



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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

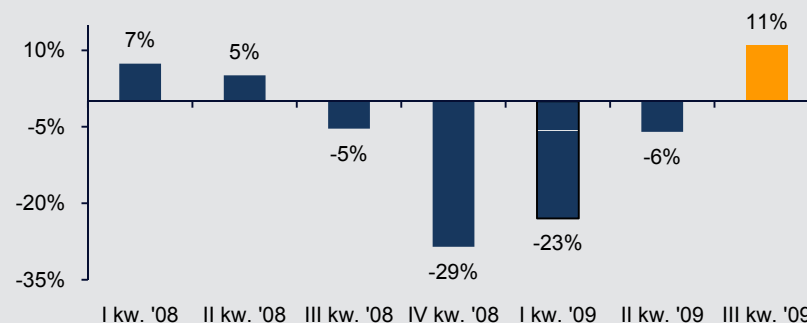
12 listopada 2009 roku

Podstawowe wyniki finansowe

| GK PGNiG (mIn PLN) | III kw. 2008 | III kw. 2009 | zmiana |
|------------------------|--------------|--------------|--------|
| Przychody ze sprzedaży | 3 654 | 3 408 | (7%) |
| EBIT | 196 | 495 | 153% |
| EBITDA | 532 | 842 | 58% |
| Wynik netto | 180 | 408 | 127% |

- Poprawa wyników finansowych GK PGNiG to przede wszystkim efekt polepszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego w rezultacie spadku jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu. W III kw. tego roku marża na sprzedaży gazu wysokometanowego wyniosła plus 11%, w porównaniu do minus 5% rok wcześniej;
- Narastająco za pierwszych dziewięć miesięcy marża na gaz wysokometanowy wyniosła minus 10%, co w głównym stopniu tłumaczy stratę poniesioną za pierwsze trzy kwartały 2009 roku w wysokości 85 mln PLN.

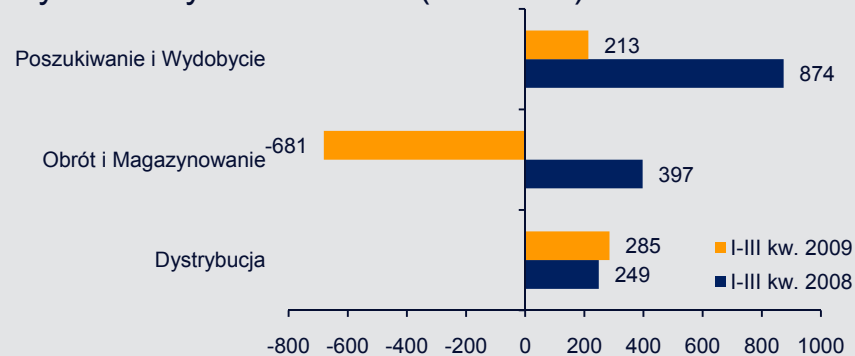
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego w 2008 roku oraz w I-III kw. 2009 roku



- Lekki spadek przychodów ze sprzedaży to przede wszystkim rezultat niższego o 13% wolumenu sprzedanego gazu spowodowanego niższym zapotrzebowaniem na gaz głównie po stronie klientów przemysłowych;
- Z drugiej strony wydobycie gazu wzrosło o 11% rok do roku, dzięki zwiększeniu zdolności przetwórczych odazotowni gazu;
- Wyniki omawianego kwartału są zbliżone do oczekiwań analityków giełdowych – przychody ze sprzedaży są zgodne z oczekiwaniami, zaś zysk netto jest wyższy o 7% od konsensusu rynkowego*.

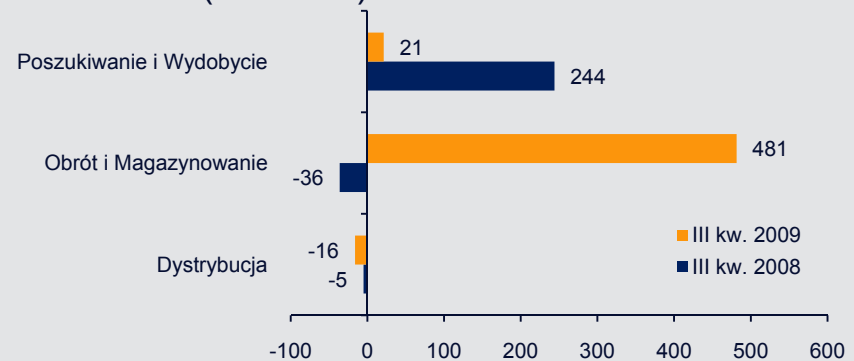
Wynik operacyjny w rozbiciu na segmenty

Wyniki operacyjne według segmentów za pierwsze trzy kwartały 2008 i 2009 (mln PLN)



- W III kw. 2009 roku PGNiG wygenerowało dodatnią marżę na obrocie gazem. W efekcie wynik operacyjny segmentu Obrót i Magazynowanie w omawianym okresie był wyższy o 518 mln PLN w porównaniu do III kw. 2008 roku, i o 517 mln PLN w odniesieniu do II kw. 2009 roku. Z kolei za pierwsze trzy kwartały tego roku EBIT segmentu wyniósł minus 681 mln PLN. Strata ta była spowodowana bardzo wysokim kosztem zakupu gazu z importu w pierwszej połowie roku, nie odzwierciedlonym w obowiązującej taryfie na paliwo gazowe.

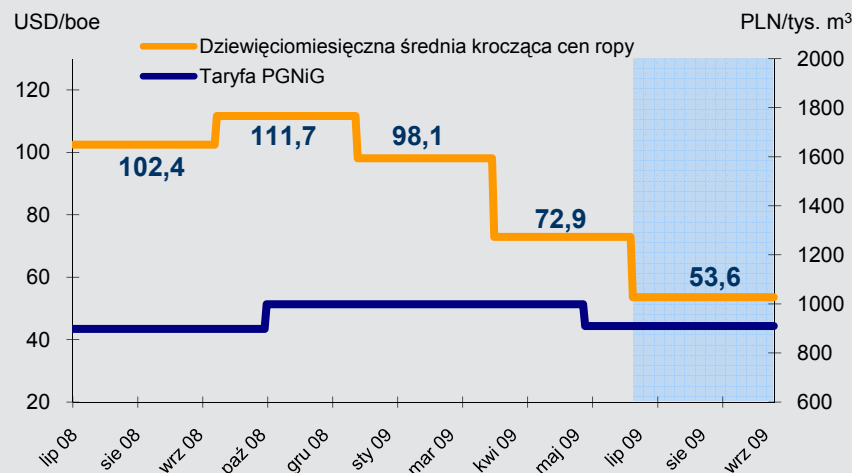
Wyniki operacyjne według segmentów za III kwartał 2008 i 2009 (mln PLN)



- Słabszy EBIT segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie w III kw. 2009 roku to efekt wzrostu kosztów spisanych negatywnych odwiertów o ok. 150 mln PLN w III kw. tego roku w porównaniu z III kw. 2008 roku, niższej rentowności sprzedaży ropy naftowej (spadek przychodów o 47 mln PLN) oraz niższych przychodów z usług geofizyczno-geologicznych (spadek o 35 mln PLN). Narastająco od początku 2009 roku do końca września wynik segmentu wyniósł 213 mln PLN, mniej o 76% niż rok wcześniej.
- Spadek wyniku operacyjnego segmentu Dystrybucja związany jest z niższym o 11% wolumenem dystrybuowanego gazu. Wynik byłby niższy gdyby nie podwyżka taryf dystrybucyjnych średnio o 14% od 1 czerwca 2009 roku. Narastająco wynik segmentu jest na porównywalnym poziomie.

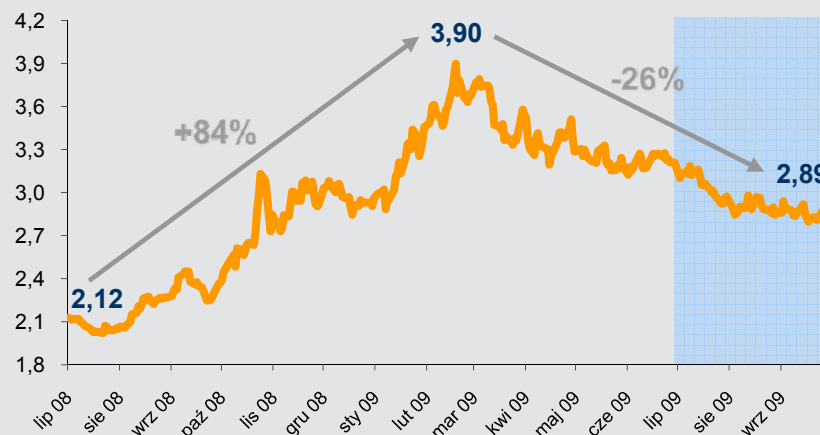
Czynniki wpływające na wynik finansowy

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 skorelowana z notowaniami ropy naftowej;
- W III kw. 2008 roku dziewięciomiesięczna średnia notowań produktów ropopochodnych wyniosła 102 USD/boe, zaś w analizowanym okresie była niższa o 48% i osiągnęła 54 USD/boe.

Kurs USD/PLN**



- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej;
- W III kw. bieżącego roku nastąpiło dalsze umocnienie polskiej waluty. W trakcie analizowanego okresu kurs złotówki do dolara spadł o 9% z poziomu 3,17 do 2,89. Taka sytuacja wpłynęła pozytywnie na koszt pozyskania gazu z importu;
- Uwzględniając średni kursu wymiany USD/PLN, dziewięciomiesięczna średnia notowań ropy naftowej wyrażona w polskiej walucie w III kw. 2009 roku spadła o 30% w stosunku do III kw. 2008 roku.

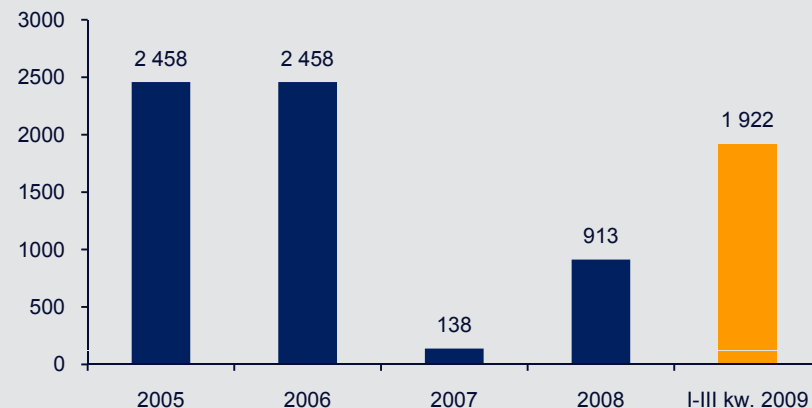
* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

** Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

Zarządzanie ryzykiem finansowym

- PGNiG SA jest istotnie narażone 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:
 - zakup europejskiej opcji call,
 - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal.
- Wynik na transakcjach pochodnych (zrealizowanych i niezrealizowanych) oraz różnicach kursowych w III kw. 2009 roku wyniósł minus 11 mln PLN, zaś w pierwszych dziewięciu miesiącach tego roku plus 46 mln 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 (mln PLN)



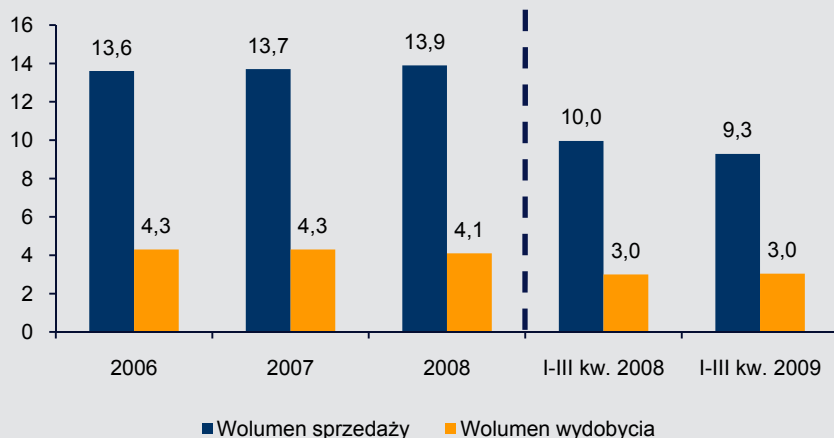
- Na koniec III kwartału 2009 roku całkowite zadłużenie GK PGNiG wyniosło 1,9 mld PLN i było o 1 mld PLN wyższe niż na koniec 2008 roku. W samym III kw. 2009 roku wzrost zadłużenia wyniósł 433 mln PLN;
- Do 2008 roku poziom zadłużenia GK PGNiG uległ znaczącemu obniżeniu. Obecny dług to efekt realizacji planów inwestycyjnych PGNiG oraz pokrycia poniesionych w pierwszej połowie roku strat na działalności operacyjnej;
- Dług netto po III kw. 2009 roku wyniósł 971 mln PLN.

Gaz ziemny

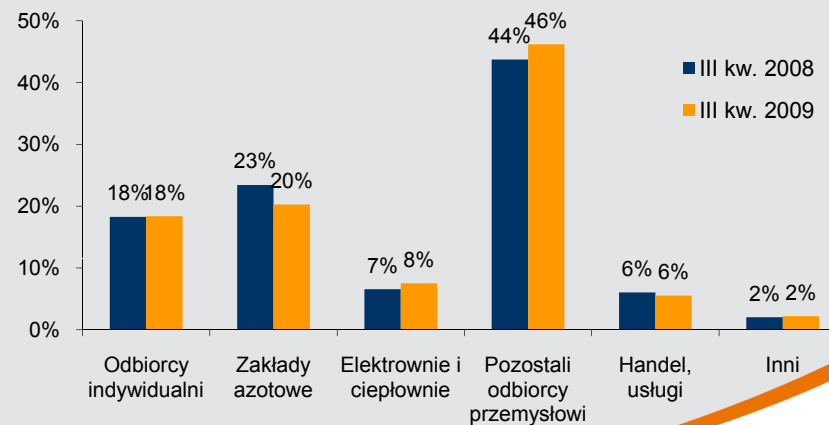
| GK PGNiG wg MSSF | III kw. 2008 | III kw. 2009 | zmiana |
|---|--------------|--------------|--------|
| Wolumen wydobycia* (mln m ³) | 887 | 981 | 11% |
| Wolumen sprzedaży** (mln m ³) | 2 518 | 2 190 | (13%) |
| Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN) | 3 157 | 2 984 | (5%) |
| Gaz wysokometanowy (E) | 2 931 | 2 792 | (5%) |
| Gaz zaazotowany (Ls, Lw) | 227 | 192 | (15%) |

- Znacząca zmiana wielkości wydobycia gazu wynika z faktu, iż w III kw. 2009 roku została zwiększona zdolność przetwórcza odazotowni gazu, dzięki czemu zwiększono moc wydobywczą eksploatowanych kopalń. W efekcie w III kw. 2009 roku wydobycie gazu zaazotowanego wzrosło o 25%;
- 13% spadek wolumenu sprzedaży to efekt niższego popytu na surowiec zarówno po stronie klientów przemysłowych (głównie zakładów azotowych – spadek zapotrzebowania o 25%), jak i indywidualnych (wynik wyższych temperatur we wrześniu 2009 roku w porównaniu do września 2008);
- Spadek wolumenu sprzedanego gazu przełożył się na niższe o 5% przychody ze sprzedaży tego surowca.

Wolumeny sprzedaży i wydobycia gazu (mld m³)**



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



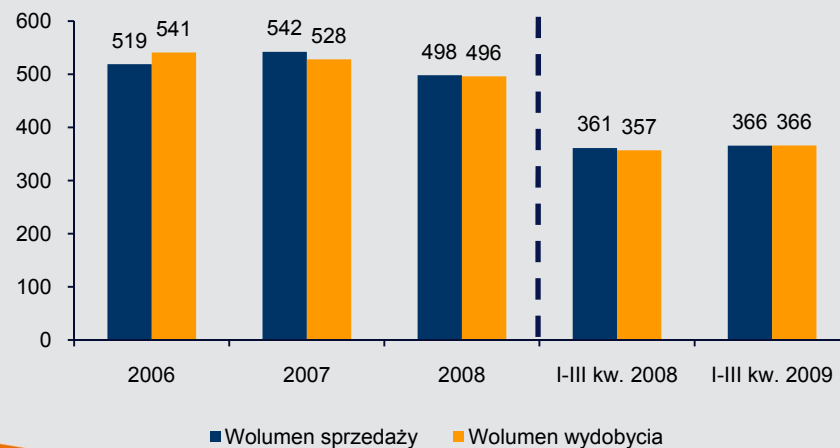
* Dane wraz z produkcją Oddziału w Odolanowie.

** Dane w ekwiwalencie gazu wysokometanowego (E).

Ropa naftowa

| GK PGNiG wg MSSF* | III kw. 2008 | III kw. 2009 | zmiana |
|--|--------------|--------------|--------|
| Wolumen wydobycia (tys. t) | 106 | 98 | (7%) |
| Wolumen sprzedaży (tys. t) | 103 | 99 | (4%) |
| Przychody ze sprzedaży (mln PLN) | 183 | 136 | (26%) |
| Cena jednostkowa ropy (PLN/t) | 1 782 | 1 377 | (23%) |
| Średniookresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl) | 115 | 67 | (42%) |

Wolumen wydobycia i sprzedaży ropy*

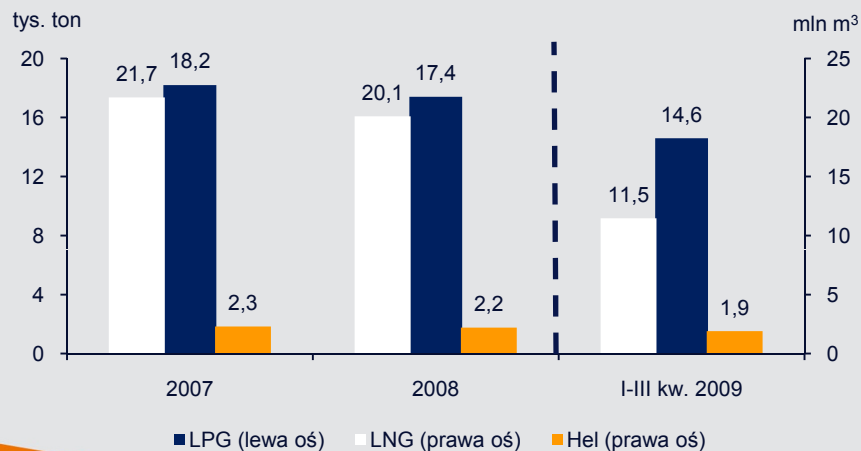


- Na wyniki w III kw. 2009 największy wpływ miał przestój remontowy kopalni Dębno, który w bieżącym roku trwał od połowy lipca do połowy sierpnia (rok wcześniej termin przestoju przypadł na cały czerwiec) i jest przyczyną zarówno mniejszego wolumenu wydobycia, jak i mniejszego wolumenu sprzedanej ropy;
- Porównanie przychodów ze sprzedaży ropy naftowej w III kw. 2008 i III kw. 2009 odzwierciedla różnicę w kształtowaniu się cen ropy na rynkach światowych w analizowanych okresach. W omawianym okresie średnie notowania ropy spadły o 42% porównując do III kw. 2008 roku, co przełożyło się na spadek uzyskanych przychodów ograniczony osłabieniem złotego względem dolara;
- W III kw. 2009 roku sprzedano 99 tys. ton ropy naftowej i kondensatu, z czego 62% trafiło do odbiorców krajowych, a pozostałe 38% do odbiorców zagranicznych.

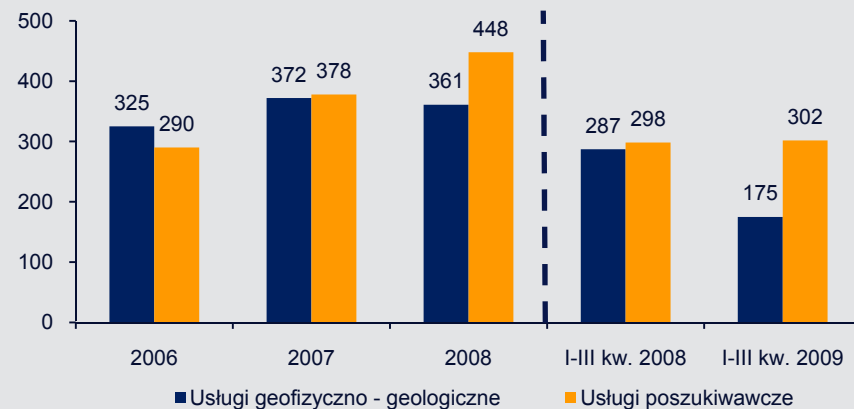
Pozostała sprzedaż

| Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN) | III kw. 2008 | III kw. 2009 | zmiana |
|---|--------------|--------------|--------|
| Hel | 6,3 | 10,6 | 67% |
| Gaz propan butan (LPG) | 8,2 | 7,4 | (10%) |
| Gaz LNG | 4,3 | 4,4 | 3% |
| Usługi geofizyczno-geologiczne | 86,3 | 50,9 | (41%) |
| Usługi poszukiwawcze | 113,7 | 110,7 | (3%) |
| Pozostałe produkty i usługi | 94,4 | 104,6 | 11% |

Wolumen produkcji LPG, LNG oraz helu



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



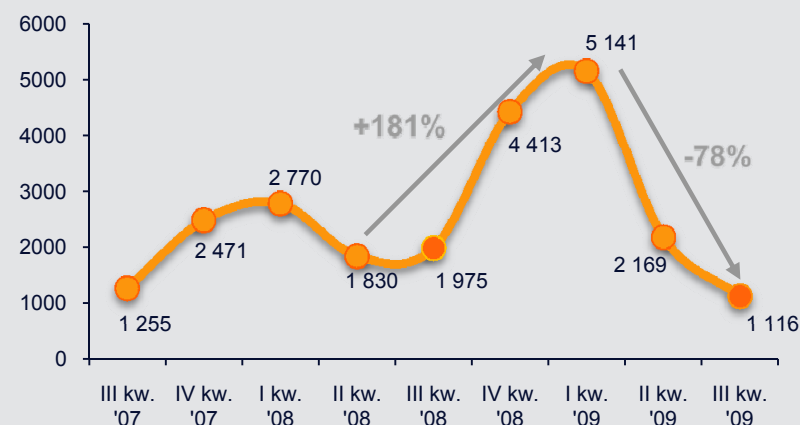
- Niższe przychody z usług geofizyczno-geologicznych w III kw. 2009 roku, w porównaniu do III kw. 2008 roku, to następstwo zakończenia lub zawieszenia części prac prowadzonych przez Geofizykę Toruń w Indiach, które to są jednym z obszarów największej aktywności spółek PGNiG z tego sektora;
- Porównując wytwarzanie pozostałych produktów w III kw. 2008 roku i III kw. 2009 roku obserwujemy wzrost produkcji gazu LPG (propan butan) o 4,3%, zaś helu aż o 52%. Z kolei produkcja LNG w tym okresie spadła o 26%.

Koszty działalności operacyjnej

| GK PGNiG wg MSSF (mln PLN) | III kw. 2008 | III kw. 2009 | zmiana |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Koszty operacyjne ogółem | 3 458 | 2 913 | (16%) |
| Koszty zakupu sprzedanego gazu | 1 975 | 1 116 | (43%) |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów | 153 | 168 | 10% |
| Świadczenia pracownicze | 496 | 518 | 4% |
| Amortyzacja | 336 | 347 | 3% |
| Usługa przesyłowa OGP GAZ-SYSTEM | 298 | 308 | 3% |
| Pozostałe usługi obce | 353 | 532 | 51% |
| Pozostałe koszty operacyjne netto | 28 | 165 | 485% |
| Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | (183) | (241) | 32% |

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt zakupu sprzedanego gazu. W minionym kwartale wyniósł on 1,1 mld PLN i był o 43% niższy w porównaniu z III kw. 2008 roku, a także prawie o połowę niższy niż w II kw. 2009 roku;
- Na spadek kosztu zakupu sprzedanego gazu między III kw. 2008 a III kw. 2009 wpłynął przede wszystkim niższy o 29% jednostkowy koszt zakupu gazu z importu. Spadek kosztu zakupu sprzedanego gazu byłby jeszcze wyższy gdyby nie osłabienie polskiej waluty względem dolara amerykańskiego porównując III kw. 2009 z III kw. 2008.

Koszt zakupu sprzedanego gazu w ujęciu kwartalnym (mln PLN)



- Wzrost kosztów pozostałych usług obcych to efekt wzrostu kosztów spisanych negatywnych odwiertów o ok. 150 mln PLN w III kw. tego roku w porównaniu z III kw. 2008 roku;
- Znaczący wzrost pozostałych kosztów operacyjnych netto związany jest ze zwiększeniem odpisu na należności z tytułu dostaw i usług, a także z niższym wynikiem na instrumentach pochodnych oraz na różnicach kursowych porównując III kw. 2009 do III kw. 2008;
- Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby rośnie o 58 mln PLN, co wynika ze wzrostu wartości środków trwałych w budowie nabytych w okresie związanych z działalnością poszukiwawczą.

Podsumowanie

- **WZROST WYNIKU FINANSOWEGO**
Poprawa wyników finansowych GK PGNiG w III kw. 2009 roku to efekt spadku jednostkowej ceny zakupu gazu z importu o 29%. Całkowity koszt zakupu sprzedanego gazu był niższy o 43% rok do roku i 49% kwartał do kwartału. W rezultacie marża operacyjna na sprzedaży gazu wysokometanowego w analizowanym okresie wyniosła plus 11%, w porównaniu do minus 6% w II kw. 2009, i minus 23% w I kw. 2009;
- **WZROST WYDOBYCIA**
Pozytywnym aspektem jest wzrost wolumenu wydobycia gazu ziemnego o 11% głównie w efekcie zwiększenia zdolności przetwórczych odazotowni gazu, dzięki czemu wydobycie gazu zaazotowanego w III kw. 2009 roku wzrosło o 25% (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy 118 mln m³);
- **SPADEK SPRZEDAŻY**
Spowolnienie gospodarcze przełożyło się na niższy o 13% wolumen sprzedaży gazu ziemnego. Klienci przemysłowi w III kw. tego roku odebrali o ponad 200 mln m³ mniej gazu niż w analogicznym okresie 2008 roku. Dodatkowo wyższe temperatury we wrześniu przełożyły się na spadek zapotrzebowania na gaz po stronie klientów indywidualnych.



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Dziękujemy za uwagę