



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG
za III kwartał 2011 roku**

10 listopada 2011 roku

Podstawowe wyniki finansowe

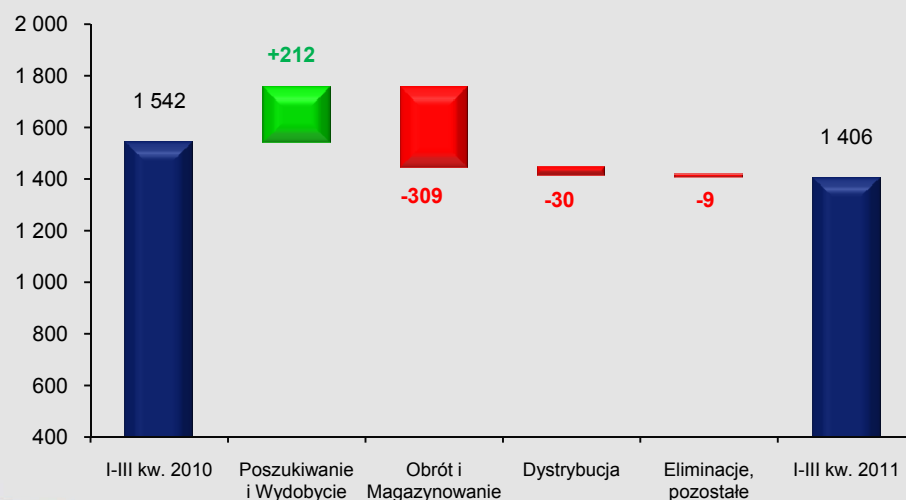
| GK PGNiG (mln PLN) | I-III kw. 2010 | I-III kw. 2011 | zmiana | III kw. 2010 | III kw. 2011 | zmiana |
|--|----------------|----------------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| Przychody ze sprzedaży | 14 644 | 16 031 | 9% | 3 882 | 4 508 | 16% |
| Koszty operacyjne | (13 102) | (14 625) | 12% | (3 541) | (4 175) | 18% |
| EBITDA | 2 653 | 2 576 | (3%) | 706 | 726 | 3% |
| EBIT | 1 542 | 1 406 | (9%) | 340 | 333 | (2%) |
| Wynik na działalności finansowej | 43 | 48 | 12% | 28 | (119) | (525%) |
| Wynik netto | 1 339 | 1 324 | (1%) | 345 | 319 | (7%) |
| Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego | 3% | (1%) | (4 pkt proc.) | 2% | (2%) | (4 pkt proc.) |

- Na poziomie działalności operacyjnej w trzech pierwszych kwartałach 2011 roku Grupa PGNiG odnotowała spadek zysku operacyjnego o 136 mln PLN w rezultacie pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego o **4 pkt. proc.** Dzięki wysokiemu wynikowi osiągniętemu przez segment Poszukiwanie i Wydobycie udało się ograniczyć spadek zysku operacyjnego Grupy.
- Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła w trzech pierwszych kwartałach 2011 roku w relacji do analogicznego okresu 2010 roku, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **17%**. Wydłużenie procedur taryfowych oraz przesunięcie w czasie terminu wprowadzenia nowej taryfy oznaczało dla Grupy utratę marży na obrocie gazem ziemnym.
- Na poziom zysku netto w III kwartale 2011 w dużej mierze wpłynęło **pogorszenie** wyniku na działalności finansowej o 147 mln PLN. Spadek ten wynikał ze wzrostu kosztów z tytułu ujemnych różnic kursowych. Z drugiej strony spadek zysku netto porównując III kw. 2011 do III kw. 2010 roku wyniósł jedynie 7%, tj. 25 mln PLN, dzięki spadkowi obciążeń podatkowych o 128 mln zł w efekcie znaczącego wzrostu aktywa z tytułu podatku odroczonego w PGNiG Norway AS.
- W samym III kwartale 2011 marża na sprzedaży gazu wysokometanowego była **ujemna i wyniosła -2%**. Jest to efektem wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **27%**.

Segmenty – III kwartały narastająco 2011

| Wynik operacyjny (mln PLN) | I-III kw. 2010 | I-III kw. 2011 | zmiana |
|----------------------------|----------------|----------------|--------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 586 | 798 | 36% |
| Obrót i Magazynowanie | 426 | 117 | (73%) |
| Dystrybucja | 524 | 494 | (6%) |
| Eliminacje, pozostałe | 6 | (3) | (150%) |
| RAZEM | 1 542 | 1 406 | (9%) |

Wpływ segmentów na wynik operacyjny w I-III kw. 2010 i I-III kw. 2011 roku (mln PLN)

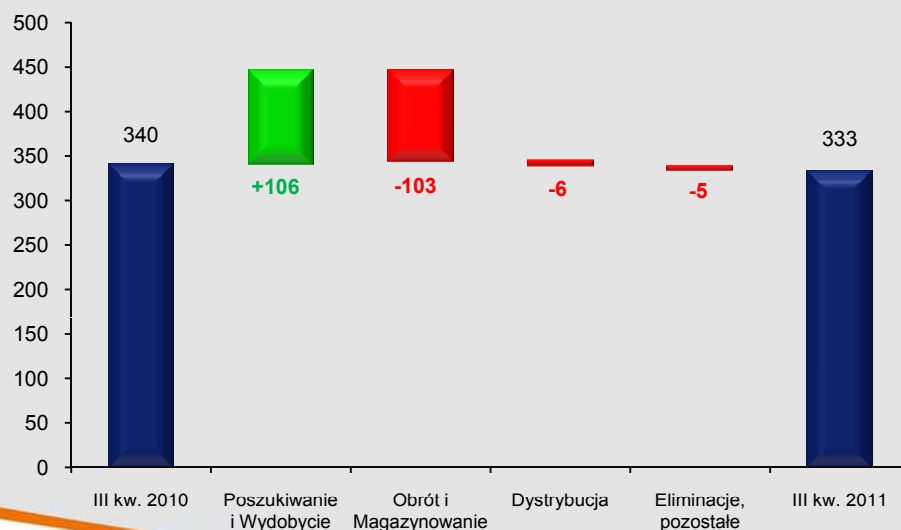


- Zysk operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie był **wyższy o 212 mln PLN** w relacji do trzech pierwszych kwartałów 2010 roku w efekcie znacznej poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej, na co głównie wpłynął wzrost jej notowań na rynkach światowych średnio o 45%. Na poprawę EBIT tego segmentu wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno – geologicznych oraz wiertniczych i serwisowych, co związane jest z intensyfikacją poszukiwań gazu łupkowego na terytorium Polski.
- Największy spadek efektywności nastąpił w segmencie Obrót i Magazynowanie, gdzie zysk operacyjny był niższy o 309 mln PLN w relacji do trzech pierwszych kwartałów poprzedniego roku. Wynikało to ze znacznego pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **17%**.
- Wynik operacyjny w segmencie Dystrybucja był niższy od ubiegłorocznego poziomu o 30 mln PLN przede wszystkim w rezultacie niższego o **3%** wolumenu dystrybuowanego gazu, na skutek wyższych średnich temperatur powietrza w analizowanym okresie w stosunku do roku 2010.

Segmenty – III kwartał 2011

| Wynik operacyjny (mln PLN) | III kw. 2010 | III kw. 2011 | zmiana |
|----------------------------|--------------|--------------|--------|
| Poszukiwanie i Wydobywanie | 246 | 352 | 43% |
| Obrót i Magazynowanie | 84 | (19) | (122%) |
| Dystrybucja | (2) | (8) | (224%) |
| Eliminacje, pozostałe | 13 | 8 | (42%) |
| RAZEM | 340 | 333 | (2%) |

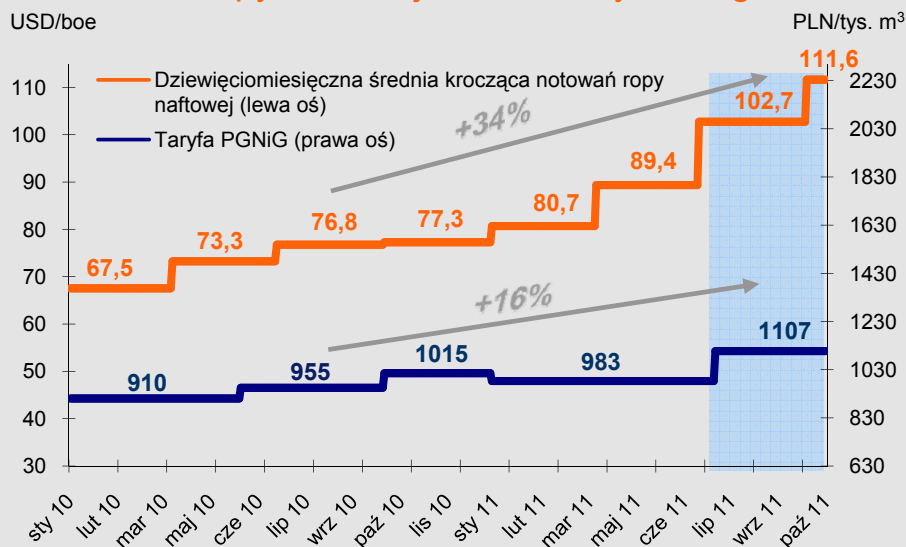
Wpływ segmentów na wynik operacyjny w III kw. 2010 i III kw. 2011 roku (mln PLN)



- Dzięki wyższym przychodom ze sprzedaży ropy naftowej o 36% (79 mln PLN), uzyskiwanych w wyniku wzrostu notowań ropy naftowej średnio o ok. 50% porównując III kw. 2011 do III kw. 2010 roku, oraz wyższym przychodom z usług poszukiwawczych (geofizyczno-geologicznych, wiertniczych i serwisowych) łącznie o 30% (57 mln PLN), segment Poszukiwanie i Wydobywanie zanotował wzrost wyniku operacyjnego o 106 mln PLN.
- Pogorszenie wyniku operacyjnego segmentu Obrót i Magazynowanie to rezultat wzrostu o 33% (586 mln PLN) kosztu sprzedanego gazu między omawianymi kwartałami, który nie znalazł odzwierciedlenia w 16% zwiększeniu taryfy obowiązującej od 15 lipca br., w porównaniu do taryfy z III kw. 2010.
- Wzrost kosztu zakupu gazu wiąże się ze wzrostem dziewięciomiesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych determinującej cenę zakupu gazu z importu.
- W III kwartale 2011 roku EBIT segmentu Dystrybucja spadł o 6 mln PLN rok do roku. Ten niewielki spadek to rezultat niższego wolumenu dystrybuowanego gazu o 1%.

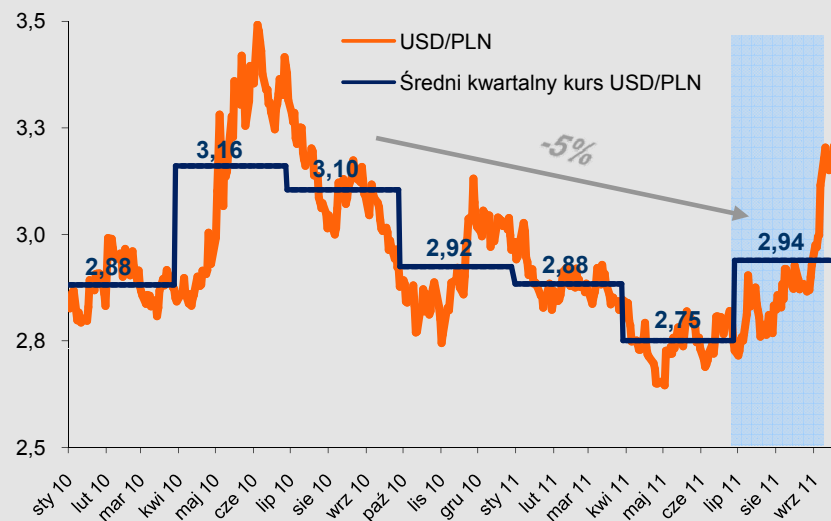
Czynniki wpływające na wynik finansowy

Notowania ropy naftowej* a cena taryfowa gazu



- Notowania ropy naftowej determinują cenę zakupu gazu z importu. Formuła stosowana przy obliczaniu ceny importowej gazu opiera się na 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych, których cena jest skorelowana z notowaniami ropy naftowej prawie w 100%.
- Ceny ropy naftowej utrzymują się na wysokim poziomie, od lutego przekraczając 100 USD za baryłkę. W III kwartale 2011 roku wartość notowań dziewięciomiesięcznej średniej osiągnęła 102,7 USD/boe i była o **34%** wyższa niż w trzecim kwartale 2010 roku.

Kurs USD/PLN**



- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej, co determinuje największą pozycję kosztów GK PGNiG i część przychodów segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie.
- Średni kurs USD/PLN w III kwartale 2011 roku wyniósł 2,94 i był o **7%** wyższy od kursu w II kwartale tego roku (2,75) i o **5%** niższy w stosunku do kursu z III kwartału 2010.
- Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych w III kwartale 2011 roku wyniosła 302 PLN/boe i była o **27%** wyższa niż w III kwartale 2010 roku oraz o **23%** wyższa niż w II kwartale tego roku.

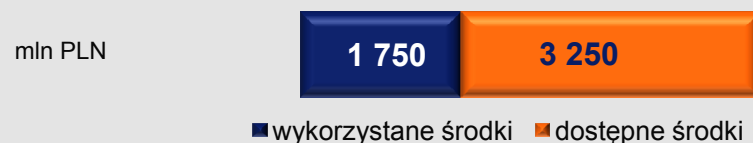
* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

** Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

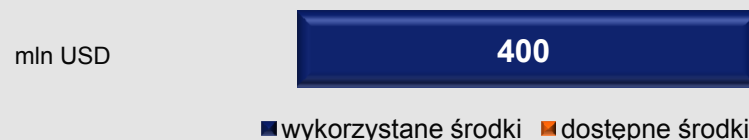
Zadłużenie

Poziom wykorzystania poszczególnych programów finansowania na 30 września 2011 roku

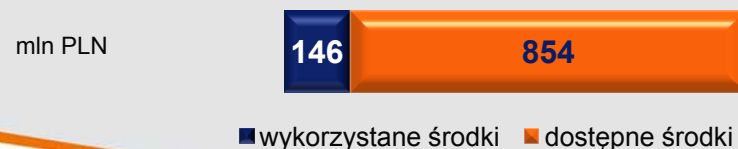
- Program emisji obligacji krajowych - do **5 mld PLN**



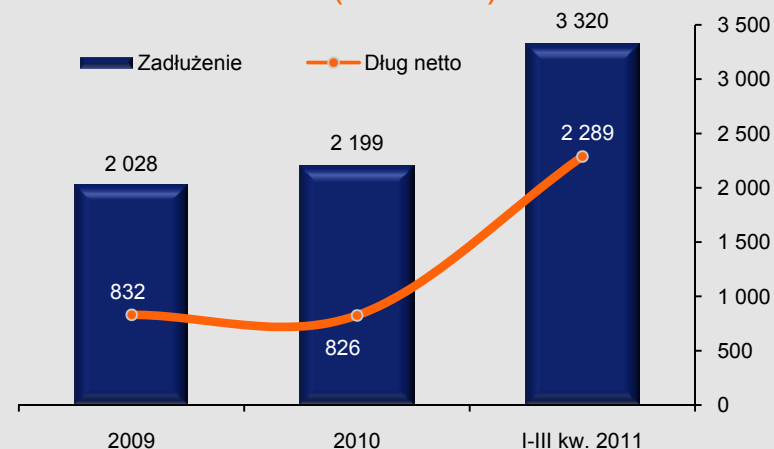
- Reserve Based Loan (PGNiG Norway) - do **400 mln USD**



- Program emisji obligacji krótkoterminowych do spółek dystrybucyjnych - do **1 mld PLN** (podlega eliminacji w sprawozdaniu skonsolidowanym)



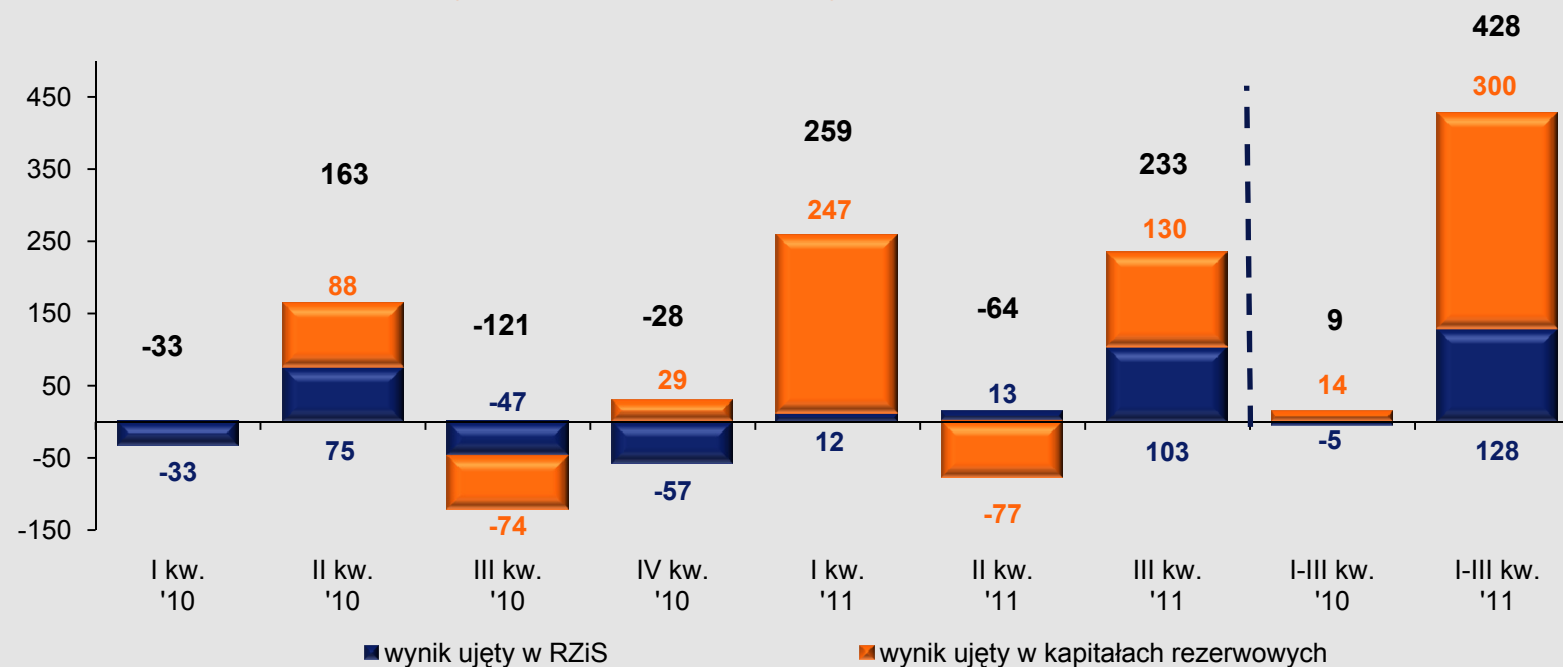
Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)



- Wzrost kwoty zadłużenia porównując stan na 30 września 2011 roku do stanu z końca 2010 roku wynika z większej o **647 mln PLN** emisji obligacji krajowych oraz zwiększenia wykorzystania RBL przez PGNiG Norway o **385 mln PLN**.
- W lipcu 2011 zwiększono maksymalną kwotę emisji obligacji krajowych z **3 do 5 mld PLN** oraz wydłużono okres zapadalności emisji o 2 lata, tj. do **31 lipca 2015 roku**.
- W drugim kwartale 2011 roku zwiększono również do **1 mld PLN** maksymalną kwotę emisji obligacji krótkoterminowych do spółek dystrybucyjnych.

Polityka zabezpieczeń ryzyka rynkowego

Wynik na instrumentach pochodnych i różnicach kursowych (mln PLN)

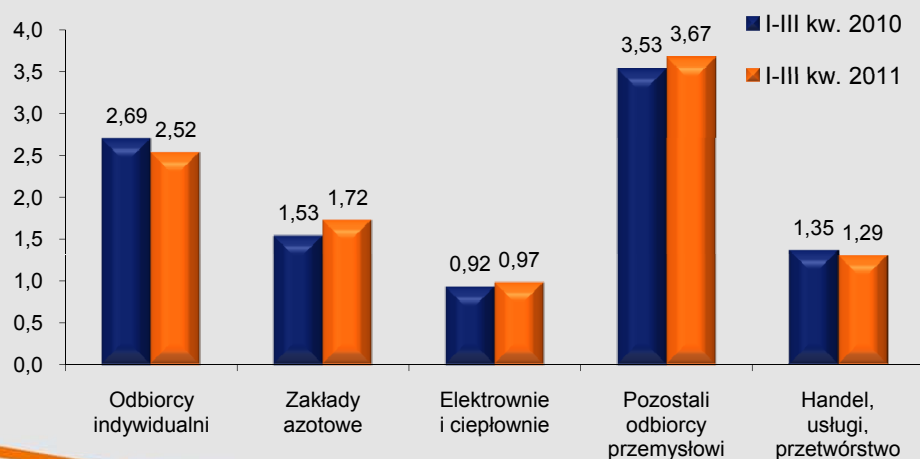


- W trzech pierwszych kwartałach 2011 roku Grupa PGNiG zanotowała dodatni wynik na transakcjach pochodnych (zrealizowanych i niezrealizowanych) oraz różnicach kursowych w wysokości **428 mln PLN**, z czego 459 mln PLN to pozytywny wynik na transakcjach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej (głównie zakupu gazu). Dla porównania, w pierwszych trzech kwartałach 2010 roku wynik na transakcjach zabezpieczających wyniósł 9 mln PLN.
- W samym III kwartale 2011 roku wynik na transakcjach pochodnych był dodatni i wyniósł **233 mln PLN** (rok wcześniej było to -121 mln PLN).

Gaz ziemny

| GK PGNiG* | I-III kw. 2010 | I-III kw. 2011 | zmiana | III kw. 2010 | III kw. 2011 | zmiana |
|---|----------------|----------------|--------|--------------|--------------|--------|
| Wolumen wydobycia (mln m ³) | 3 071 | 3 195 | 4% | 967 | 1 069 | 11% |
| Wolumen importu (mln m ³) | 7 221 | 8 053 | 12% | 1 723 | 2 177 | 26% |
| Wolumen sprzedaży (mln m ³) | 10 020 | 10 166 | 1% | 2 398 | 2 549 | 6% |
| Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN) | 13 045 | 14 077 | 8% | 3 300 | 3 779 | 14% |
| Gaz wysokometanowy (E) | 12 239 | 13 228 | 8% | 3 098 | 3 557 | 15% |
| Gaz zaazotowany (Ls, Lw) | 806 | 849 | 5% | 202 | 221 | 9% |

Wolumen sprzedaży gazu w podziale na grupy odbiorców (mld m³)

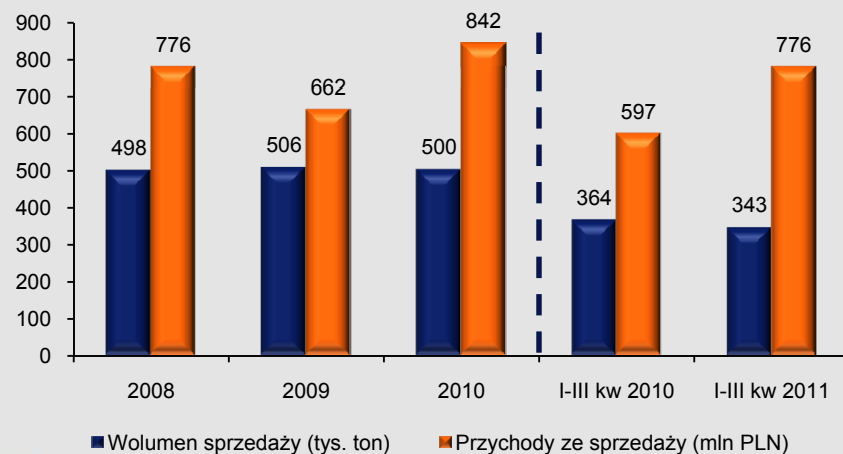


- **Wzrost wolumenu** wydobycia gazu ziemnego wynika z systematycznego wzrostu produkcji będącego skutkiem realizacji Strategii Grupy PGNiG.
- Istotny wzrost importu gazu w III kwartale rok do roku pozwolił na niemal 1,5-krotne zwiększenie wolumenu gazu kierowanego na załoczenie podziemnych magazynów gazu. Stan napełnienia PMG na gaz wysokometanowy na dzień 30 września 2011 roku wyniósł **1,8 mld m³**.
- Na **wzrost przychodów** ze sprzedaży gazu w III kwartale 2011 roku w stosunku do analogicznego okresu roku 2010 wpłynął nie tylko wyższy wolumen sprzedaży, lecz również wyższa o 9,7% średnia taryfowa cena i stawki opłat sprzedaży paliwa gazowego.

Ropa naftowa

| GK PGNiG* | I-III kw. 2010 | I-III kw. 2011 | zmiana | III kw. 2010 | III kw. 2011 | zmiana |
|---|----------------|----------------|--------|--------------|--------------|--------|
| Wolumen wydobycia (tys. t) | 366 | 344 | (6%) | 133 | 127 | (5%) |
| Wolumen sprzedaży (tys. t) | 364 | 343 | (6%) | 132 | 124 | (6%) |
| Przychody ze sprzedaży (mln PLN) | 597 | 776 | 30% | 221 | 302 | 36% |
| Cena jednostkowa ropy (PLN/t) | 1 639 | 2 261 | 38% | 1 673 | 2 431 | 45% |
| Średniokresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl) | 77 | 112 | 45% | 77 | 113 | 48% |

Przychody i wolumeny sprzedaży ropy naftowej*

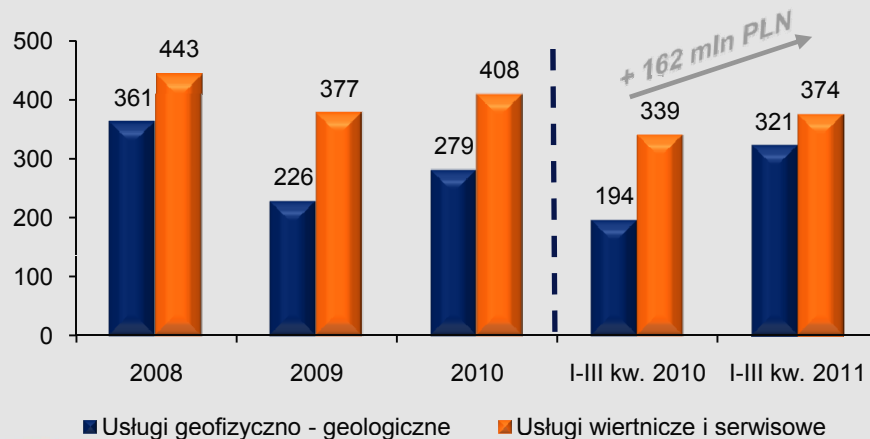


- Spadek wydobycia ropy naftowej w br. w stosunku do roku 2010 związany jest z brakiem podłączeń nowych złóż i naturalnym spadkiem wydobycia na złożach eksploatowanych. Produkcja i sprzedaż tego surowca w roku 2011 odbywa się zgodnie z planem mówiącym o wydobyciu **460 tys. ton ropy**. W połowie 2012 r. planowane jest podłączenie kolejnych odwiertów na największym obecnie złożu ropy Barnówko-Mostno-Buszewo, zaś w kwietniu 2013 roku rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej ze złoża LMG.
- Istotny wzrost cen ropy przełożył się na znaczący wzrost przychodów ze sprzedaży tego surowca. W III kwartale 2011 roku cena ropy naftowej **wzrosła średnio o 48%** w porównaniu z III kwartałem 2010 roku.

Pozostała sprzedaż

| Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN) | I-III kw. 2010 | I-III kw. 2011 | zmiana | III kw. 2010 | III kw. 2011 | zmiana |
|---|----------------|----------------|--------|--------------|--------------|--------|
| Hel | 31,9 | 42,1 | 32% | 10,5 | 15,7 | 50% |
| Gaz propan butan (LPG) | 35,5 | 40,4 | 14% | 13,2 | 16,2 | 23% |
| Gaz LNG | 20,6 | 24,6 | 19% | 6,8 | 9,5 | 41% |
| Usługi poszukiwawcze, w tym: | 532,8 | 695,2 | 30% | 188,3 | 245,6 | 30% |
| Usługi geofizyczno-geologiczne | 194,1 | 321,3 | 66% | 57,8 | 111,6 | 93% |
| Usługi wiertnicze i serwisowe | 338,7 | 373,9 | 10% | 130,5 | 134,0 | 3% |

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



- Wzrost przychodów z usług poszukiwawczych (geofizyczno-geologicznych, wiertniczych i serwisowych) jest rezultatem dużego popytu na te usługi przede wszystkim w kraju, dzięki **zainteresowaniu poszukiwaniami gazu łupkowego**.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży helu w trzech pierwszych kwartałach 2011 roku w stosunku do analogicznego okresu roku 2010 wynika ze wzrostu produkcji helu o **8%** oraz z wyższej ceny jednostkowej jego sprzedaży o **22%**, która jest skorelowana z cenami produktów ropopochodnych.
- Wzrosła również produkcja LNG o 6% porównując I-III kw. 2011 do I-III kw. 2010, a co za tym idzie wolumen sprzedaży o 7%, a także przychody ze sprzedaży **(+19%)**.

Koszty działalności operacyjnej

| GK PGNiG (mln PLN) | I-III kw. 2010 | I-III kw. 2011 | zmiana | III kw. 2010 | III kw. 2011 | zmiana |
|---|-------------------|-------------------|------------|--------------|--------------|------------|
| Koszty operacyjne ogółem | 13 102 | 14 625 | 12% | 3 541 | 4 175 | 18% |
| Koszt sprzedanego gazu | 7 430 | 8 909 | 20% | 1 761 | 2 347 | 33% |
| Zużycie pozostałych surowców i materiałów | 440 | 501 | 14% | 168 | 173 | 3% |
| Świadczenia pracownicze | 1 859 | 2 002 | 8% | 576 | 622 | 8% |
| Amortyzacja | 1 111 | 1 170 | 5% | 366 | 393 | 7% |
| Usługa przesyłowa OGP GAZ-SYSTEM | 1 110 | 1 094 | (1%) | 323 | 330 | 2% |
| Koszt spisanych odwiertów negatywnych | 113 | 176 | 57% | 23 | 37 | 63% |
| Pozostałe usługi obce | 989 | 1 044 | 6% | 348 | 380 | 9% |
| Pozostałe koszty operacyjne netto | 661 | 447 | (32%) | 226 | 129 | (43%) |
| Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby | (611) | (717) | 17% | (250) | (235) | (6%) |

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt sprzedanego gazu. Porównując pierwsze trzy kwartały 2011 roku i sam III kwartał tego roku do analogicznych okresów roku ubiegłego obserwujemy odpowiednio **20-to i 33-to procentowy** wzrost tej pozycji kosztowej, wynikający zarówno ze wzrostu wolumenu importowanego gazu (odpowiednio o **12% i 26%**) oraz **ponad 30%** wyższej dziewięciomiesięcznej średniej ceny produktów ropopochodnych, czego negatywny skutek częściowo został zredukowany umocnieniem się złotego w stosunku do dolara pomiędzy okresami.
- Obserwowany w trzech pierwszych kwartałach 2011 roku wzrost wartości spisanych odwiertów to efekt większej liczby odwiertów negatywnych w stosunku do roku 2010 i rosnących kosztów wykonania pojedynczego odwiertu. W samym III kwartale 2011 roku spisano 2 odwierty negatywne (w III kwartale 2010 roku – 1 odwiert).
- Zmiana w pozycji pozostałe koszty operacyjne netto, porównując dane zarówno w ujęciu narastającym, jak i kwartalnym, wynika w głównej mierze z rozwiązania odpisów na należności z tytułu dostaw gazu.

Podsumowanie

ISTOTNY SPADEK RENTOWNOŚCI SEGMENTU OBRÓT I MAGAZYNOWANIE

Wzrost cen ropy naftowej w roku 2011 negatywnie wpływa na koszty zakupu gazu przez Spółkę, co przekłada się na **ujemną marżę** na sprzedaży tego produktu. Utrzymujące się wysokie ceny ropy naftowej będą skutkowały, w IV kwartale tego roku, dalszym wzrostem dziewięciomiesięcznej średniej kroczącej notowań produktów ropopochodnych, spotęgowanym osłabiającym się złotym.

O ile tendencje te nie uzyskają odzwierciedlenia w taryfie, będzie to prowadzić do dalszego spadku rentowności sprzedaży w segmencie Obrót i Magazynowanie.

WZROST SPRZEDAŻY USŁUG POSZUKIWAWCZYCH

Intensyfikacja poszukiwań węglowodorów na terytorium Polski wpłynęła na znaczny wzrost zainteresowania podmiotów zewnętrznych usługami geofizyczno-geologicznymi, wiertniczymi oraz serwisowymi. W efekcie w III kwartale przychody ze sprzedaży tych usług **wzrosły o 30%**.



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Dziękujemy za uwagę