koncesji pomorskich, w tym również bloku 108.

- na blok 255; 29 października 1999 roku

W okresie kilku lat wspólnych prac Apache, FX Energy i PGNiG S.A. wykonano 3 odwierty: Wilga 2, Wilga 3 i Wilga 4; udział PGNiG S.A. wynosi 10%; 1 odwiert pozytywny, prowadzono testy produkcyjne. Zawarto umowę z Gazstalem Sanok na odbiór kondensatu wyprodukowanego podczas testów produkcyjnych. Firma Apache zgłosiła zamiar zbycia swoich udziałów na bloku 255 i prowadziła negocjacje z ewentualnymi nabywcami, w tym z PGNiG S.A.

Po fiasku negocjacji, spółka Apache Poland zdecydowała o jej likwidacji i wycofaniu się z działalności w Polsce z dniem 31 stycznia 2005 roku. Swoje 45% udziałów w bloku 255, w tym w złożu gazu Wilga, przekazała nieodpłatnie partnerom we wspólnym przedsięwzięciu – FX Energy Poland Sp. z o.o. i PGNiG S.A., zgodnie z zapisem Umowy o Wspólnych Operacjach, proporcjonalnie do posiadanych przez partnerów udziałów. W ten sposób spółka FX Energy przejęła koncesję na blok 255 i objęła 36,82% dotychczasowych udziałów Apache, a PGNiG S.A. – 8,18% udziałów. Aktualnie FX Energy posiada 81,82% udziałów, a PGNiG S.A. – 18,18% udziałów w bloku 255.

- na blok 412; 29 czerwca 2001 roku

Udział PGNiG S.A. wynosi 10%; wykonano odwiert Jachówka, który okazał się negatywny. Dalszych prac na bloku 412 nie planuje się.

CalEnergy

Siedziba Spółek: CalEnergy Gas (Polska) Sp. z o.o. oraz CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o.:

02-765 Warszawa, Al. Wilanowska 206 m.19

W ramach zawartej dnia 3 sierpnia 2000 roku Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych, pomiędzy PGNiG S.A., Petrobaltic i CalEnergy Gas (Polska), wykonano 3 odwierty poszukiwawcze Borki-1, Borki-1z i Golce-1 z rezultatem negatywnym. Udział PGNiG S.A. wynosi 10%. Aby wypełnić warunki koncesyjne pozostaje do odwiercenia jeszcze jeden otwór poszukiwawczy do 2006 roku.

Na obszarze „Płotki”, w wyniku cesji połowy udziałów FX Energy na rzecz CalEnergy, podjęto w 2003 roku wspólne prace poszukiwawcze z udziałem PGNiG S.A. (51% udziałów), FX Energy (24,5%) i CalEnergy Resources Poland (24,5%), w wyniku których odwiercony został na przełomie lat 2003/2004 otwór Zaniemyśl-3, zakończony odkryciem złoża gazu o szacowanych zasobach geologicznych 1,4 miliardów m³. Trwają prace projektowe i analityczne, mające na celu zagospodarowanie złoża i uruchomienie produkcji pod koniec 2005 roku. Spółka CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. zgłosiła zamiar zwrotnego przekazania spółce FX Energy Poland Sp. z o.o. 24,5% udziałów w obszarze „Płotki”, za wyjątkiem tzw. Poszerzonego Terenu Zaniemyśla (PTZ), obejmującego obszar złoża gazu Zaniemyśl i jego najbliższego sąsiedztwa. Aktualnie trwają negocjacje z PGNiG S.A. oraz FX Energy w sprawie zawarcia nowej umowy operacyjnej dotyczącej PTZ, jak też umowy kupna-sprzedaży gazu ze złoża Zaniemyśl.

EuroGas Polska

Siedziba:

Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością – 01-687 Warszawa, Lektykarska 18,

oraz 43-200 Pszczyna, ul. Górnośląska 3

Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością

Spółka matka – spółka akcyjna w stanie Utah (USA)

Oprócz poszukiwań (oraz wydobywania) ropy naftowej i gazu ziemnego przedmiot działalności firmy stanowi również uzyskiwanie metanu z pokładów węgla.

Dnia 21 listopada 2000 roku PGNiG S.A. oraz Eurogas zawarły Umowę o Wspólnych Operacjach, obejmującą część obszaru Polskich Karpat Wschodnich. PGNiG S.A. zostało wyznaczone operatorem. Udział PGNiG S.A. wynosi 30%. Rozpoczęto przygotowania do prac sejsmicznych. Projekt prac sejsmicznych został zatwierdzony, natomiast prace nie odbyły się z powodu kłopotów finansowych spółki Eurogas. Na prośbę Spółki Eurogas działalność biura operatorskiego wspólnych operacji została zawieszona do czasu wyjaśnienia sytuacji finansowej spółki. Eurogas uzyskał przedłużenie

etapu poszukiwawczego dla swoich koncesji w Karpatach do końca roku 2004, jednak żadne prace nie zostały dotychczas podjęte. Z informacji uzyskanych w Ministerstwie Środowiska spółka EuroGas wystąpiła z wnioskiem o rezygnację z części koncesji i uzyskała zgodę na przedłużenie terminu ważności na pozostały obszar koncesji do lipca 2006 roku. Żadnych wspólnych prac w I półroczu 2005 roku nie prowadzono.

FX Energy Poland

Siedziba: 00-697 Warszawa, Centrum LIM, Al. Jerozolimskie 65/79.

W Polsce działa jako FX Energy Poland Sp. z o.o.

Spółka matka FX Energy Inc. – spółka akcyjna w stanie Utah (USA)

Obszar „Płotki”

PGNiG S.A. zawarło z FX Energy umowy dotyczące poszukiwań węglowodorów na Monoklinie Przedsudeckiej (11 kwietnia 2000 roku i 12 maja 2000 roku), a w ich następstwie, po dokonaniu odkrycia złoża Klęka, Umowę kupna sprzedaży gazu ziemnego z rejonu Klęki z dnia 19 grudnia 2000 roku. Udział PGNiG S.A. w tych umowach wynosi 51%.

FX Energy zobowiązało się ponieść nakłady w wysokości 16 milionów USD na prace poszukiwawcze jako ekwiwalent kosztów już poniesionych przez PGNiG S.A. w tym rejonie. Do końca 2003 roku FX sfinansowała prace za kwotę ok. 10,7 milionów USD (odwierty: Klęka 11 i Mieszków-1; zdjęcia sejsmiczne Donatowo, Kaleje, Zaniemyśl). Jednak na skutek kłopotów finansowych, spółka nie była w stanie w roku 2002 na bieżąco regulować zobowiązań za prace wykonane przez PGNiG S.A. w ramach wspólnych prac. W wyniku podpisanej 8 stycznia 2003 roku Ugody w sprawie obszaru Płotki pomiędzy PGNiG S.A. oraz FX Energy, ta ostatnia do końca 2003 roku spłaciła wraz z odsetkami zaległe zobowiązania oraz zobowiązała się do odwiercenia dwóch otworów. W jednym z nich - Zaniemyśl-3 (wspólne przedsięwzięcie PGNiG S.A. – 51% udziałów, FX Energy -(24,5% i CalEnergy – 24,5%) zostało odkryte na początku 2004 roku złożo gazu ziemnego, o szacowanych zasobach geologicznych 1,4 miliardów m³. Trwają prace projektowe i analityczne, mające na celu zagospodarowanie złoża i uruchomienie produkcji pod koniec 2005 roku. Drugi otwór – Rusocin-1 - odwiercony na przełomie lat 2004/2005, odkrył złożo gazu o wartości nieekonomicznej do eksploatacji. W I półroczu 2004 roku, w wyniku wspólnych prac PGNiG S.A. i FX Energy, wykonane zostały polowe prace sejsmiczne wraz z przetwarzaniem i interpretacją w rejonie Rusocin – Dolsk za kwotę prawie 1,6 milionów złotych. W I półroczu 2005 roku wykonano zdjęcie sejsmiczne 2D na temacie Mechlin (50,3 km), za kwotę ponad 1,3 mln zł. Kontynuowano też reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych w ramach wcześniej zawartych umów z „Geofizyką” Toruń.

Obszar „Poznań”

W wyniku zawartej w dniu 8 stycznia 2003 roku Umowy o Współpracy na Obszarze Poznań (obszar koncesji, na których do 2002 roku współpracowały z PGNiG firmy Conoco i Ruhrgas), FX zobowiązała się do sfinansowania poszukiwań do kwoty 4 milionów USD, za 49% udziałów we

wspólnym przedsięwzięciu. 1 czerwca 2004 roku została podpisana Umowa o Wspólnych Operacjach na obszarze „Poznań”, w której PGNiG S.A. objęło 51% udziałów, a FX Energy – 49%. W ramach tej Umowy wykonano reprocessing oraz reinterpretacja ok. 2600 kmb profili sejsmicznych oraz odwiercono otwór poszukiwawczy Środa Wlkp.- 4, którym odkryto złożę gazu ziemnego w osadach czerwonego spągowca. Aktualnie trwają testy złożowe, mające na celu określenie parametrów złoża i jego zasoby.

Medusa

Siedziba: 02-013 Warszawa, ul. Lindleya 16.

Obecnie głównym udziałowcem spółki Medusa jest firma RWE-Dea (58%).

Dnia 13 września 2001 roku PGNiG S.A. zawarło umowę dotyczącą wspólnych operacji poszukiwawczych na obszarze bloku 435.

W ramach tej umowy wykonano odwiert Kryg-4, w obrębie koncesji PGNiG S.A.. Udział spółki Medusa w pracach wiertniczych wyniósł 20%. Dalszych prac na tej koncesji nie planuje się. W I półroczu 2005 roku nie były prowadzone żadne wspólne działania PGNiG S.A. z firmą Medusa.

RWE-Dea

Siedziba: w Warszawie

02-013 Warszawa, ul. Lindleya 16

Przedmiot działania firmy stanowi szeroko pojęty przemysł energetyczny.

W Polsce RWE posiada 3 obszary koncesyjne (bloki 256, 269 i 274).

PGNiG S.A. zawarło z RWE umowę opcji. Udziały do 50%.

RWE w latach 2001-2002 wykonało 2 odwierty poszukiwawcze w obrębie Bloku koncesyjnego nr 256 - :Ewelin-1 i Sulbiny Górne-1, z wynikiem negatywnym. Udział PGNiG S.A. – 10%.

RWE-Dea po dokonaniu analiz dotychczasowych wyników prac, podjęła decyzję o rezygnacji z bloków 256 i 276. Aktualnie RWE-Dea przygotowuje dokumentację rozliczającą prace na tych koncesjach, które zostaną złożone do Ministerstwa Środowiska. W I półroczu 2005 roku PGNiG S.A. nie prowadziło wspólnych prac ze spółką RWE-Dea..

SGT EuRoPol Gaz S.A.

Siedziba Spółki: 04-028 Warszawa, Al. Sanów Zjednoczonych 61

Spółka powstała 15 grudnia 1993 roku. Akcjonariuszami EuRoPol Gaz S.A. są: PGNiG S.A. 48%, Gazprom 48%, Gas – Trading S.A. 4%

9. INFORMACJE O PRZECIĘTNYM ZATRUDNIENIU

PRZECIĘTNE ZATRUDNIENIE W OSOBACH	Stan na 30.06.2005	Stan na 31.12.2004
Wydobycie	4 285	4 671
Gazownictwo	2 735	2 554
Jednostki zaplecza	36	30
Razem	7 056	7 255
Pracownicy na stanowiskach robotniczych	3 792	3 877
Pracownicy na stanowiskach nierobotniczych	2 476	2 595
Pracownicy na stanowiskach kierowniczych	788	783
Razem	7 056	7 255

10. ORAZ INFORMACJE O WYNAGRODZENIACH WYPŁACONYCH CZŁONKOM ORGANÓW ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

WYNAGRODZENIA I NAGRODY WYPŁACONE OSOBOM ZARZĄDZAJĄCYM		
Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w I półroczu 2005 roku	Dopłaty do Geolife
Kossowski Marek	152,37	0,00
Foltynowicz Marek	140,35	4,71
Jakiel Mieczysław	132,99	4,71
Kamiński Paweł	131,95	0,00
Krok Franciszek	131,95	0,00
Anysz Jan	157,71	4,60
Staniewski Jerzy	56,02	0,00
Razem	903,34	14,02

WYNAGRODZENIA I NAGRODY WYPŁACONE OSOBOM NADZORUJĄCYM	
Imię i nazwisko	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w I półroczu 2005 roku
Arendarski Andrzej	15,28
Bąkowska Magdalena	15,28
Sukacz Dawid	8,10
Kasprzyk Bogusław	8,10
Kamieński Zbigniew	5,22
Soroka Tadeusz	5,22
Chrobak Kazimierz	10,18
Libera Wiesława	10,18
Niewiarowski Piotr	10,18
Stosur Stanisław	10,18
Zajac Stanisław	10,18
Perek Stanisław	7,29
Speczik Stanisław	5,09
Macioszek Zbigniew	3,09
Razem	123,57

11. INFORMACJE O POŻYCZKACH I ŚWIADCZENIACH O PODOBNYM CHARAKTERZE UDZIELONYCH OSOBOM WCHODZĄCYM W SKŁAD ORGANÓW ZARZĄDZAJĄCYCH I NADZORUJĄCYCH

W roku obrotowym Spółka nie przeprowadziła istotnych transakcji z członkami Zarządu i Organów Nadzorczych oraz ich małżonkami, krewnymi lub powinowatymi w linii prostej do drugiego

stopnia lub związanymi z tytułu opieki, przysposobienia lub kurateli z osobą zarządzającą lub będącą w organach nadzorczych jednostki lub spółkami, w których są znaczącymi udziałowcami (akcjonariuszami lub współnikami). Spółka nie udzieliła też powyższym osobom pożyczek.

12. INFORMACJE O ZNACZĄCYCH ZDARZENIACH DOTYCZĄCYCH LAT UBIEGŁYCH UJĘTYCH W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM ZA I PÓŁROCZE 2005 ROKU

Do dnia sporządzenia sprawozdania finansowego za I półrocze 2005 roku nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały, a powinny być ujęte w księgach rachunkowych okresu sprawozdawczego.

13. INFORMACJE O ZNACZĄCYCH ZDARZENIACH, JAKIE NASTĄPIŁY PO DNIU BILANSOWYM, A NIEUWZGLĘDNIONYCH W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM

Do dnia sporządzenia sprawozdania finansowego za I półrocze 2005 roku nie wystąpiły zdarzenia, które nie zostały, a powinny być ujęte w księgach rachunkowych okresu sprawozdawczego.

14. INFORMACJE O RELACJACH MIĘDZY PRAWNYM POPRZEDNIKIEM A EMITENTEM ORAZ O SPOSOBIE I ZAKRESIE PRZEJĘCIA AKTYWÓW I PASYWÓW

W roku 1996 nastąpiło przekształcenie przedsiębiorstwa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. W wyniku komercjalizacji przedsiębiorstwa państwowego nastąpiła jedynie zmiana formy prawnej – aktywa i pasywa poprzednika zostały przejęte przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna.

Akt komercjalizacji zawarty był w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) i zarejestrowany został w Sądzie Rejonowym dla m.st. Warszawy, Wydział XVI Gospodarczy-Rejestrowy pod numerem RHB 48382.

15. SPRAWOZDANIE FINANSOWE SKORYGOWANE WSKAŹNIKIEM INFLACJI

Z uwagi na fakt, iż ostatnie 3 lata działalności Spółki przypadły na okres, w którym inflacja skumulowana była niższa od 100 %, nie przedstawia się sprawozdania finansowego skorygowanego o wskaźnik inflacji.

16. ZESTAWIENIE ORAZ OBJASNIENIE RÓŻNIC POMIĘDZY DANymi UJAWNIONymi W SPRAWOZDANIU FINANSOWYM I PORÓWNYWALNYCH DANymi FINANSOWYCH, A UPRZEDNIO SPORZADZONymi I OPUBLIKOWANymi SPRAWOZDANIAMI FINANSOWymi

W związku z przeglądem sprawozdania finansowego za I półrocze 2005 roku oraz z pojawieniem się po sporządzeniu sprawozdania za II kwartał 2005 roku istotnych informacji mających wpływ na wynik finansowy, Spółka ujęła w niniejszym sprawozdaniu finansowym wymienione poniżej korekty zalecone przez Audytora Spółki.

Wynik ze sprawozdania za II kwartał 2005 roku	516 611
Korekty audytorów, w tym:	-46 263
- Dotworzenie odpisów aktualizujących, w tym:	-40 716
- <i>Dotworzenie odpisów aktualizujących na należności ZA Kędzierzyn</i>	-33 559
- Utworzenie rezerw na zobowiązania	-7 734
- Zmiana podatku odroczonego	-3 489
- Naliczenie amortyzacji od środków trwałych budowie przyjętych na rzeczowy majątek trwały	-1 872
- Zmniejszenie wpłaty z zysku do Skarbu Państwa w związku z obniżeniem wyniku brutto po korektach audytora	7 548
Wynik ze sprawozdania za I półrocze 2005 roku	470 348

17. ZMIANY ZASAD (POLITYKI) RACHUNKOWOŚCI W I PÓŁROCZU 2005 ROKU

W okresie sprawozdawczym nie nastąpiły zmiany zasad (polityki) rachunkowości.

18. ZMIANY STOSOWANYCH ZASAD (POLITYKI) RACHUNKOWOŚCI I SPOSOBU SPORZĄDZANIA SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO, DOKONANYCH W STOSUNKU DO POPRZEDNIEGO ROKU OBROTOWEGO ORAZ ICH WPŁYW NA SYTUACJĘ MAJĄTKOWĄ I FINANSOWĄ

W ostatnim okresie obrotowym nie dokonano zmian w stosowanych zasadach rachunkowości.

19. W PRZYPADKU WYSTĘPOWANIA NIEPEWNOŚCI CO DO MOŻLIWOŚCI KONTYNUOWANIA DZIAŁALNOŚCI, OPIS TYCH NIEPEWNOŚCI ORAZ

WSKAZANIE CZY SPRAWOZDANIE FINANSOWE ZAWIERA KOREKTY Z TYM ZWIĄZANE

Sprawozdania finansowe Spółki za I półrocze 2005 roku, 2004 rok oraz I półrocze 2004 roku zostały sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej. Nie istnieją również okoliczności wskazujące na zagrożenia kontynuacji działalności działalności dającej się przewidzieć przyszłości.

20. INFORMACJE DOTYCZĄCE POŁĄCZENIA SPÓŁEK

W bieżącym okresie sprawozdawczym nie wystąpiło połączenie spółek. Sprawozdanie finansowe Spółki nie zawiera danych spółek połączonych.

21. INFORMACJE NA TEMAT SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA

Spółka sporządza skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy Kapitałowej PGNiG zgodnie z polskimi zasadami rachunkowości oraz Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej.

22. INFORMACJA NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI SPÓŁKI

W I półroczu 2005 roku Spółka PGNiG S.A. w ramach restrukturyzacji realizowało poniższe zadania:

I. W ramach restrukturyzacji ustalonej w rządowym Programie restrukturyzacji i prywatyzacji przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku:

a. W dniu 28 kwietnia 2005 roku PGNiG S.A. w drodze darowizny przekazał Skarbowi Państwa 100% udziałów w Spółce PGNiG – Przesył Sp. z o. o. (obecnie OGP Gaz - System Sp. z o.o.) wyodrębnionej w dniu 16 kwietnia 2004 roku w ramach struktury Grupy Kapitałowej PGNiG w celu wykonywania funkcji operatora systemu przesyłowego.

b. Trwały prace dotyczące przeniesienia części tzw. aktywnych elementów majątku przesyłowego do PGNiG – Przesył Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System Sp. z o.o.) w formie dywidendy rzeczowej (500 mln zł.) oraz oddanie do dyspozycji Operatora gazociągów przesyłowych w formie Umowy Leasingu. W tym celu uregulowano prawnie stan nieruchomości, przygotowano kilkanaście tysięcy środków trwałych w formie segmentów systemu przesyłowego wg odrębnych wykazów z uwzględnieniem wyceny majątku przesyłowego metodą Wartości Regulowanych Aktywów. Przygotowywano również cesje umów, zamknięto postępowanie administracyjne oraz powołano likwidatorów ROP – ów.

c. Wynegocjowano i podpisano Umowy regulujące współpracę gospodarczą pomiędzy PGNiG S.A. a OGP Gaz - System Sp. z o.o. (poprzednio PGNiG – Przesył Sp. z o.o.) w tym m.in. kluczowe umowy takie jak:

1. Umowa leasingu operacyjnego;
2. Umowa o świadczenie usługi przesyłania (gaz wysokometanowy);
3. Umowa o świadczenie usługi przesyłania (gaz ziemny zaazotowany);
4. Umowa sprzedaży paliwa gazowego;
5. Umowa o rozliczenie kosztów;
6. Umowa w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego;
7. Umowa o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych;
8. Umowa o operatywne zarządzanie pojemnościami magazynów gazu;
9. Umowa na sprężanie paliwa gazowego w PGNiG S.A. w Warszawie Oddział w Odolanowie na potrzeby systemu przesyłowego;
10. Umowa o świadczenie usługi mieszania gazu;
11. Porozumienie dotyczące przeniesienia licencji oprogramowania;

II. W ramach restrukturyzacji wewnętrznej Spółki.

- a. Zawiązано na majątku Oddziału PGNiG S.A. Zakład Robót Górniczych w Krośnie, spółkę zależną PGNiG S.A. 13 maja 2005 roku uzyskano stosowną uchwałę NWZ PGNiG S.A. wyrażającą zgodę na zawiązanie spółki Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o. z siedzibą w Krośnie i pokrycie udziałów wkładem niepieniężnym w postaci składników majątkowych stanowiących zorganizowaną część przedsiębiorstwa spółki PGNiG S.A. oraz ustalającą umowę Spółki. WZ PGNiG S.A. wyraziło zgodę na objęcie przez PGNiG S.A. wszystkich 26 802 udziałów na łączną kwotę 26.802.000 złotych (w lipcu 2005 roku Spółka ZRG Krosno podjęła działalność gospodarczą).
- b. Został zakończony proces likwidacji (księgowo – rozliczeniowy) Oddziału Geovita PGNiG S.A. W dniu 28 czerwca 2005 roku została podjęta uchwała Zarządu PGNiG SA w sprawie likwidacji Oddziału PGNiG S.A. – Geovita w Warszawie. Oddziału Geovita zgłoszono do wykreślenia z Krajowego Rejestru Sądowego.

III. Działalności zaniechane na 30 czerwca 2005 roku oraz przewidziane do zaniechania w latach następnych.

W I półroczu 2005 roku PGNiG S.A. kontynuowało pełną działalność gospodarczą określoną w Statucie PGNiG S.A. Jednocześnie Spółka realizowała zobowiązania wynikające z ww. programu rządowego prowadzące do zaniechania działalności przesyłowej, którą w lipcu podjęła Spółka OGP Gaz – System Sp. z o. o..

W dniu 6 lipca 2005 roku PGNiG S.A. i OGP po przeprowadzeniu procedury zamówienia publicznego i uzyskaniu decyzji Prezesa URE w sprawie wyznaczenia OGP na Operatora, zawarły Umowę Leasingu składników systemu przesyłowego. Natomiast w dniu 7 lipca 2005 roku, w ramach kontynuacji tego procesu Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. i Zgromadzenie Wspólników GAZ – SYSTEM Sp. z o. o. wyraziły zgodę na zawarcie przez obie Spółki umowy leasingu operacyjnego składników systemu przesyłowego. Tym samym umowa ta weszła w życie. Równolegle w formie odrębnych aktów notarialnych dokonano czynności, na mocy których przekazano do OGP dywidendę rzeczową.

W związku z powyższym z dniem 8 lipca 2005 roku PGNiG S.A. nie pełni usługi przesyłowej.

Spółka PGNiG S.A. nie przewiduje innych działalności do zaniechania.

W I półroczu 2005 roku spółka kontynuowała również restrukturyzację zatrudnienia. Szerszy opis restrukturyzacji zatrudnienia roku znajduje się w punkcie 11 części B niniejszej informacji

23. DZIAŁALNOŚĆ POZA GRANICAMI KRAJU

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych:

Ukraina – Spółka „Dewon” S.A. została zawiązana 17 listopada 1999 roku. Kapitał zakładowy spółki wynosi 11.146,8 tysięcy hrywien. PGNiG S.A. posiada 36,38% udziału w kapitale zakładowym spółki „Dewon” S.A. (zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce „Dewon” S.A. wynosi 4.055,2 tysięcy hrywien). Pozostali główni akcjonariusze w spółce „Dewon” S.A. to: „Prawniczyj Alians” Sp. z o.o.; Furious Trading; NAK „Nafogaz Ukrainy”.

Celem zawiązania spółki „Dewon” S.A. było tworzenie zasobów gazu ziemnego za granicą Polski jak również stworzenie rynku na usługi świadczone przez polskie spółki wiertnicze, geofizyczne oraz budowlano – montażowe.

Obecnie spółka realizuje projekt zagospodarowania złóż „Sachalijskie” w oparciu o umowę o Wspólnej Działalności zawartą z „Połtawanaftogazgeologia” – właścicielem licencji na poszukiwanie i zagospodarowanie złoża „Sachalińskie” w obwodzie charkowskim.

Pod koniec 2004 roku cofnięta została licencja udzielona „Połtawanaftogazgeologia” na doświadczalno – przemysłową eksploatację złoża „Sachalińskie”. Obecnie toczy się postępowanie sądowe w celu uchylecia decyzji o cofnięciu tej licencji.

Dotychczas spółka wykonała I etap prac na złożu „Sachalińskie”:

- zakończono budowę trzech odwiertów (nr 7, 18, 21);
- w celu wydobywania gazu i kondensatu zagospodarowano i wdrożono do eksploatacji dwa odwierty: Nr 21 (zdolność wydobywcza 90 tysięcy m³ gazu na dobę) i Nr 18 (moc wydobywcza 115 tysięcy m³ gazu na dobę), z których wydobyte surowce są sprzedawane, natomiast z odwiertu Nr 7 nie uzyskiwana jest produkcja;

- za I półrocze 2005 roku spółka zrealizowała przychody ze sprzedaży w wysokości 9.319 tysięcy hrywien (6.195,28 tys. zł, przeliczone po kursie średnim 0,6648 PLN/1UAH).
- zakończono budowę kopalni (UKPG) wraz z gazociągami przyłączeniowymi;
- zagospodarowanie terenu złoża poprzez budowę odpowiedniej infrastruktury (w tym drogi, sieć elektryczna, sieć przewodów zbiorczych gazu od odwiertów oraz inne obiekty);
- zakończono budowę gazociągu przesyłowego łączącego kopalnię z systemem przesyłowym Ukrainy.

Powyższe prace zostały sfinansowane ze środków pochodzących od akcjonariuszy i z banku. Głównymi wierzycielami spółki są: Miasto Bank oraz PGNiG S.A. (pożyczka w wysokości 3,1 milionów USD). W roku 2005 Spółka rozpoczęła wiercenia odwiertu Nr 113 finansowanego środkami własnymi.

Oman – Spółka „Sahara Petroleum Technology Llc” zarejestrowana 23 listopada 2000 roku, o kapitale zakładowym 150,0 tysięcy riali omańskich, w której PGNiG S.A. objęło 49% udziałów (zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce Sahara Petroleum Technology Llc” wynosi 73,5 tysięcy riali omańskich). Interesy PGNiG S.A. w Spółce reprezentowane są przez Zakład Robót Górniczych w Krośnie, podległy Centrali PGNiG S.A. Sahara Petroleum Technology została zawiązana w związku z nawiązaniem współpracy między omańską spółką Petroleum and Gas Technology a Oddziałem PGNiG S.A. – Zakład Robót Górniczych w Krośnie.

Głównym celem zawiązania spółki jest świadczenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką liniową, konserwacja głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technicznego PGNiG S.A. Z założenia spółka winna świadczyć usługi głównie dla Petroleum Development Oman, właściciela koncesji na eksploatację większości złóż naftowych w Omanie.

Ponieważ główny cel zawiązania spółki nie został zrealizowany, PGNiG S.A. w 2005 roku podjęło działania w celu rozwiązania spółki.

Udziały PGNiG S.A. w licencjach poszukiwawczych:

Pakistan

Prace poszukiwawcze w Pakistanie realizuje Oddział Operatorski PGNiG S.A. w Pakistanie, który od 1 grudnia 2003 roku podlega Centrali Spółki PGNiG SA.

W latach 1998 – 2000 Spółka prowadziła działalność na terenie 3 bloków poszukiwawczych: Khanpur West, Mekhtar i Sabzal. Z uwagi na brak perspektywiczności tych dwu pierwszych bloków, co pokazały prace sejsmiczne i grawimetryczne, zrezygnowano z wiercenia otworu na Bloku Khanpur West, a obligacje z Bloku Mekhtar przeniesiono na Blok Nawabshah (sejsmika) oraz na Blok Sabzal

South (wiercenia). Jeden otwór na terenie bloku Sabzal odwierciła PNiG NAFTA Piła Sp. z o.o., jednak z wynikiem negatywnym.

W latach 2000-2001 realizowane były prace poszukiwawcze na koncesji Nawabshah (udziałowcy – irlandzka firma Tullow Pakistan (Developments) Ltd., PNiG S.A. oraz Rząd Pakistanu). Udział PNiG S.A. wynosił 40%, udział w kosztach 42,11% (wspólnie z Tullow Spółka pokryła 5% udział Rządu Pakistanu w okresie poszukiwawczym). Umowa o nabyciu udziałów została zawarta 9 marca 2000 roku.

I faza prac poszukiwawczych na Bloku Nawabshah zakończyła się wykonaniem prac sejsmicznych (ok. 225 km 2D, w tym 105 km obligacje Tullow i 120 km obligacje PNiG przeniesione z Bloku Mekhtar – wykonawca Geofizyka Kraków) oraz odwierceniem dwóch negatywnych otworów (Gupchani-1 i Laylian-1). W grudniu 2001 roku koncesja wygasła.

Do 22 sierpnia 2003 roku prowadzone były prace na koncesji Sabzal South (Umowa z 22 sierpnia 2001 roku) – PNiG S.A. posiadało 95%, Rząd Pakistanu – 5% udziałów. W okresie poszukiwawczym ponosiliśmy 100% kosztów.

W ramach prac na tym bloku, Geofizyka Kraków wykonała processing i interpretację starych danych sejsmicznych oraz 105 km nowej sejsmiki 2D. W roku 2003 zrezygnowano z koncesji bez prowadzenia prac wiertniczych. Aby wykonać zaległe obligacje wiertnicze, przeniesione z bloku Mekhtar – odwiercenie otworu poszukiwawczego za kwotę nie mniejszą niż 2,316 mln USD – PNiG S.A. uzyskało zgodę Rządu Pakistanu na odroczenie terminu wykonania tych prac do końca 2005 roku. Uchwałą Nr 387/2003 z dnia 19 sierpnia 2003 roku Zarząd PNiG S.A. udzielił pełnomocnictwa dyrektorowi oddziału do złożenia wniosku o nową koncesję poszukiwawczą w Pakistanie, na której byłaby możliwość wykonania zaległych obligacji wiertniczych, przeniesionych z bloku Mekhtar. W maju 2005 roku PNiG S.A. uzyskało od Rządu Pakistanu koncesję poszukiwawczą na blok Kirthar w zachodniej części prowincji Sind, na okres trzech lat, na której wykona prace poszukiwawcze i ma możliwość wykonania zaległych obligacji wiertniczych, przeniesionych z bloku Mekhtar.

Na potencjalne zobowiązanie wobec Rządu Pakistanu (objęte gwarancją bankową), które wystąpi w przypadku odstąpienia od realizacji odwiertu, Spółka utworzyła rezerwę w pełnej kwocie w równowartości 2.316 tysięcy USD.

Od początku swej działalności w roku 1997 do połowy 2005 roku na prace poszukiwawcze w Pakistanie PGNiG S.A. wydało kwotę ok. 17,5 milionów USD, zaś kwota 1,16 milionów USD jest przedmiotem sporu sądowego z firmą Tullow.

Indie

Koncesja poszukiwawcza na Bloki RJ-ON-90/4 i RJ-ON-90/5 w Radżastanie (udziałowcy Oil India Ltd., Essar Oil Ltd. i PGNiG S.A.). PGNiG S.A. posiada 25% udziałów w koncesji. W okresie wrzesień 1997 roku – listopad 1998 roku spółka zależna PGNiG S.A. - Geofizyka Toruń Sp. z o.o. wykonała 1.410 km profili sejsmicznych 2D wraz z przetwarzaniem i interpretacją materiałów sejsmicznych na obu blokach. Większość kosztów tych prac (3 mln USD) poniosło PGNiG S.A. Na Bloku 90/4 sejsmika nie zlokalizowała interesujących obiektów poszukiwawczych, więc strony zwolniły ten blok. W ramach III fazy prac odwiercono na początku 2004 roku negatywny otwór poszukiwawczy na tym bloku - Binjbayla-1, którego koszty poniósł w całości Essar, jedynie zgodnie z warunkami umowy koncesyjnej PGNiG S.A. wystawiło gwarancję bankową na kwotę 92 750 USD, ważną do 31 maja 2004 roku.

Essar wystąpił do Rządu Indii z wnioskiem o rezygnację z koncesji poszukiwawczej na Bloku RJ-ON-90/5 i z chwilą uzyskania zgody umowy zawarte pomiędzy PGNiG S.A. i Essar Oil Ltd. wygasną. W I półroczu 2005 roku PGNiG S.A. nie prowadziło żadnych wspólnych prac na obszarze Indii.

24. KONTRAKTY DŁUGOTERMINOWE NA DOSTAWY GAZU

W I półroczu 2005 roku PGNiG S.A. podpisała Umowy sprzedaży paliwa gazowego z następującymi firmami:

- HPL Pustków Sp. z o.o. – końcowy odbiorca;
- TOP GAZ Sp. z o.o. – podmiot zajmujący się dystrybucją paliwa gazowego;
- OGP GAZ-SYSTEM Sp. z o.o. – na potrzeby działania systemu przesyłowego.

Podpisane Umowy są zawarte na podstawie Prawa energetycznego i w oparciu o zasady taryfowe. Zgodnie ze zmianami dotyczącymi sfery obrotu w Grupie Kapitałowej PGNiG S.A. rozpoczął się proces przekazywania Spółkom Gazownictwa odbiorców do tej pory rozliczanych w Centrali Spółki wg klucza ilościowego, tj. tych którzy odbierają poniżej 10 mln m³ paliwa gazowego na rok. Przewidywany termin zakończenia tych prac określa się na koniec III kwartału br.

W I połowie 2005 roku dwóch Klientów rozpoczęło pobór gazu na podstawie zawartych Umów sprzedaży gazu, w tym jeden z nich miał podpisaną Umowę sprzedaży paliwa gazowego w roku poprzednim (Zakłady Azotowe w Tarnowie – Mościcach S.A.), a drugim jest HPL Pustków Sp. z o.o.

Rozpoczęcie dostaw paliwa gazowego do dwóch pozostałych Klientów, z którymi podpisano Umowy w 2005 roku, zaplanowane jest na II półrocze 2005 roku.

25. KONTRAKT NA ZAKUP GAZU Z ROSJI

Dostawy gazu wysokometanowego z Rosji odbywały się na podstawie wieloletniego kontraktu Nr 2102-14/RZ-1/25/96 z dnia 25 września 1996 roku (tzw. Kontrakt jamalski).

Informacje dotyczące kontraktu:

- okres obowiązywania kontraktu – do 2022 roku,
- minimalne i maksymalne roczne ilości nabywanego przez PGNiG S.A. gazu - stopniowe narastanie ilości od 6,6 mld m³ w 2003 roku do poziomu 9,0 mld m³ rocznie w roku 2015 oraz w latach następnych (wg GOST), z opcją zmiany +/- 10 % do 2009 roku,
- ceny gazu – indeksowane miesięcznie w powiązaniu z cenami uzgodnionych wyrobów ropopochodnych na giełdzie w Rotterdamie,
- ilość gazu odebranego w I półroczu 2005 roku wyniosła 3.716,2 milionów m³ (wg GOST).

26. ZAMIERZENIA ZARZĄDU W ZAKRESIE FINANSOWANIA DZIAŁALNOŚCI

Spółka posiada środki pieniężne zapewniające bieżące i terminowe regulowanie zobowiązań finansowych wobec partnerów handlowych, dostawców gazu oraz budżetu Państwa. Wysokość tych środków jest wystarczająca dla minimalizacji ryzyka refinansowania zobowiązań. Spółka zamierza pozyskać refinansowanie na potrzeby spłaty części zobowiązań wobec banków, które przypadają do zapłaty w drugiej połowie 2005 roku.

Zarząd prowadzi proces redukcji kosztów, między innymi w drodze restrukturyzacji źródeł finansowania. Długoterminowym celem Spółki jest zmniejszenie ogólnego poziomu zadłużenia, co pozwoli znacząco obniżyć koszty finansowe.

W dniu 6 kwietnia 2005 roku Spółka dokonała przedterminowego umorzenia obligacji z wykorzystanych środków z kredytu w wysokości 600 milionów EUR oraz własnych zasobów finansowych.

Spółka posiada następujące linie kredytowe w rachunku bieżącym:

- Societe Generale w wysokości 40.000 tysięcy PLN,
- Pekao S.A. w wysokości 40.000 tysięcy PLN,
- BNP Paribas w wysokości 18.000 tysięcy EUR,
- Bank Handlowy w Warszawie S.A. w wysokości 50.000 tysięcy PLN,
- Bank Millennium S.A. w wysokości 40.000 tysięcy PLN.

Do dnia 30 czerwca 2005 roku linie kredytowe nie były wykorzystywane.