



**PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG  
I kwartał 2011 roku**

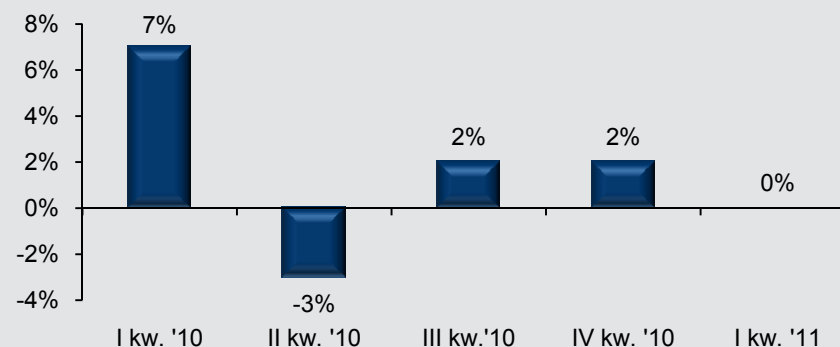
12 maja 2011 roku

## Podstawowe wyniki finansowe

GK PGNiG (mln PLN)	I kw. 2010	I kw. 2011	zmiana
Przychody ze sprzedaży	6 633	7 045	6%
Koszty operacyjne	(5 406)	(5 866)	9%
EBITDA	1 593	1 569	(2%)
EBIT	1 227	1 179	(4%)
Wynik na działalności finansowej	9	64	588%
Wynik netto	996	1 025	3%

- Poprawa wyników finansowych GK PGNiG to przede wszystkim efekt bardzo dobrego wyniku segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, któremu pomogła wysoka cena ropy naftowej na światowych rynkach oraz zwiększony popyt na usługi spółek serwisowych.
- Wysoki poziom cen ropy naftowej z drugiej strony negatywnie wpłynął na rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego, która w I kwartale 2011 roku osiągnęła jedynie próg rentowności – podczas gdy rok wcześniej wyniosła 7%.

### Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego w 2010 roku oraz w I kwartale 2011 roku

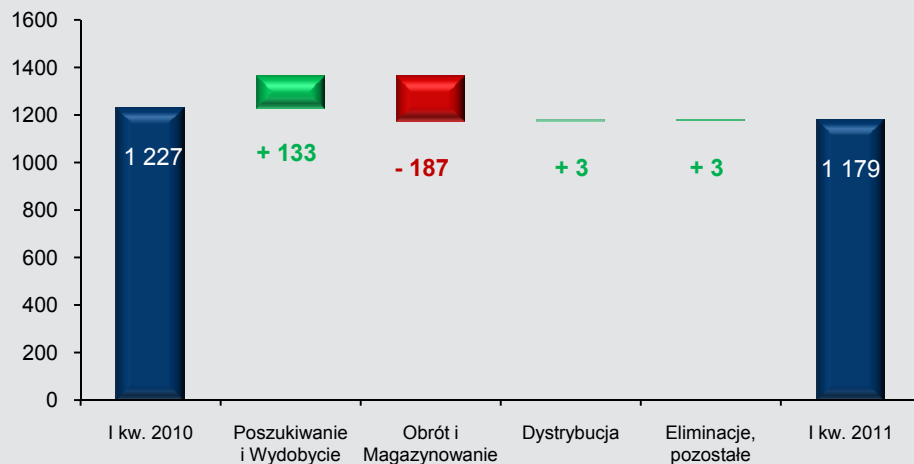


- Ze względu na cieplejszą zimę w I kwartale 2011 roku wolumen sprzedaży był niższy o 2% rok do roku. Spadek zapotrzebowania widoczny był przede wszystkim po stronie klientów indywidualnych, natomiast sprzedaż gazu do zakładów azotowych oraz elektrowni i ciepłowni wzrosła.
- Widoczna poprawa wyniku na działalności finansowej to rezultat wyższych przychodów finansowych osiągniętych dzięki pozytywnej wycenie kredytu RBL (denominowanego w USD) dla PGNiG Norway, która została osiągnięta w wyniku silnej aprecjacji NOK do USD.

# Segmenty

Wynik operacyjny (mln PLN)	I kw. 2010	I kw. 2011	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	241,5	374,8	55%
Obrót i Magazynowanie	445,6	258,8	(42%)
Dystrybucja	546,5	549,3	1%
Eliminacje, pozostałe	(6,7)	(3,9)	43%
<b>RAZEM</b>	<b>1 226,9</b>	<b>1 178,9</b>	<b>(4%)</b>

## Wpływ segmentów na wynik operacyjny w I kwartale 2011 roku (mln PLN)



- W I kwartale 2011 roku segment Poszukiwanie i Wydobywanie wygenerował zysk operacyjny wyższy o 133 mln PLN niż w analogicznym okresie roku poprzedniego. Na poprawę wyniku w omawianym kwartale wpłynął wzrost przychodów ze sprzedaży ropy naftowej o 63 mln PLN, a także przychodów ze świadczonych usług geofizyczno-geologicznych oraz poszukiwawczych łącznie o 45 mln PLN.
- Widoczny spadek wyniku operacyjnego segmentu Obrót i Magazynowanie to efekt wyższego o 22% kosztu zakupu gazu z importu, w efekcie czego spółka poniosła znacząco wyższe koszty zakupu sprzedanego gazu (+639 mln PLN). Wyższa o 8% taryfa na sprzedaż gazu wysokometanowego między analizowanymi okresami tylko częściowo pokryła wzrost kosztów z tytułu sprzedaży gazu.
- W I kwartale 2011 roku spadek wolumenu dystrybuowanego gazu o 3% (120 mln m<sup>3</sup>) został zrekompensowany wyższą taryfą za usługę dystrybucji o ok. 3%. W efekcie EBIT segmentu Dystrybucja był na porównywalnym poziomie do wyniku z I kwartału minionego roku.

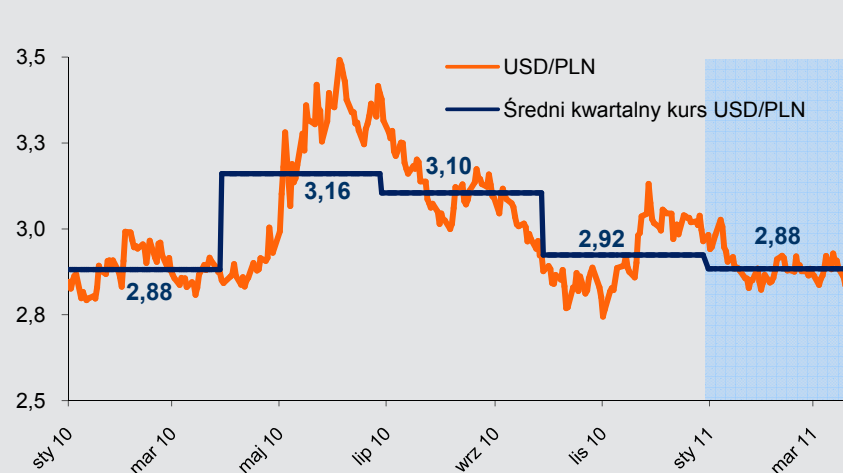
# Czynniki wpływające na wynik finansowy

## 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 prawie w 100%.
- W I kwartale 2011 roku dziewięciomiesięczna średnia notowań produktów ropopochodnych wyniosła prawie 81 USD/boe i była wyższa o 19% w porównaniu do poziomu z I kwartału 2010 roku oraz o 4% wyższa w odniesieniu do ostatniego kwartału minionego roku.

## Kurs USD/PLN\*\*



- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej.
- Średni kurs USD/PLN zarówno w I kwartale 2011 roku jak i w I kwartale 2010 roku był na poziomie 2,88 złotych za dolara. Natomiast w porównaniu do IV kwartału minionego roku średni kurs złotego umocnił się o 1,4%.
- Uwzględniając średni kurs złotego do dolara w omawianych okresach, dziewięciomiesięczna średnia notowań produktów ropopochodnych wzrosła o 20% porównując I kwartał 2011 roku do I kwartału 2010 roku.

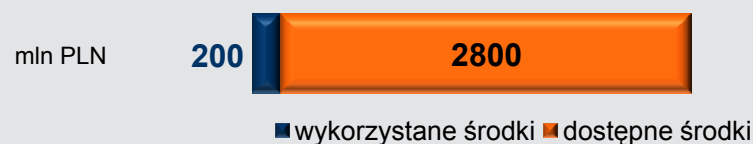
\* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

\*\* Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

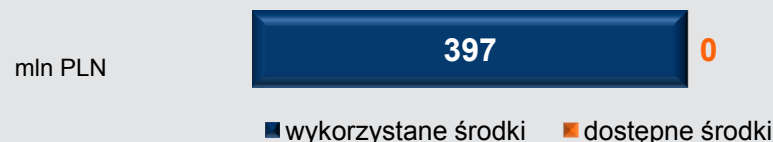
# Zadłużenie

## Poziom wykorzystania poszczególnych programów finansowania na 31 marca 2011 roku

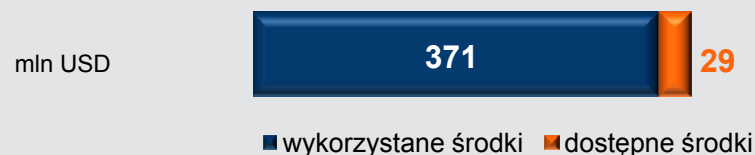
- Program emisji obligacji krajowych



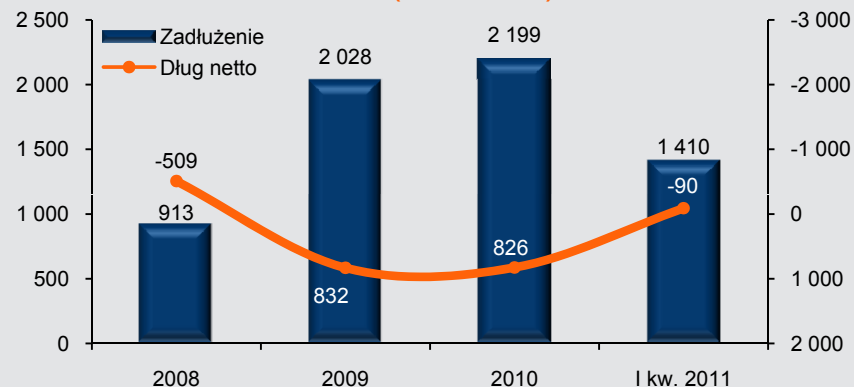
- Program emisji obligacji krótkoterminowych do spółek dystrybucyjnych



- Reserved Based Loan (PGNiG Norway)



## Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)

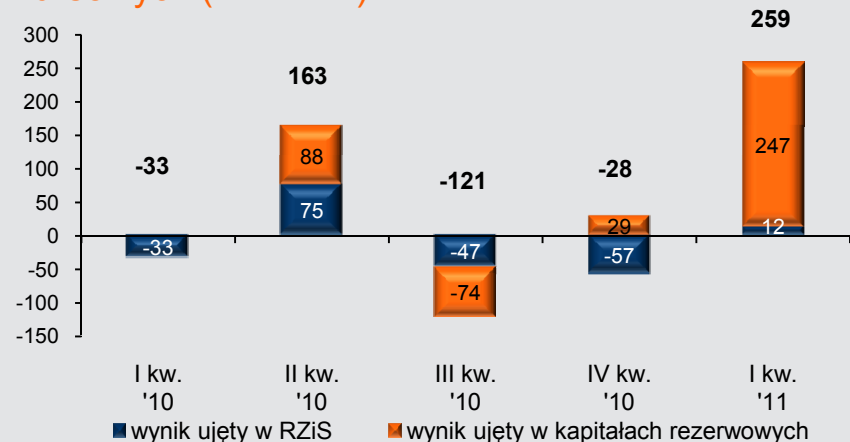


- Spadek kwoty zadłużenia porównując stan na 31 marca 2011 roku do stanu z końca 2010 roku wynika z mniejszej o 900 mln PLN emisji obligacji krajowych. W dużej części było to możliwe dzięki większemu wykorzystaniu programu emisji obligacji wewnątrzgrupowych.
- PGNiG SA obecnie jest na etapie przygotowań do przeprowadzenia 5-letniego programu emisji euroobligacji do kwoty 1,2 mld EUR. Termin emisji uzależniony będzie od potrzeb płynnościowych Spółki oraz sytuacji na rynkach finansowych, zaś środki uzyskane z emisji zostaną przeznaczone na realizację programu inwestycyjnego PGNiG SA.

## Polityka zabezpieczeń ryzyka rynkowego

- PGNiG SA jest istotnie narażona na ryzyko zmiany cen surowców, kursów walutowych i stóp procentowych. W celu zabezpieczenia ryzyka walutowego zawierane są następujące transakcje pochodne:
  - zakup europejskiej opcji call,
  - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal,
  - walutowy swap bazowy.
- Począwszy od maja 2010 roku PGNiG SA zawiera również transakcje zabezpieczające cenę zakupu gazu ziemnego, spełniające wymagania rachunkowości zabezpieczeń. W celu zabezpieczenia tego ryzyka zawierane są transakcje, które zabezpieczają główne elementy będące podstawą ustalania cen zakupu gazu z importu, tj.:
  - zakup towarowych azjatyckich opcji call,
  - zerokosztowe symetryczne strategie opcyjne risk reversal (opcje azjatyckie),
  - swap towarowy.

### Wynik na instrumentach pochodnych i różnicach kursowych (mln PLN)



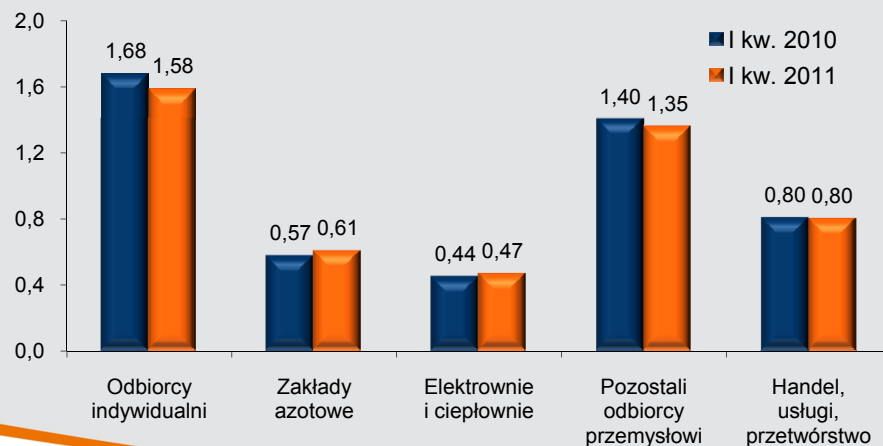
- W I kwartale 2011 roku Grupa PGNiG zanotowała dodatni wynik na transakcjach pochodnych (zrealizowanych i niezrealizowanych) oraz różnicach kursowych w wysokości 259 mln PLN, z czego 256 mln PLN to pozytywny wynik na transakcjach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej (głównie zakupu gazu). Dla porównania, w I kwartale 2010 roku wynik na transakcjach zabezpieczających wyniósł minus 33 mln PLN.

# Gaz ziemny

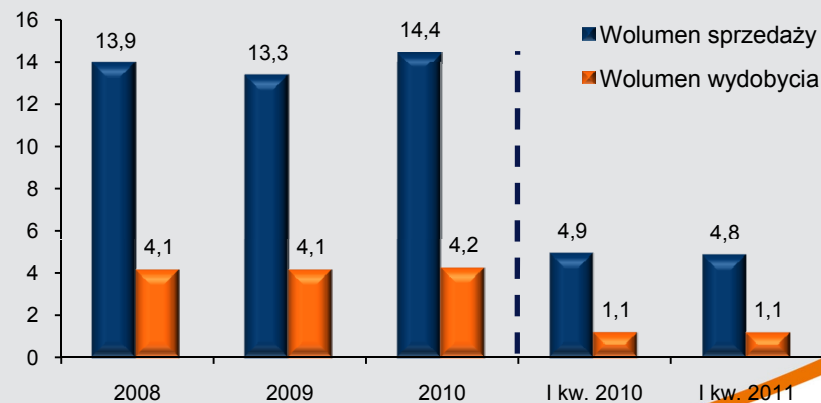
GK PGNiG*	I kw. 2010	I kw. 2011	zmiana
Wolumen wydobycia (mln m <sup>3</sup> )	1 138	1 130	(1%)
Wolumen importu (mln m <sup>3</sup> )	3 057	3 130	2%
Wolumen sprzedaży (mln m <sup>3</sup> )	4 890	4 805	(2%)
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	6 120	6 416	5%
Gaz wysokometanowy (E)	5 744	6 014	5%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	376	402	7%

- Spadek ilości sprzedanego gazu o 85 mln m<sup>3</sup> wynika z niższego zapotrzebowania na gaz ze strony klientów indywidualnych, ze względu na wyższe temperatury powietrza, zwłaszcza w styczniu br. Z drugiej strony Grupa odnotowała wyższy popyt na surowiec po stronie klientów przemysłowych, przede wszystkim zakładów azotowych (sprzedaż gazu do tej grupy wzrosła o 6% rok do roku).
- Wyższe przychody ze sprzedaży gazu ziemnego w I kwartale 2011 roku, pomimo niższego wolumenu sprzedaży, wynikają z wyższej taryfy na sprzedaż gazu wysokometanowego o 8%, zaś gazu zaazotowanego w zależności od rodzaju średnio o ok. 11-12%.

## Wolumen sprzedaży gazu w podziale na grupy odbiorców (mld m<sup>3</sup>)



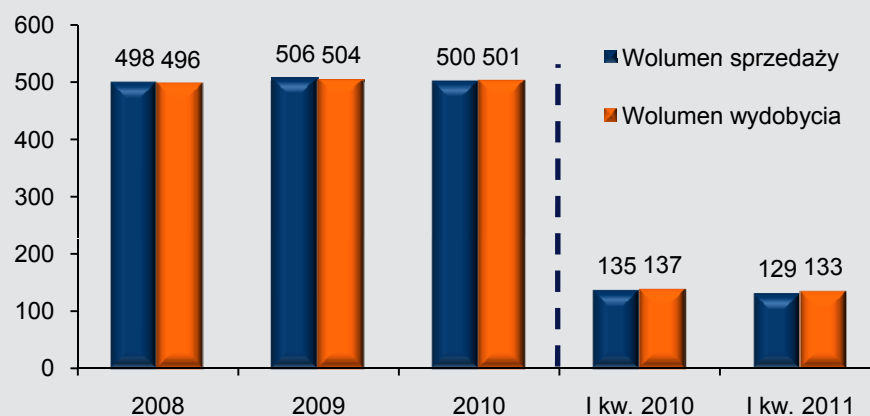
## Wolumeny sprzedaży i wydobycia gazu (mld m<sup>3</sup>)



# Ropa naftowa

GK PGNiG*	I kw. 2010	I kw. 2011	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. ton)	136,8	133,4	(3%)
Wolumen sprzedaży (tys. ton)	134,9	129,2	(4%)
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	208,1	271,5	30%
Cena jednostkowa ropy (PLN/ton)	1 542	2 102	36%
Średniokresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	77	105	37%

## Wolumen wydobycia i sprzedaży ropy (tys. ton)\*



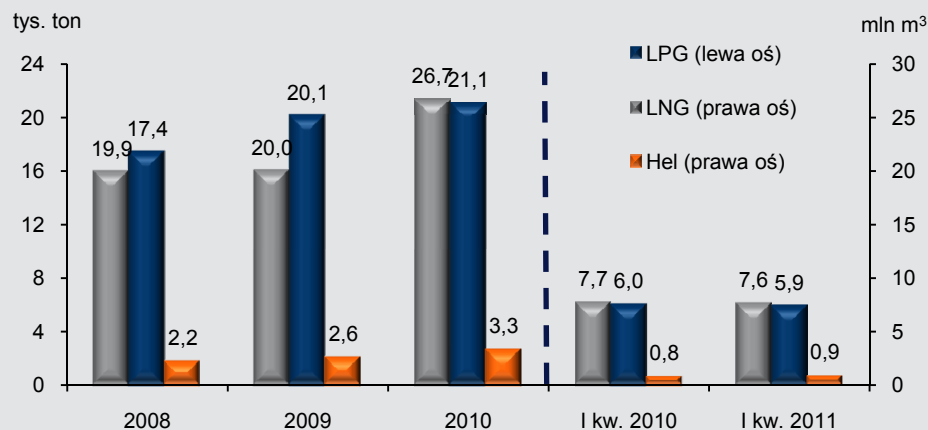
- Produkcja ropy naftowej w I kwartale 2011 kształtowała się na podobnym poziomie jak w analogicznym okresie 2010 roku. W porównywanych kwartałach zasadniczą różnicę stanowiła cena ropy, która w pierwszych trzech miesiącach 2011 roku wzrosła o 37% w porównaniu z I kwartałem 2010 roku. Istotny wzrost cen ropy przełożył się na znaczący wzrost przychodów ze sprzedaży tego surowca.
- Coroczny przestój kopalni ropy naftowej Dębno w roku 2011 rozpoczął się w maju, podobnie jak to było w 2010 roku. Tym samym produkcja ropy naftowej w II kwartale 2011 roku może być na niższym poziomie niż obecnie prezentowany, natomiast porównywalnym rok do roku.
- Porównanie I kwartału bieżącego roku i ostatniego kwartału 2010 roku, kiedy to wolumeny wydobycia i sprzedaży ropy były odpowiednio na poziomie 135 tys. ton i 137 tys. ton, wskazuje na stabilizację w obszarze produkcji ropy i kondensatu, która odbywa się zgodnie z planem.
- W I kwartale 2011 roku, podobnie jak rok wcześniej, 56% sprzedanej ropy naftowej i kondensatu trafiło do odbiorców krajowych, a pozostałe 44% do odbiorców zagranicznych.



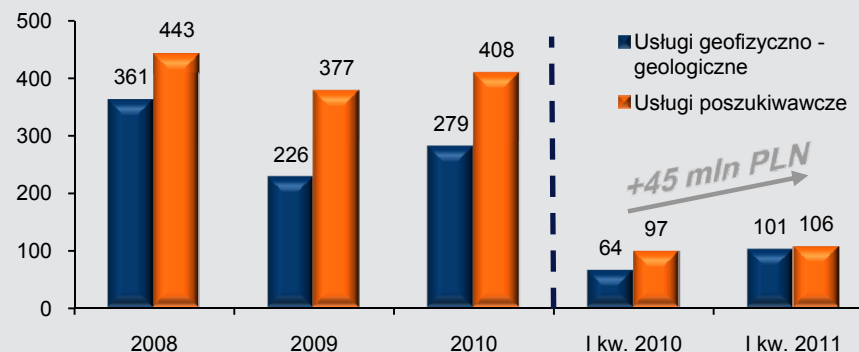
## Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	I kw. 2010	I kw. 2011	zmiana
Hel	10,2	13,5	33%
Gaz propan butan (LPG)	13,6	15,6	14%
Gaz LNG	7,9	8,7	9%
Usługi geofizyczno-geologiczne	63,8	100,5	57%
Usługi poszukiwawcze	96,9	105,5	9%

## Wolumen produkcji LPG, LNG oraz helu



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



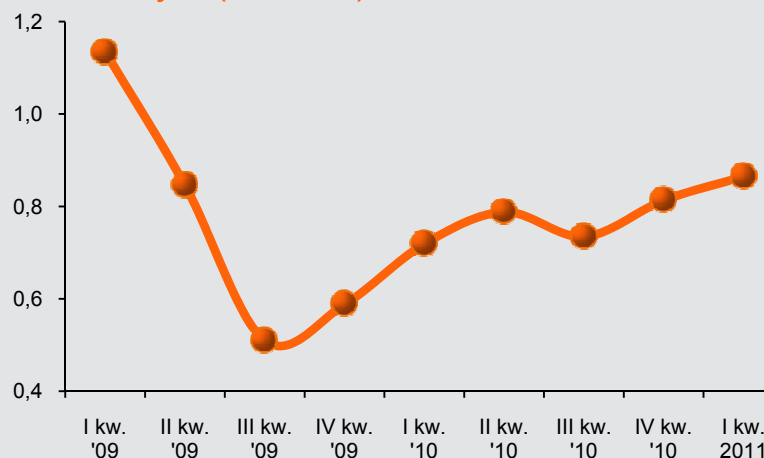
- Wysoki poziom przychodów z usług geofizyczno-geologicznych w I kwartale 2011 roku, w porównaniu do I kwartału 2010 roku, to następstwo zwiększenia zakresu prac prowadzonych przez Geofizykę Toruń dla firm zewnętrznych w Polsce.
- Wyższe przychody z usług poszukiwawczych wiążą się również z realizacją wielu projektów w kraju, ale w zakresie tych usług obserwowane są również większe przychody z działalności spółek za granicą (Czechy, Mozambik).
- W zakresie wytwarzania pozostałych produktów w I kwartale 2011 roku wolumeny utrzymywały się na podobnym poziomie jak rok wcześniej. Jednak przychody z ich sprzedaży widocznie wzrosły, w związku ze wzrostem cen surowców na rynkach światowych.

## Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG (mIn PLN)	I kw. 2010	I kw. 2011	zmiana
<b>Koszty operacyjne ogółem</b>	<b>(5 406)</b>	<b>(5 866)</b>	<b>9%</b>
Koszty sprzedanego gazu	(3 516)	(4 155)	18%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(132)	(157)	20%
Świadczenia pracownicze	(570)	(598)	5%
Amortyzacja	(366)	(390)	7%
Usługa przesyłowa OGP GAZ-SYSTEM	(455)	(415)	(9%)
Koszt spisanych odwertów negatywnych	(36)	(86)	138%
Pozostałe usługi obce	(298)	(318)	7%
Pozostałe koszty operacyjne netto	(201)	(13)	(94%)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	166	265	59%

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt zakupu sprzedanego gazu. W minionym kwartale wyniósł on prawie 4,2 mld PLN – o 639 mln PLN więcej niż w analogicznym okresie 2010 roku.
- Świadczenia pracownicze rosły o 28 mln PLN rok do roku, z czego większość tej kwoty (24 mln PLN) stanowią wynagrodzenia. Wzrost wynagrodzeń widoczny jest w spółkach serwisowych segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie i wynika z większej skali ich działalności. Ponadto, podobnie jak to było w IV kwartale 2010 roku, na wzrost wynagrodzeń wpływa objęcie konsolidacją kolejnych spółek Grupy PGNiG.

### Średni koszt sprzedanego gazu w ujęciu kwartalnym (PLN/m<sup>3</sup>)



- Poprawa w pozycji pozostałe koszty operacyjne netto związana jest głównie ze spłatą należności i w związku z tym rozwiązaniem odpisów na należności z tytułu dostaw gazu (zmiana o 122 mln PLN rok do roku), a także z wyższym wynikiem ogółem na instrumentach pochodnych i różnicach kursowych.
- Wyższe koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby wynikają z większego zakresu prowadzonych prac poszukiwawczych na zlecenie PGNiG SA przez spółki serwisowe Grupy, które skutkowały wzrostem wartości środków trwałych w budowie w analizowanym okresie.

## Podsumowanie

### ■ PORÓWNYWALNE WYNIKI

W I kwartale 2011 roku wyniki Grupy PGNiG były na porównywalnym poziomie do wartości osiągniętych w 2010 roku. Pomimo wyższych o 639 mln PLN kosztów sprzedanego gazu, które jedynie w części zostały zrekompensowane wyższą taryfą, Grupie udało się poprawić wynik dzięki bardzo wysokiemu zyskowi z działalności nieregulowanej.

### ■ UTRZYMUJĄCE SIĘ WYSOKIE CENY ROPY NAFTOWEJ

Od końca stycznia ceny ropy naftowej przekraczają 100 USD/boe, a obecnie utrzymują się na poziomie około 110-120 USD/boe. W I kwartale 2011 roku dziewięciomiesięczna średnia krocząca notowań produktów ropopochodnych wyniosła 81 USD/boe, zaś w II kwartale 2011 roku 89 USD/boe - o 11% więcej. Powoduje to znaczący wzrost kosztu sprzedanego gazu. Dlatego też, spółka złożyła do Urzędu Regulacji Energetyki wnioszek o podwyżkę taryfy na paliwo gazowe. Utrzymanie taryfy na dotychczasowym poziomie istotnie wpływa na obniżenie rentowności obrotu gazem wysokometanowym.

### ■ WYSOKI ZYSK SEGMENTU POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

Bardzo dobry wynik segmentu wynika ze wzrostu zapotrzebowania na usługi geologiczno-geofizyczne i poszukiwawcze spółek serwisowych, co jest efektem dużego zainteresowania tego typu usługami ze strony firm zewnętrznych. Dodatkowo dzięki rosnącej cenie ropy naftowej na światowych rynkach wzrosła rentowność sprzedaży ropy – w analizowanym okresie przychody ze sprzedaży tego surowca były wyższe o 63 mln PLN rok do roku przy porównywalnym koszcie wydobycia.



**PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA

**Dziękujemy za uwagę**