



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

**Wyniki finansowe GK PGNiG
za I półrocze 2011 roku**

31 sierpnia 2011 roku

Podstawowe wyniki finansowe

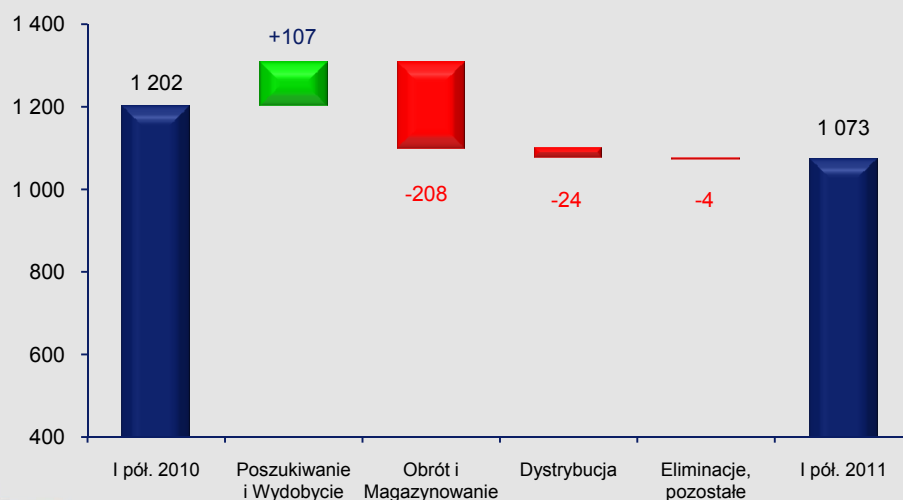
GK PGNiG (mln PLN)	I pół. 2010	I pół. 2011	zmiana (wart.)	II kw. 2010	II kw. 2011	zmiana (wart.)
Przychody ze sprzedaży	10 762	11 523	761	4 129	4 478	349
Koszty operacyjne	(9 560)	(10 451)	891	(4 154)	(4 585)	431
EBITDA	1 947	1 850	(97)	354	281	(73)
EBIT	1 202	1 073	(129)	(25)	(106)	(81)
Wynik na działalności finansowej	15	167	152	6	104	98
Wynik netto	994	1 005	11	(2)	(20)	(18)
Marża na sprzedaży gazu wysokometanowego	4%	(1%)	(5 pkt. proc.)	(3%)	(4%)	(1 pkt. proc.)

- Na poziomie działalności operacyjnej w I półroczu 2011 roku Grupa PGNiG odnotowała spadek zysku operacyjnego (EBIT) o 129 mln PLN w rezultacie pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego o **5 pkt. proc.** Dzięki wysokiemu wynikowi osiągniętemu przez segment Poszukiwanie i Wydobywanie udało się ograniczyć spadek zysku operacyjnego Grupy.
- Rentowność sprzedaży gazu wysokometanowego spadła w I pół. 2011 roku. 2010 roku, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **13%**. 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 omawianych okresach w dużej mierze wpłynęła **poprawa** wyniku na działalności finansowej o 152 mln PLN porównując półrocza oraz 98 mln PLN porównując kwartały. Wzrost ten wynikał ze znacznie wyższych przychodów z tytułu dodatnich różnic kursowych oraz z tytułu zbycia w II kwartale 2011 roku akcji **Zakładów Azotowych w Tarnowie-Mościcach**.
- W samym II kwartale 2011 marża na sprzedaży gazu wysokometanowego była **ujemna i wyniosła -4%**.

Segmenty – I półrocze 2011

Wynik operacyjny (mln PLN)	I pół. 2010	I pół. 2011	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	339,8	446,5	31%
Obrót i Magazynowanie	342,6	135,1	(61%)
Dystrybucja	526,1	502,0	(5%)
Eliminacje, pozostałe	(6,8)	(10,8)	(57%)
RAZEM	1 201,7	1 072,8	(11%)

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

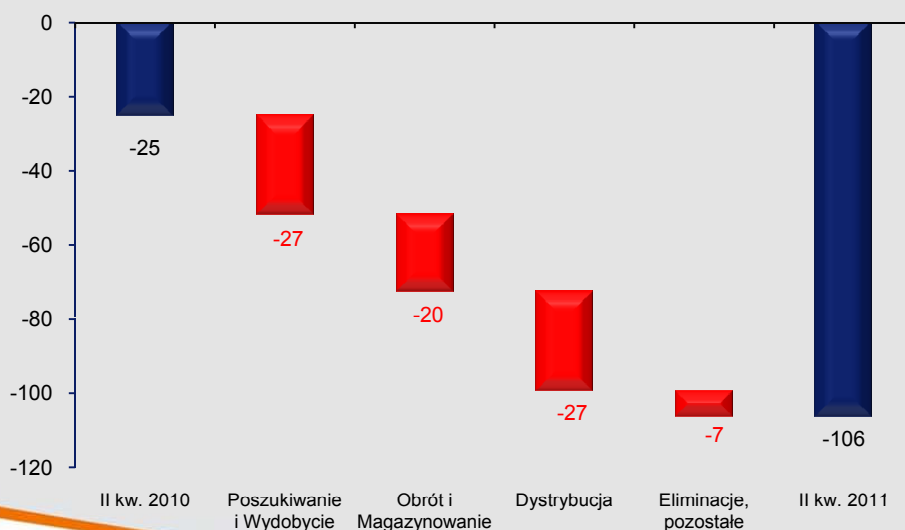


- Zysk operacyjny segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie był **wyższy o 107 mln PLN** w relacji do I półrocza 2010 roku w efekcie znacznej poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej, na co głównie wpłynął wzrost jej notowań na rynkach światowych średnio o 43%. Na poprawę EBIT tego segmentu wpłynął również wzrost przychodów z tytułu sprzedaży usług geofizyczno–geologicznych oraz wiertniczych, 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 208 mln PLN w relacji do I półrocza poprzedniego roku. Wynikało to ze znacznego pogorszenia rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego, na co decydujący wpływ miał wzrost jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu o **13%**. Ponadto Grupa zwiększyła wolumen dostaw gazu z importu oraz ograniczyła pobór gazu z magazynów, co pozwoliło na zwiększenie zapasów gazu.
- Wynik operacyjny w segmencie Dystrybucja był niższy od ubiegłorocznego poziomu o 24 mln PLN przede wszystkim w rezultacie niższego o **3%** wolumenu dystrybuowanego gazu. Spadek rentowności segmentu dystrybucji nastąpił pomimo wzrostu stawek i opłat za usługi sieciowe od czerwca 2010 roku.

Segmenty – II kwartał 2011

Wynik operacyjny (mln PLN)	II kw. 2010	II kw. 2011	zmiana
Poszukiwanie i Wydobywanie	98,3	71,7	(27%)
Obrót i Magazynowanie	(103,0)	(123,7)	(20%)
Dystrybucja	(20,4)	(47,3)	(132%)
Eliminacje, pozostałe	0,1	(6,8)	(7 095%)
RAZEM	(25,2)	(106,2)	(321%)

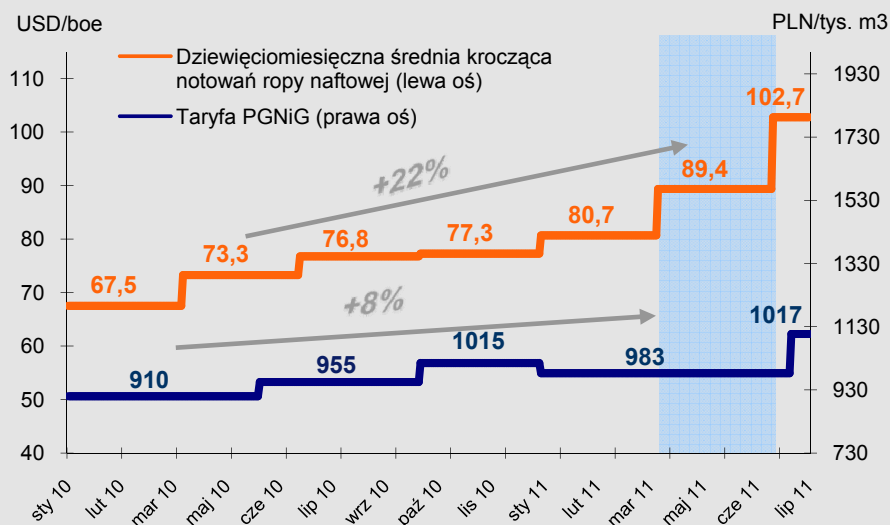
Wpływ segmentów na wynik operacyjny w II kw. 2010 i II kw. 2011 roku (mln PLN)



- Pomimo wyższych przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i usług geofizyczno-geologicznych, segment Poszukiwanie i Wydobywanie zanotował spadek wyniku operacyjnego o 27 mln PLN. Niski poziom EBIT segmentu wynika z utworzenia odpisu aktualizującego na środkach trwałych w budowie w PGNiG Norway w wysokości 150 mln NOK (**ok. 76 mln PLN**). Odpis ten dotyczył złoża **Gro**, pierwsza część tego odpisu została ujęta w IV kw. 2010 roku. W związku z wyjściem z licencji nastąpiła konieczność dokonania pełnego odpisu. Gdyby nie konieczność objęcia odpisem aktualizującym nakładów poniesionych na złożu Gro wynik w II kwartale 2011 roku segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie wyniósłby 148 mln PLN i byłby o około 50% wyższy niż w II kwartale 2010 roku.
- Pogorszenie wyniku operacyjnego segmentu Obrót i Magazynowanie pomimo wyższych o 261 mln PLN przychodów ze sprzedaży gazu, to rezultat wyższego o **12%** (255 mln PLN) kosztu sprzedanego gazu między omawianymi kwartałami.
- W II kwartale 2011 roku EBIT segmentu Dystrybucja spadł o 27 mln PLN rok do roku. Spadek ten to głównie rezultat niższego wolumenu dystrybuowanego gazu o **4%**.

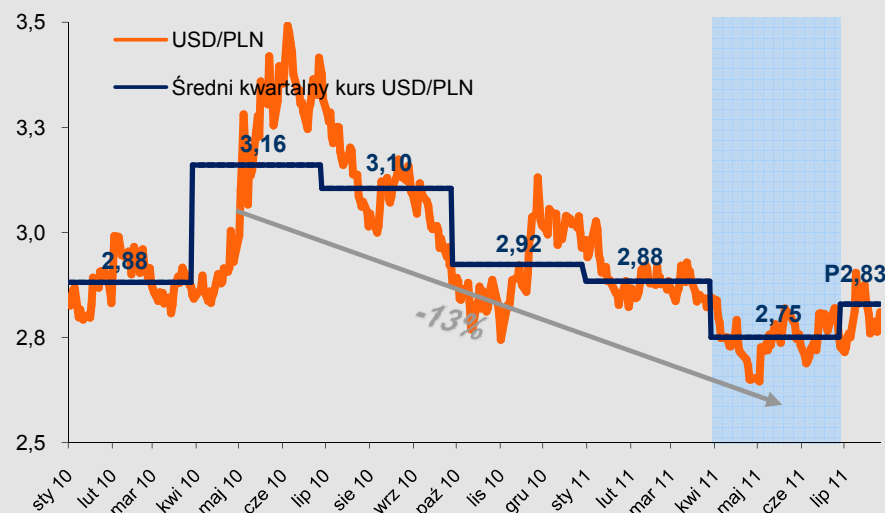
Czynniki wpływające na wynik finansowy

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%.
- Z uwagi na falę protestów społecznych w Afryce Północnej ceny baryłki ropy naftowej utrzymują się na wysokim poziomie, od lutego przekraczając 100 USD za baryłkę. W II kwartale 2011 roku wartość notowań dziewięciomiesięcznej średniej osiągnęła 89 USD/boe i była o 11% wyższa niż w pierwszym kwartale tego roku.

Kurs USD/PLN**



- Cena zakupu gazu z importu denominowana jest głównie w dolarach, podobnie jak cena sprzedaży ropy naftowej.
- Średni kurs USD/PLN w II kwartale 2011 roku wyniósł 2,75 i był o prawie 5% niższy od kursu w I kwartale tego roku (2,88) i o 13% niższy w stosunku do kursu odnotowanego w II kwartale roku ubiegłego.
- Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań produktów ropopochodnych w II kwartale 2011 roku wyniosła 246 PLN/boe i była o 6,2% wyższa niż II kwartale 2010 roku oraz o 5,6% wyższa niż w I kwartale tego roku.

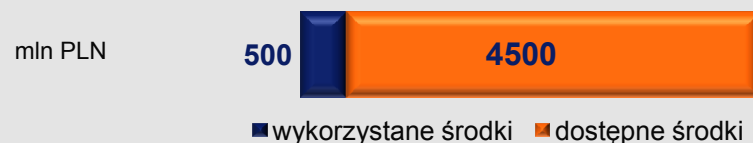
* European Dated Brent Forties Oseberg (BFO), źródło: Bloomberg.

** Źródło: Narodowy Bank Polski (NBP).

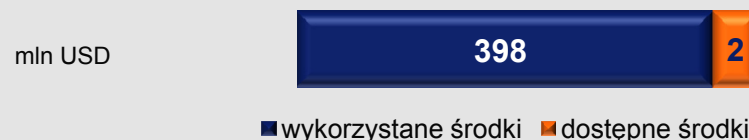
Zadłużenie

Poziom wykorzystania poszczególnych programów finansowania na 30 czerwca 2011 roku

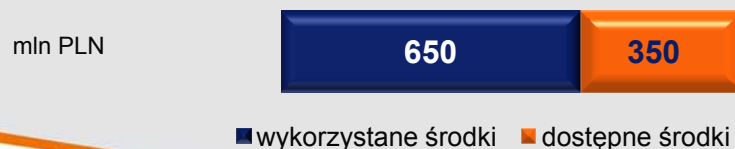
- Program emisji obligacji krajowych - do **5 mld PLN**



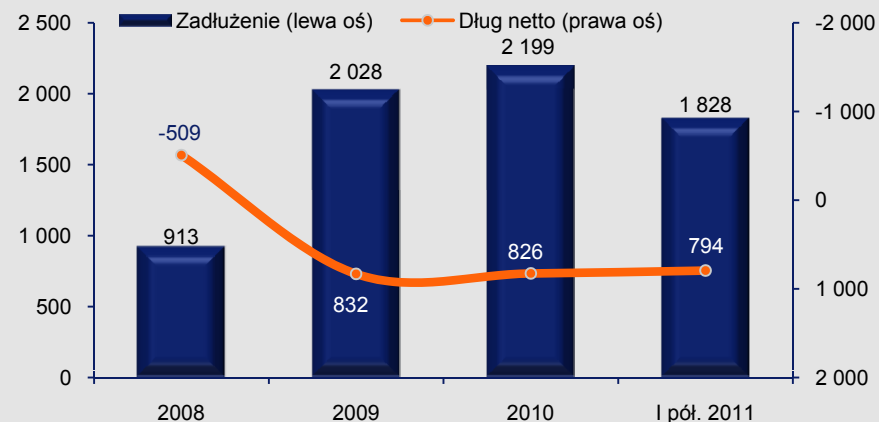
- Reserve Based Loan (PGNiG Norway) - do **400 mln USD**



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



Zadłużenie GK PGNiG (mln PLN)

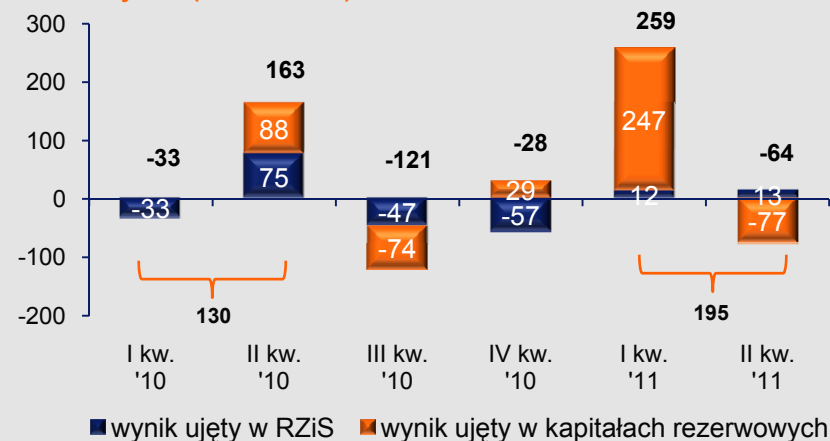


- Spadek kwoty zadłużenia porównując stan na 30 czerwca 2011 roku do stanu z końca 2010 roku wynika z mniejszej o **600 mln PLN** emisji obligacji krajowych oraz zwiększenia wykorzystania RBL przez PGNiG Norway o **174 mln PLN**.
- W lipcu 2011 zwiększono maksymalną kwotę emisji obligacji krajowych **z 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

- 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,
 - transakcje forward.
- 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)

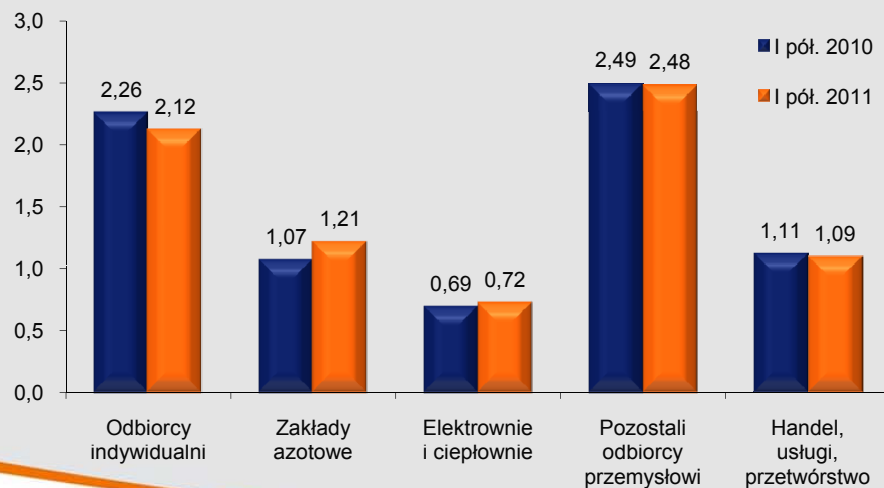


- W I półroczu 2011 roku Grupa PGNiG zanotowała dodatni wynik na transakcjach pochodnych (zrealizowanych i niezrealizowanych) oraz różnicach kursowych w wysokości **195 mln PLN**, z czego 191 mln PLN to pozytywny wynik na transakcjach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej (głównie zakupu gazu). Dla porównania, w I półroczu 2010 roku wynik na transakcjach zabezpieczających wyniósł 130 mln PLN.
- W samym II kwartale 2011 roku wynik na transakcjach pochodnych był ujemny i wyniósł **-64 mln PLN** (rok wcześniej było to 163 mln PLN).

Gaz ziemny

GK PGNiG*	I pół. 2010	I pół. 2011	zmiana	II kw. 2010	II kw. 2011	zmiana
Wolumen wydobycia (mln m ³)	2 104	2 126	1%	966	996	3%
Wolumen importu (mln m ³)	5 498	5 876	7%	2 443	2 743	12%
Wolumen sprzedaży (mln m ³)	7 622	7 618	0%	2 732	2 812	3%
Przychody ze sprzedaży gazu (mln PLN)	9 744	10 298	6%	3 625	3 882	7%
Gaz wysokometanowy (E)	9 141	9 671	6%	3 397	3 657	8%
Gaz zaazotowany (Ls, Lw)	603	628	4%	228	225	(1%)

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

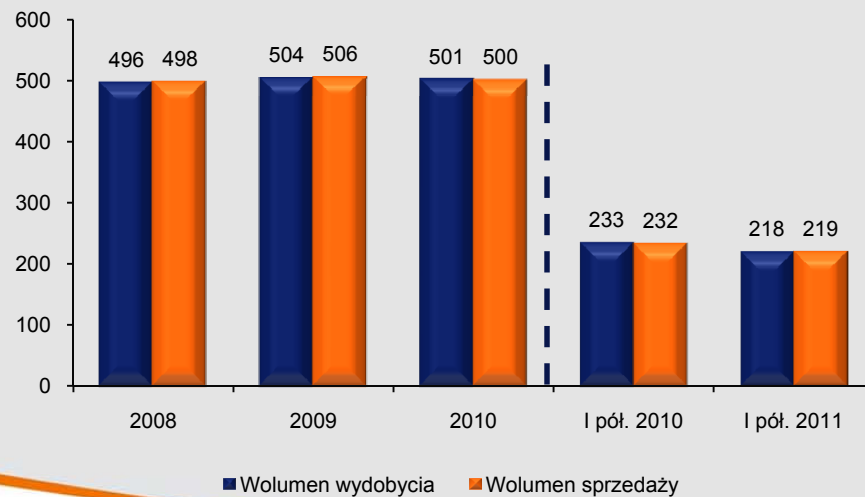


- **Wzrost wolumenu** wydobycia gazu ziemnego wynika z systematycznego wzrostu produkcji będącego skutkiem realizacji Strategii Grupy PGNiG.
- Istotny wzrost importu gazu w II kwartale rok do roku pozwolił na zwiększenie o 36% wolumenu gazu kierowanego na zatłoczenie podziemnych magazynów gazu. Stan napełnienia PMG na dzień 30 czerwca 2011 roku wyniósł **1,2 mld m³**.
- Na **wzrost przychodów** ze sprzedaży gazu w II kwartale 2011 roku w stosunku do analogicznego okresu roku 2010 wpłynął nie tylko wyższy wolumen sprzedaży, lecz również wyższa o 3,4% średnia jednostkowa cena sprzedaży gazu wysokometanowego.

Ropa naftowa

GK PGNiG*	I pół. 2010	I pół. 2011	zmiana	II kw. 2010	II kw. 2011	zmiana
Wolumen wydobycia (tys. t)	233	218	(6%)	96	84	(12%)
Wolumen sprzedaży (tys. t)	232	219	(6%)	97	89	(8%)
Przychody ze sprzedaży (mln PLN)	376	474	26%	168	203	21%
Cena jednostkowa ropy (PLN/t)	1 620	2 168	34%	1 728	2 263	31%
Średniokresowe notowania ropy Brent Dated (USD/bbl)	78	111	43%	79	117	49%

Wolumeny sprzedaży i wydobycia ropy naftowej (tys. t)*

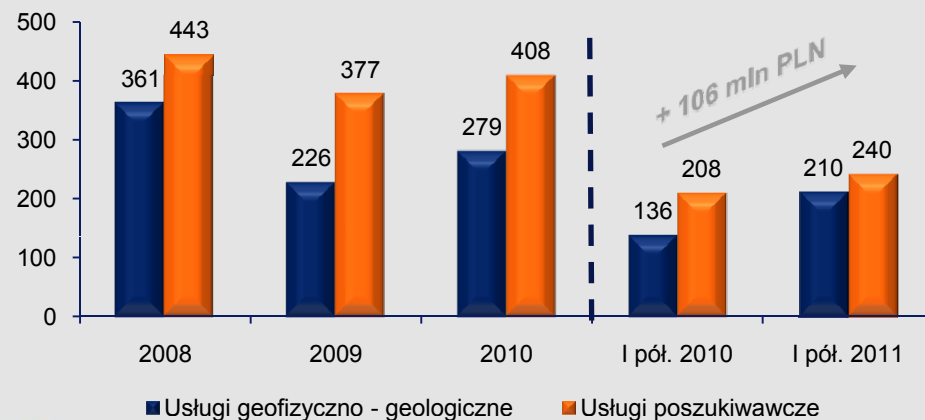


- Poziom wydobycia ropy w II kwartale roku odbiega od wielkości produkcji w innych kwartałach roku z uwagi na coroczny, czterotygodniowy przestój remontowo – pomiarowy kopalni Dębno. W tym roku, podobnie jak w ubiegłym, rozpoczął się on w maju.
- Ograniczenie wolumenu wydobycia i sprzedaży ropy w analizowanym kwartale rok do roku spowodowane było brakiem odbioru przez jednego z klientów gazu, którego produkcja skorelowana jest z wydobyciem ropy, a także brakiem możliwości zatłaczania ropy do rurociągu z uwagi na awarię jednego ze zbiorników magazynowych na kopalni Dębno.
- Pomimo mniejszego wolumenu sprzedanej ropy, Grupa zarówno w II kwartale jak i w I półroczu 2011 roku, odnotowała wzrost przychodów ze sprzedaży tego produktu w efekcie wzrostu cen ropy na rynkach światowych.

Pozostała sprzedaż

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG (mln PLN)	I pół. 2010	I pół. 2011	zmiana	II kw. 2010	II kw. 2011	zmiana
Hel	21,5	26,4	23%	11,3	12,9	14%
Gaz propan butan (LPG)	22,3	24,2	9%	8,7	8,6	(1%)
Gaz LNG	13,8	15,1	9%	5,9	6,4	9%
Usługi geofizyczno-geologiczne	136,3	209,8	54%	72,5	109,3	51%
Usługi poszukiwawcze	208,1	239,9	15%	111,2	134,4	21%
Pozostałe produkty, usługi i materiały	239,5	235,9	(2%)	126,8	122,3	(4%)

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



- Wzrost przychodów ze sprzedaży helu w I półroczu 2011 roku w stosunku do analogicznego okresu roku 2010 wynika ze wzrostu produkcji helu o **4%** oraz z wyższej ceny jednostkowej jego sprzedaży o **20%**.
- Wzrost przychodów** z usług geofizyczno-geologicznych i poszukiwawczych jest rezultatem większego popytu na te usługi przede wszystkim w kraju, dzięki **zainteresowaniu gazem łupkowym**.

Koszty działalności operacyjnej

GK PGNiG (mIn PLN)	I pół. 2010	I pół. 2011	zmiana	II kw. 2010	II kw. 2011	zmiana
Koszty operacyjne ogółem	9 560	10 451	9%	4 154	4 585	10%
Koszt sprzedanego gazu	5 669	6 562	16%	2 153	2 407	12%
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	272	328	21%	141	170	21%
Świadczenia pracownicze	1 283	1 380	8%	713	783	10%
Amortyzacja	745	777	4%	379	387	2%
Usługa przesyłowa OGP GAZ-SYSTEM	788	765	(3%)	333	350	5%
Koszt spisanych odwiertów negatywnych	90	140	55%	54	53	(1%)
Pozostałe usługi obce	640	663	4%	343	346	1%
Pozostałe koszty operacyjne netto	435	317	(27%)	234	305	30%
Koszty wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(361)	(481)	33%	(195)	(217)	11%

- Na wielkość kosztów operacyjnych w największym stopniu wpływa koszt sprzedanego gazu. Porównując I półrocze 2011 roku i II kwartał tego roku do analogicznych okresów roku ubiegłego obserwujemy odpowiednio **16-to i 12-to procentowy** wzrost tej pozycji kosztowej, wynikający zarówno ze wzrostu wolumenu importowanego gazu (odpowiednio o **7% i 12%**) oraz ponad 20% wyższej dziewięciomiesięcznej średniej ceny produktów ropopochodnych, czego negatywny skutek częściowo został zredukowany umocnieniem się złotego w stosunku do dolara o prawie 7% pomiędzy okresami półrocznymi.
- Obserwowany w I półroczu 2011 roku wzrost wartości spisanych odwiertów negatywnych to efekt wysokich kosztów odwiertów spisanych jeszcze w I kwartale 2011. Koszt odwiertów spisanych w II kwartale jest **porównywalny** z analogicznym kwartałem roku poprzedniego.
- Wzrost kosztów wytworzenia świadczeń na własne potrzeby wynika ze wzrostu nakładów poniesionych na poszukiwania węglowodorów będących efektem zwiększenia skali poszukiwań oraz wykonywaniem głębszych odwiertów, a co za tym idzie, droższych wierceń.

Podsumowanie

ROSNAĆCE KOSZTY ZAKUPU GAZU

Konsekwentny wzrost cen ropy naftowej na przestrzeni ostatnich dwóch lat, zaakcentowany w roku 2011 na skutek niestabilnej sytuacji w Afryce Północnej, negatywnie wpływa na koszty zakupu gazu przez Spółkę, które rosły w I półroczu o **16%**, co przekłada się na ujemną marżę na sprzedaży tego produktu a tym samym spadek wyniku na działalności operacyjnej. Utrzymujące się wysokie (powyżej 100 USD/boe) ceny ropy naftowej będą skutkowały, w III kwartale tego roku, dalszym wzrostem dziewięciomiesięcznej średniej kroczącej notowań produktów ropopochodnych o **kolejne 15%**.

WZROST SPRZEDAŻY USŁUG POSZUKIWAWCZYCH

Intensyfikacja poszukiwań węglowodorów na terytorium Polski wpłynęła na znaczny wzrost zainteresowania podmiotów zewnętrznych usługami geofizyczno-geologicznymi, wiertniczymi oraz serwisowymi. Przychody ze sprzedaży tych usług w I półroczu i w II kwartale 2011 roku **wzrosły o ponad 30%** rok do roku.

ZYSK NA SPRZEDAŻY AKCJI

Istotna poprawa wyniku na działalności finansowej, zarówno w I półroczu jak i w II kwartale 2011 roku, jest przede wszystkim efektem zysku osiągniętego ze sprzedaży akcji Zakładów Azotowych w Tarnowie – Mościcach w kwocie **70 mln zł**.

Dlaczego Vattenfal Heat Poland?

Rozwój wzdłuż łańcucha wartości w energetyce – konsekwentna realizacja przyjętej w czerwcu strategii rozwoju koncernu multienergetycznego

Doświadczona kadra VHP będzie stanowić bazę do dalszej ekspansji PGNiG na rynku elektroenergetycznym



Atrakcyjne lokalizacje do budowy nowych, dużych źródeł gazowych – planowany rozwój rynku odbioru gazu o ponad 1 mld m³ rocznie

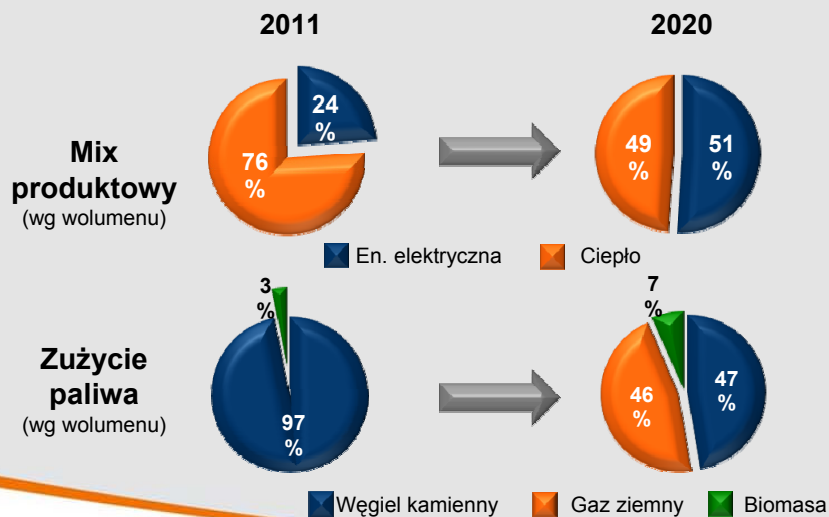
Nowe regulacje na rynku ciepłowniczym (system taryf benchmarkingowych) tworzą istotny potencjał wzrostu wartości spółki VHP w perspektywie najbliższych dziesięciu lat

Pod względem efektywności VHP jest jedną z najlepiej zarządzanych spółek sektora elektroenergetycznego w Polsce

Nakłady inwestycyjne – płynne przejście na produkcję opartą na gazie

- PGNiG zakłada oddanie do eksploatacji bloku gazowo-parowego o mocy 450 MWe na Żeraniu w roku 2016 oraz analizuje możliwość uruchomienia identycznej jednostki w innych lokalizacjach w Warszawie do roku 2018. Ponadto, VHP rozpoczął proces przebudowy kotła o mocy 72 MWt w Siekierkach na biomasowy, który powinien zostać ukończony w roku 2013.
- Nakłady inwestycyjne zostaną sfinansowane z przepływów operacyjnych Vattenfall Heat Poland oraz z kredytów inwestycyjnych zaciąganych na poziomie Spółki. Do roku 2020 około 2/3 nakładów inwestycyjnych zostanie poniesione na realizację nowych jednostek, natomiast pozostała część na modernizację istniejącej bazy wytwórczej.

Blok gazowy w Żeraniu



Technologia	CCGT
Typ paliwa	gaz ziemny
Zainstalowana moc elektryczna / cieplna	456 MWe / 255 MWt
Roczna produkcja energii elektrycznej / ciepła	3 TWh / 3,6 PJ
Roczne zużycie gazu ziemnego	> 550 mln m ³
Nakłady inwestycyjne	1,7 mld PLN



PGNiG

Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Dziękujemy za uwagę