



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe PGNiG SA
I kwartał 2009 roku**

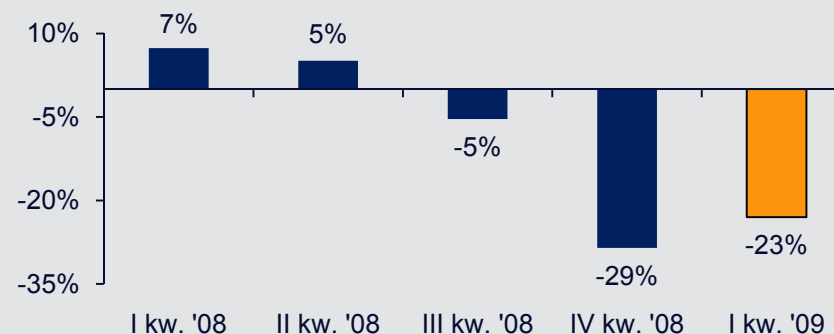
12 maja 2009 roku

Podstawowe wyniki finansowe

GK PGNiG (mln PLN)	I kw. 2008	I kw. 2009	zmiana
Przychody ze sprzedaży	5 330	6 379	20%
EBIT	947	(457)	(148%)
EBITDA	1 298	(88)	(107%)
Wynik netto	779	(399)	(151%)

- Strata poniesiona przez GK PGNiG w I kw. 2009 roku jest wynikiem bardzo wysokich kosztów zakupu gazu z importu (wzrost o 86% rok do roku przy niższych wolumenach), które nie były odzwierciedlone w obowiązującej taryfie na sprzedaż tego surowca. W efekcie marża na sprzedaży gazu wysokometanowego w analizowanym okresie wyniosła minus 23%;
- Ponadto na ujemny wynik w dużym stopniu wpłynęło dalsze, głębokie osłabienie się złotówki w trakcie I kw. bieżącego roku.

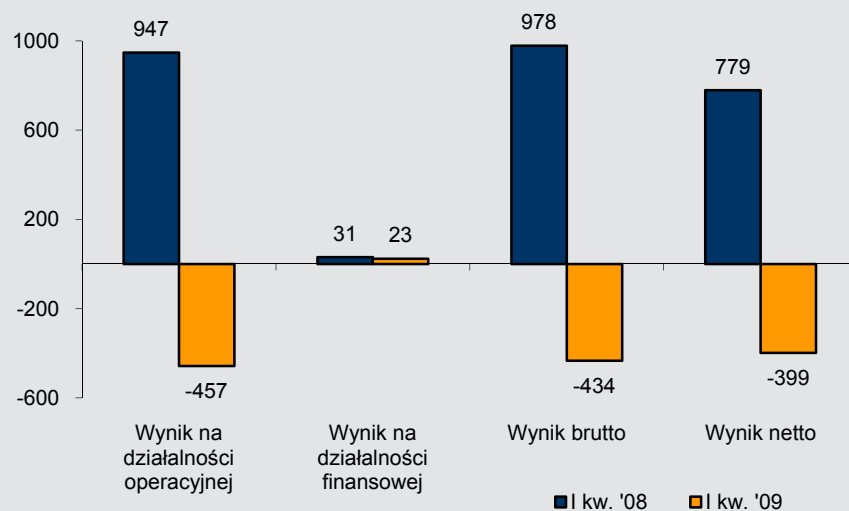
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego w 2008 roku oraz w I kw. 2009 roku



- Lekka poprawa wysokości marży na sprzedaży gazu wysokometanowego (plus 6 pkt. %) to efekt wyższego poboru gazu z magazynów w I kw. 2009 roku w porównaniu do IV kw. 2008 roku;
- Pogłębienie straty netto porównując I kw. 2009 roku do IV kw. 2008 roku wynika nie tylko ze wzrostu kosztu sprzedanego gazu, ale i z wyższego o 16% wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego przy nadal ujemnej marży na sprzedaży tego gazu;
- Pomimo negatywnych danych w I kw. 2009 roku, nie jest istotnie zagrożona realizacja założonych w rocznych planach działalności wyników finansowych GK PGNiG.

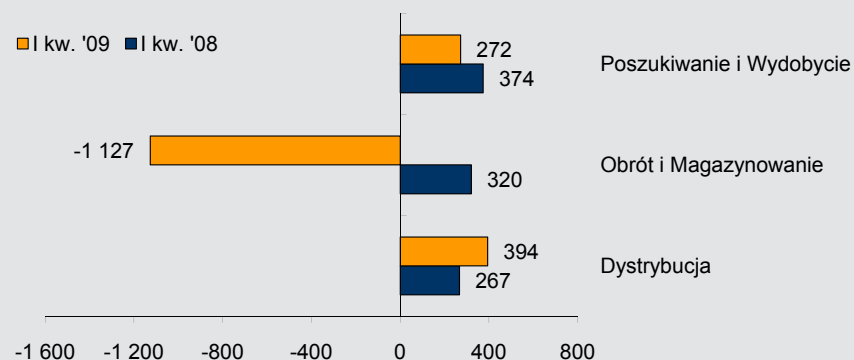
Analiza wyników

Struktura wyników Grupy Kapitałowej (mln PLN)



- Na poziom wyników GK PGNiG w I kw. 2009 roku wpłynął bardzo wysoki poziom kosztów związanych z zakupem sprzedanego gazu. Koszt ten był prawie dwukrotnie wyższy niż rok wcześniej i w największym stopniu wpłynął na stratę na działalności operacyjnej, która wyniosła 457 mln PLN;
- W analizowanym okresie wycena spółki zależnej EuRoPol Gaz nie wpłynęła na wyniki Grupy Kapitałowej PGNiG.

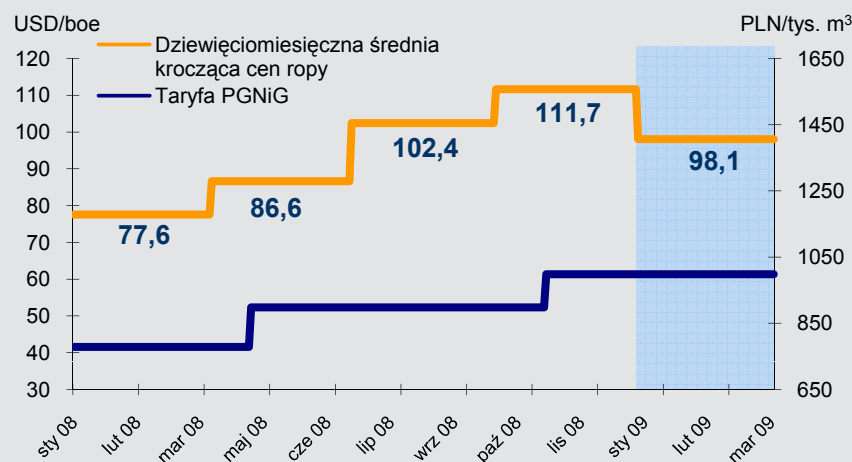
Wyniki operacyjne według segmentów (mln PLN)



- Niższy o 27% poziom zysku operacyjnego w segmencie Poszukiwanie i Wydobywanie to efekt niższych o 93 mln PLN przychodów ze sprzedaży ropy naftowej, co wynika ze spadku cen tego surowca na światowych rynkach;
- Bardzo duża strata na działalności operacyjnej w segmencie Obrót i Magazynowanie to następstwo bardzo wysokich cen gazu ziemnego przy taryfach nieodzwierciedlających zmieniającej się sytuacji na rynku;
- Znaczna poprawa EBIT segmentu Dystrybucja to rezultat wyższej marży na usłudze dystrybucyjnej związanej z wprowadzeniem nowych taryf w kwietniu 2008 roku, a także niższych kosztów segmentu (w I kw. 2008 roku, zgodnie z obowiązującą wówczas taryfą, spółki dystrybucyjne pokrywały koszty dotyczące przesyłu sieciami OGP Gaz-System).

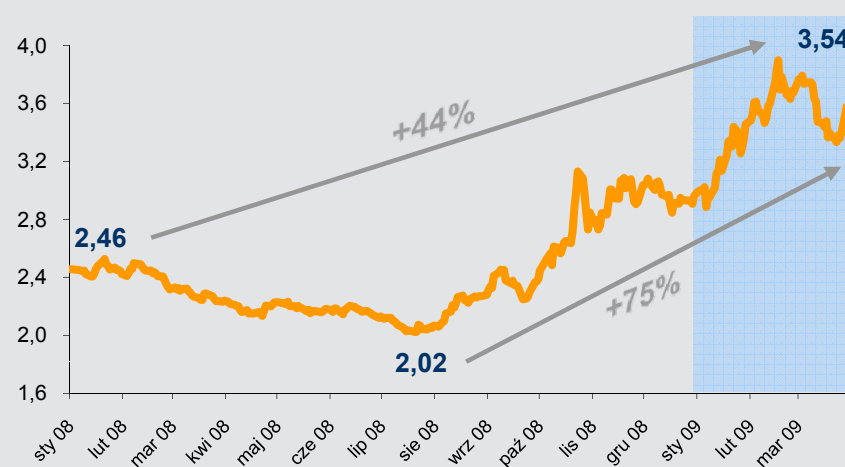
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Notowania ropy naftowej* a cena taryfowa



- Notowania ropy naftowej determinują cenę zakupu gazu z importu;
- Formuła stosowana przy obliczaniu ceny importowej gazu opiera się na dziewięciomiesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, których cena jest prawie w 100% skorelowana z notowaniami ropy naftowej;
- W I kw. 2008 roku dziewięciomiesięczna średnia notowań produktów ropopochodnych wyniosła 78 USD/boe, zaś w analizowanym okresie była wyższa o 26% i osiągnęła 98 USD/boe.

Kurs PLN/USD**



- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest w głównie dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej;
- W I kw. bieżącego roku nastąpiło dalsze osłabienie polskiej waluty. W trakcie analizowanego okresu kurs złotówki do dolara wzrósł o 20% z poziomu 2,99 do 3,54. Taka sytuacja wpłynęła negatywnie na koszt pozyskania gazu z importu;
- Między IV kw. 2008 roku a I kw. 2009 roku średni kurs PLN/USD wzrósł o 21%, z poziomu 2,86 do 3,45.

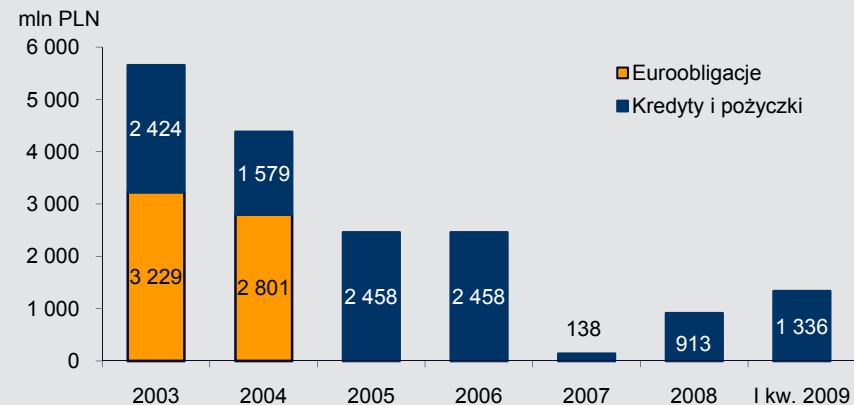
* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

** źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

Zarządzanie ryzykiem finansowym

- PGNiG SA jest istotnie narażona na ryzyko zmiany kursów walutowych i stóp procentowych wynikające ze specyfiki umów i kontraktów zawieranych w ramach podstawowej działalności operacyjnej oraz działalności finansowej;
- W celu zabezpieczenia ryzyka walutowego, na które jest narażona Spółka, zawierane są transakcje pochodne spełniające wymagania rachunkowości zabezpieczeń:
 - zakup europejskiej opcji call,
 - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal.
- Wynik z rozliczenia transakcji pochodnych w I kw. 2009 roku do średniego kursu NBP, uwzględniający zapłacone premie opcyjne, wyniósł 23mln PLN;
- Ryzyko kursowe i walutowe związane z udzieloną PGNiG Norway pożyczką zostało zabezpieczone poprzez zawarcie serii transakcji Cross Currency Interest Rate Swap.

Zadłużenie GK PGNiG



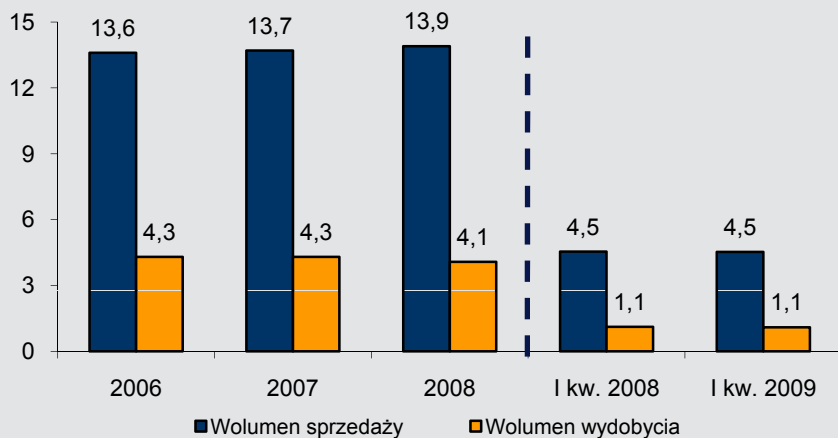
- Na koniec I kw. 2009 roku całkowite zadłużenie GK PGNiG wyniosło 1,3 mld PLN i było o 423 mln PLN wyższe niż na koniec 2008 roku;
- Do 2008 roku poziom zadłużenia GK PGNiG uległ znaczącemu obniżeniu. Obecny dług to efekt realizacji planów inwestycyjnych PGNiG wynikających z ogłoszonej pod koniec 2008 roku strategii oraz ujemnej marży na sprzedaży gazu wysokometanowego w trakcie ostatnich dwóch kwartałów;
- Obecna wysokość dostępnych linii kredytowych to ok. 1,5 mld PLN.

Gaz ziemny

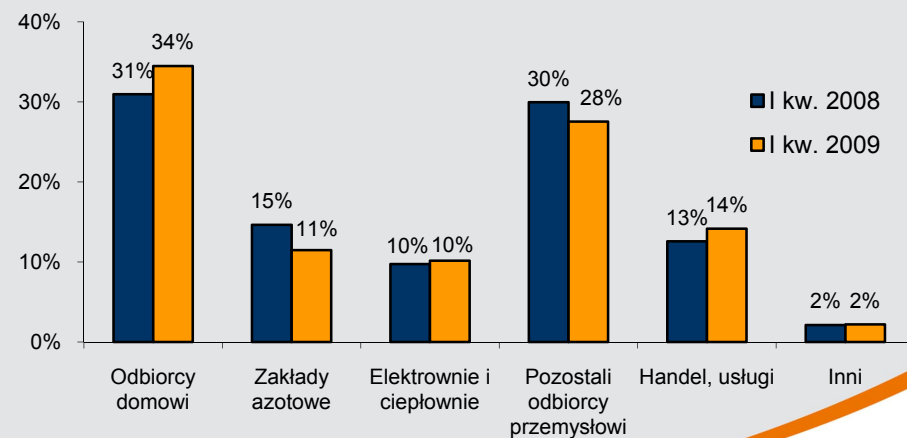
GK PGNiG wg MSSF	I kw. 2008	I kw. 2009	zmiana
Wolumen wydobycia* (mln m ³)	1 140	1 094	(4%)
Wolumen sprzedaży** (mln m ³)	4 546	4 530	0%
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	4 813	5 924	23%
Gaz wysokometanowy (E)	4 385	5 435	24%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	428	489	14%

- Mniejsze zapotrzebowanie na gaz ze strony odbiorców przemysłowych zostało zrekompensowane wyższym poborem gazu przez klientów indywidualnych (efekt niższych średnich temperatur w I kw. 2009 roku o ok. 2°C). W rezultacie sprzedaż gazu pozostała na porównywalnym poziomie do wielkości w I kw. 2008 roku;
- Wzrost przychodów ze sprzedaży gazu o 23%, przy porównywalnych wolumenach sprzedaży, to rezultat wprowadzenia w kwietniu oraz w listopadzie 2008 roku nowych taryf na paliwo gazowe wyższych odpowiednio o 15% i 11%.

Wolumeny sprzedaży i wydobycia gazu (mld m³)**



Procentowy udział odbiorców w wolumenie sprzedaży gazu w I kw. 2008 i 2009 roku



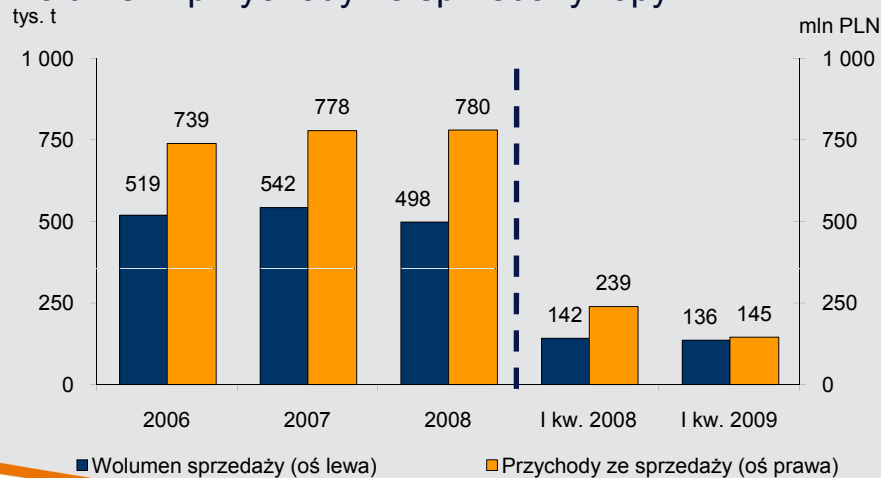
* Dane wraz z produkcją Oddziału w Odolanowie.

** Dane w ekwiwalencie gazu wysokometanowego (E).

Ropa naftowa

GK PGNiG wg MSSF*	I kw. 2008	I kw. 2009	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. t)	145	137	(5%)
Wolumen sprzedaży (tys. t)	142	136	(4%)
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	239	145	(40%)
Cena jednostkowa ropy (PLN/t)	1 680	1 062	(37%)
Średniokresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	97	44	(54%)

Wolumen i przychody ze sprzedaży ropy*



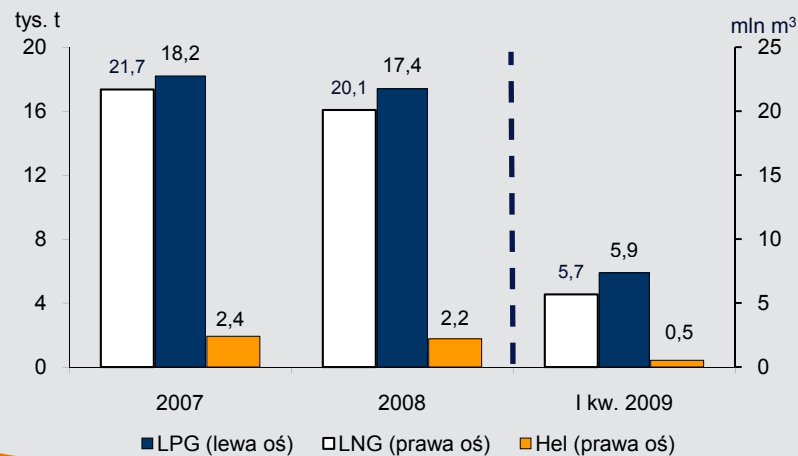
- Porównanie I kw. 2008 i I kw. 2009 odzwierciedla przede wszystkim zasadniczą różnicę w kształtowaniu się cen ropy na rynkach światowych. Załamanie cen surowca w I kw. 2009 było głębsze niż osłabienie się polskiej waluty w stosunku do dolara w porównaniu do I kw. 2008, co negatywnie przełożyło się na wyniki sprzedaży w analizowanym okresie;
- Wyniki sprzedaży w I kw. 2009 wykazują dużą zbieżność z wolumenem i wartością sprzedaży z IV kw. 2008 roku. Ilość sprzedanej ropy naftowej była niemal identyczna w tych okresach, co wskazuje na utrzymanie stabilnego poziomu wydobycia. Spadek notowań cen ropy w I kw. 2009 roku został wyrównany osłabieniem się złotego w stosunku do dolara w omawianym okresie, co pozwoliło utrzymać wartość sprzedaży na poziomie z IV kw. 2008 roku;
- W I kw. 2009 roku sprzedano 136 tys. ton ropy naftowej i kondensatu, z czego 52% trafiło do odbiorców krajowych, a pozostałe 48% do odbiorców zagranicznych.

* Dane dla ropy naftowej oraz kondensatu.

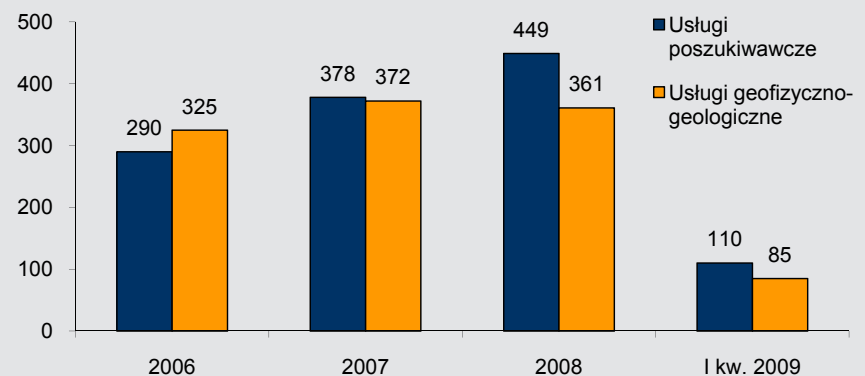
Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	I kw. 2008	I kw. 2009	zmiana
Hel	6,9	8,1	18%
Gaz propan butan (LPG)	13,5	9,2	(32%)
Gaz LNG	5,1	6,3	23%
Usługi geofizyczno-geologiczne	69,7	84,9	22%
Usługi poszukiwawcze	104,2	109,7	5%
Pozostałe produkty i usługi	75,9	85,0	12%

Wolumen produkcji pozostałych produktów



Przychody z działalności poszukiwawczej oraz geofizyczno-geologicznej (mln PLN)



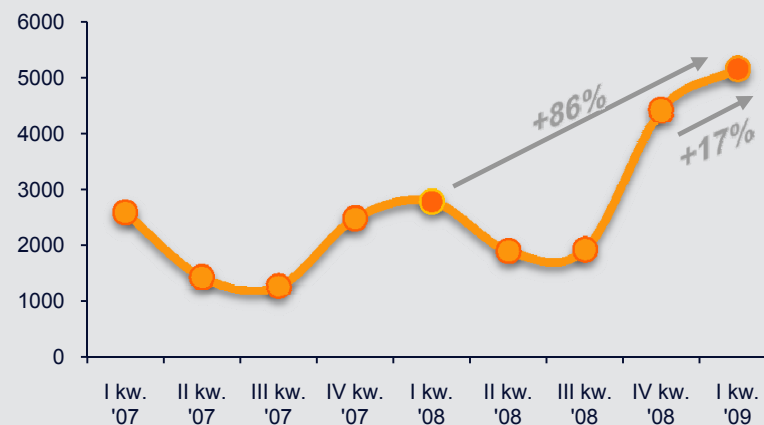
- Wzrost przychodów z usług geofizyczno-geologicznych oraz poszukiwawczych w I kw. 2009 roku to następstwo przede wszystkim umacniającego się dolara amerykańskiego, w którym denominowane są zagraniczne kontrakty;
- Porównując wydobycie pozostałych produktów w I kw. 2008 roku i I kw. 2009 roku obserwujemy wzrost produkcji gazu LPG (propan butan) o 9%, zaś helu o 2%. Z kolei produkcja LNG w tym okresie spadła o 5%.

Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG wg MSSF (mln PLN)	I kw. 2008	I kw. 2009	zmiana
Koszty operacyjne ogółem	4 383	6 836	56%
Koszty zakupu sprzedanego gazu	2 770	5 141	86%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	129	137	6%
Świadczenia pracownicze	465	523	13%
Amortyzacja	350	370	5%
Usługa przesyłowa OGP GAZ-SYSTEM	416	375	(10%)
Pozostałe usługi obce	272	336	24%
Pozostałe koszty operacyjne netto	103	113	9%
Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(159)	(123)	(23%)

- Na wielkość kosztów operacyjnych w I kw. 2009 roku w największym stopniu wpłynął koszt zakupu sprzedanego gazu, który w minionym kwartale wyniósł **5,1 mld PLN**;
- Na 86% wzrost kosztu zakupu sprzedanego gazu między I kw. 2008 a I kw. 2009 wpłynął wzrost dziewięciomiesięcznej średniej kroczącej notowań ropy naftowej w USD o 26%, co przy wyższym o 45% średnim kursie PLN/USD przełożyło się na wzrost o 82% dziewięciomiesięcznej średniej kroczącej notowań ropy naftowej wyrażonej w PLN. W efekcie jednostkowy koszt zakupu gazu z importu w relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego wzrósł o 108%.

Koszt zakupu sprzedanego gazu w ujęciu kwartalnym (mld PLN)



- Gdyby z kosztów operacyjnych ogółem wyłączyć koszt zakupu sprzedanego gazu, można wówczas zauważyć, iż wartość pozostałych pozycji kosztowych między analizowanymi kwartałami rośnie zaledwie o 5%;
- Wzrost kosztów pozostałych usług obcych to przede wszystkim rezultat wzrostu nakładów na usługi geologiczne o 40 mln PLN (z czego 32 mln PLN to wzrost kosztów pomiarów geofizycznych). Ponadto w analizowanym kwartale PGNiG poniosło koszty związane z przestawianiem odbiorców na gaz wysokometanowy w wysokości 12 mln PLN, których nie było w I kw. 2008 roku.

Podsumowanie

- Osiągnięta w I kw. 2009 roku strata to pochodna wysokiego kosztu zakupu gazu z importu, który w omawianym okresie wzrósł o 86% w porównaniu do I kw. 2008 roku (w tym samym czasie wzrost ceny taryfowej wyniósł 26%). Tak duże koszty to efekt wysokich cen ropy naftowej, które w połowie 2008 roku osiągnęły poziom 146 USD za baryłkę, a także osłabienia złotego wobec dolara i euro;
- Pomimo tak wysokiego wzrostu kosztu zakupu sprzedanego gazu i w konsekwencji negatywnych wyników w I kw. 2009 roku, nie jest istotnie zagrożona realizacja wyników finansowych założonych w rocznych planach działalności spółek Grupy Kapitałowej PGNiG;
- Konsekwentna polityka zarządzania ryzykiem finansowym uchroniła PGNiG przed negatywnymi konsekwencjami kryzysu na rynku finansowym. W I kw. 2009 roku wynik z rozliczenia transakcji pochodnych według średniego kursu NBP, uwzględniający zapłacone premie opcyjne, wyniósł 23 mln PLN;
- Uwadze również zasługuje znacząca poprawa wyniku w segmencie Dystrybucja. Jest to efekt nie tylko nowych, wyższych taryf obowiązujących od kwietnia 2008 roku przyznanych sześciu spółkom dystrybucyjnym, ale również poprawy struktury kosztów tego segmentu.



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Dziękujemy za uwagę