



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

**SPRAWOZDANIE ZARZĄDU Z DZIAŁALNOŚCI
SPÓŁKI PGNiG S.A. ZA ROK 2009**

Warszawa, 3 marca 2010

Spis rozdziałów

Spis rozdziałów	2
Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce	4
1. Powstanie Spółki	4
2. Przedmiot działalności	4
3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.	5
4. Powiązania kapitałowe	6
5. Zmiany zaangażowania kapitałowego	8
6. Zatrudnienie	9
7. Sprzedaż i pozyskanie gazu.....	10
Rozdział II: Organy Spółki	12
1. Zarząd.....	12
2. Rada Nadzorcza.....	13
Rozdział III: Akcjonariat.....	14
Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne	17
1. Prawo energetyczne.....	17
1.1. Koncesje	17
1.2. Polityka taryfowa	18
1.3. Zmiany w taryfach	18
2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego.....	21
3. Prawo geologiczne i górnicze.....	21
4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego.....	22
Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie.....	24
1. Poszukiwanie.....	24
2. Wydobywanie	26
3. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie	28
4. Planowane działania	30
5. Ryzyka poszukiwania i wydobycia	31

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie.....	34
1. Zakupy.....	34
2. Sprzedaż	36
3. Magazynowanie	38
4. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie	39
5. Planowane działania w obszarze obrotu i magazynowania	39
6. Ryzyka obrotu i magazynowania	40
Rozdział VII: Pozostała działalność.....	42
Rozdział VIII: Ochrona środowiska.....	43
Rozdział IX: Pozostałe informacje.....	45
Rozdział X: Sytuacja finansowa	47
1. Wyniki finansowe w 2009 roku	47
1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe	47
1.2. Omówienie sytuacji finansowej	51
2. Zarządzanie finansowe	56
2.1. Inwestycje krótkoterminowe	56
2.2. Umowy kredytów i pożyczek.....	56
2.3. Gwarancje i poręczenia	57
2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym	58
3. Przewidywana sytuacja finansowa.....	59

Załącznik:

Oświadczenie o stosowaniu przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. zasad ładu korporacyjnego w roku 2009

Rozdział I: Podstawowe dane o Spółce

1. Powstanie Spółki

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna (PGNiG S.A.) z siedzibą w Warszawie, ul. Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut Spółki zostały podpisane w formie aktu notarialnego (Repertorium A Nr 18871/96) dnia 21 października 1996 roku.

Podpisanie przez Ministra Skarbu aktu przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną stanowiło wykonanie rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 30 września 1996 roku w sprawie przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa.

Dnia 30 października 1996 roku Spółka została wpisana do rejestru handlowego pod firmą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. z siedzibą w Warszawie pod numerem RHB 48382. Od dnia rejestracji Spółka nabyła osobowość prawną. Dnia 14 listopada 2001 roku została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem 0000059492.

W wyniku realizacji zobowiązań przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku „Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A.” w dniu 24 maja 2005 roku decyzją Komisji Papierów Wartościowych i Giełd akcje PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu publicznego.

W dniu 6 października 2005 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy zarejestrowane zostało podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG S.A. W wyniku podwyższenia kapitał zakładowy Spółki wynosi obecnie 5,9 mld zł i dzieli się na 5.900.000.000 akcji, w tym:

- akcje na okaziciela serii „A” w liczbie 4.250.000.000 o łącznej wartości nominalnej 4.250 mln złotych
- akcje na okaziciela serii „A1” w liczbie 750.000.000 o łącznej wartości nominalnej 750 mln złotych
- akcje na okaziciela serii „B” w liczbie 900.000.000 o łącznej wartości nominalnej 900 mln złotych.

Debiut giełdowy PGNiG S.A. odbył się 23 września 2005 roku. Akcje PGNiG S.A. są notowane na Warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych od dnia 20 października 2005 roku.

2. Przedmiot działalności

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest największą spółką działającą na polskim rynku poszukiwania, wydobywania i obrotu gazem ziemnym. PGNiG S.A. zajmuje wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju, tj. w obszarze importu gazu ziemnego, poszukiwania złóż, wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, magazynowania paliw gazowych oraz sprzedaży gazu ziemnego.

Zgodnie ze statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową. Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest:

- poszukiwanie, zagospodarowywanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kopalni surowców siarkowych

- wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej
- wytwarzanie i dystrybucja paliw gazowych
- sprzedaż hurtowa i detaliczna paliw
- wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno-inżynierskich
- działalność geologiczno-poszukiwawcza oraz geodezyjna i kartograficzna
- wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
- wynajem, zarządzanie oraz kupno i sprzedaż nieruchomości
- leasing składników majątkowych Spółki służących przesyłowi energii i gazu
- dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym.

Zgodnie ze statutem Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- ciągłości dostaw gazu do odbiorców oraz utrzymania niezbędnych rezerw
- bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych
- równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej
- działalności wydobywczej gazu.

3. Struktura organizacyjna PGNiG S.A.

PGNiG S.A. zorganizowana jest w strukturę wielooddziałową, w skład której na dzień 31 grudnia 2009 roku wchodziły Centrala Spółki i piętnaście oddziałów. Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. przedstawiony jest w poniższej tabeli.

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A.

Jednostka organizacyjna	Przedmiot działalności
Centrala Spółki w Warszawie	Nadzór nad działalnością oddziałów w ramach struktury Spółki Nadzór nad działalnością Grupy Kapitałowej PGNiG w ramach uprawnień nadzoru właścicielskiego
Oddział w Sanoku	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnych magazynów gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Zielonej Górze	Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej Eksploatacja podziemnego magazynu gazu Sprzedaż bezpośrednia pozasystemowego gazu ziemnego oraz innych produktów i usług Prace w zakresie poszukiwania złóż
Oddział w Odolanowie	Przetwarzanie gazu ziemnego zaazotowanego na gaz wysokometanowy

Przedmiot działalności jednostek organizacyjnych PGNiG S.A. - cd.

Oddział	Przedmiot działalności
Oddział Operatorski w Pakistanie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Pakistanie
Oddział w Egipcie	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Egipcie
Oddział w Danii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Danii
Oddział w Algierii	Poszukiwanie i eksploatacja złóż węgłowodorów na obszarach koncesyjnych w Algierii
Dolnośląski Oddział Obrotu Gazem we Wrocławiu	Kompleksowa obsługa handlowa w zakresie sprzedaży gazu ziemnego oraz innych produktów i usług
Górnośląski Oddział Obrotu Gazem w Zabrze	
Karpacki Oddział Obrotu Gazem w Tarnowie	
Mazowiecki Oddział Obrotu Gazem w Warszawie	
Pomorski Oddział Obrotu Gazem w Gdańsku	
Wielkopolski Oddział Obrotu Gazem w Poznaniu	
Oddział Operator Systemu Magazynowania w Warszawie	
Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze w Warszawie	Świadczenie usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego

Na dzień 31 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. posiadała również zagraniczne przedstawicielstwa w Moskwie (Rosja), Brukseli (Belgia), Kijowie (Ukraina) oraz Wysokoje (Białoruś).

20 października 2009 roku zostało zlikwidowane przedstawicielstwo w Jemenie. Zarząd PGNiG S.A. odstąpił od koncepcji posiadania jednostki organizacyjnej w Jemenie z uwagi na wymagania strony jemeńskiej w zakresie sposobu organizacji przedstawicielstwa.

W 2009 roku nie nastąpiły zmiany w podstawowych zasadach zarządzania Spółką oraz Grupą Kapitałową PGNiG.

4. Powiązania kapitałowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. posiadała 41 podmiotów powiązanych, w tym:

- 27 spółek zależnych
- 14 pozostałych spółek powiązanych.

Łączna nominalna wartość zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. w spółkach powiązanych według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniosła 7,567 mln zł. Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. został przedstawiony w poniższej tabeli.

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A.

		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Spółki zależne				
1	Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	100 000 000,00	100 000 000,00	100,00%	100,00%
2	Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o.o.	105 231 000,00	105 231 000,00	100,00%	100,00%
3	Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	60 000 000,00	60 000 000,00	100,00%	100,00%
4	GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o.	64 400 000,00	64 400 000,00	100,00%	100,00%
5	GEOFIZYKA Toruń Sp. z o.o.	66 000 000,00	66 000 000,00	100,00%	100,00%
6	Poszukiwania Naftowe „Diamant” Sp. z o.o.	62 000 000,00	62 000 000,00	100,00%	100,00%
7	Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	26 903 000,00	26 903 000,00	100,00%	100,00%
8	PGNiG Norway AS (NOK) ¹⁾	951 327 000,00	951 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) ¹⁾	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
10	„INVESTGAS” S.A.	502 250,00	502 250,00	100,00%	100,00%
11	Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	658 384 000,00	658 384 000,00	100,00%	100,00%
12	Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 300 338 000,00	1 300 338 000,00	100,00%	100,00%
13	Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 484 953 000,00	1 484 953 000,00	100,00%	100,00%
14	Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 255 800 000,00	1 255 800 000,00	100,00%	100,00%
15	Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	614 696 000,00	614 696 000,00	100,00%	100,00%
16	Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	1 033 186 000,00	1 033 186 000,00	100,00%	100,00%
17	B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	4 000 000,00	3 000 000,00	75,00%	75,00%
18	BUG Gazobudowa Sp. z o.o.	39 220 000,00	39 220 000,00	100,00%	100,00%
19	Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	23 500 000,00	23 500 000,00	100,00%	100,00%
20	Geovita Sp. z o.o.	86 139 000,00	86 139 000,00	100,00%	100,00%
21	Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	44 751 000,00	39 751 000,00	88,83%	88,83%
22	PGNiG Energia S.A.	5 000 000,00	5 000 000,00	100,00%	100,00%
23	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
24	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	6 800 000,00	3 468 000,00	51,00%	51,00%
25	ZRUG Sp. z o.o. (Pogórska Wola)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
26	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
27	PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. w likwidacji	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%

Wykaz jednostek powiązanych z PGNiG S.A. – c.d.

		Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	Pozostałe spółki powiązane				
28	System Gazociągów Tranzytowych „EUROPOL GAZ” S.A.	80 000 000,00	38 400 000,00	48,00%	48,00%
29	GAS-TRADING S.A.	2 975 000,00	1 291 350,00	43,41%	43,41%
30	InterTransGas GmbH (EUR) ¹⁾	200 000,00	100 000,00	50,00%	50,00%
31	„Polskie Elektrownie Gazowe” Sp. z o.o. w likwidacji	2 500 000,00	1 212 000,00	48,48%	48,48%
32	„Dewon” Z.S.A. (UAH) ¹⁾	11 146 800,00	4 055 205,84	36,38%	36,38%
33	Przedsiębiorstwo Inwestycyjne „GAZOTECH” Sp. z o.o.	1 203 800,00	65 000,00	69,44%	46,30%
34	Sahara Petroleum Technology llc w likwidacji (OMR) ¹⁾	150 000,00	73 500,00	49,00%	49,00%
35	PFK GASKON S.A.	13 061 325,00	6 000 000,00	45,94%	45,94%
36	„GAZOMONTAŻ” S.A.	1 498 850,00	677 200,00	45,18%	45,18%
37	„ZRUG” Sp. z o.o. (Poznań)	3 781 800,00	1 515 000,00	40,06%	41,71%
38	ZWUG „INTERGAZ” Sp. z o.o.	4 700 000,00	1 800 000,00	38,30%	38,30%
39	„ZRUG TORUŃ” S.A.	4 150 000,00	1 300 000,00	31,33%	31,33%
40	„TE-MA” WOC Małaszewicze Terespol Sp. z o.o. w likwidacji	262 300,00	55 000,00	20,97%	21,32%
41	H.S. „Szczakowa” S.A. w upadłości	16 334 989,44	5 439 494,72	33,30%	33,30%

1) wartości podane w walutach obcych

5. Zmiany zaangażowania kapitałowego

W 2009 roku miały miejsce następujące zmiany:

- Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników PPUiH „TURGAZ” Sp. z o.o. 22 kwietnia 2009 roku podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji
- Zgromadzenie Wspólników Sahara Petroleum Technology llc 7 czerwca 2009 roku podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji
- postanowieniem sądu z dnia 31 sierpnia 2009 roku wykreślono z rejestru przedsiębiorców TeNET 7 Sp. z o.o. w likwidacji
- 7 grudnia 2009 roku zawiązana została spółka PGNiG Energia S.A.; kapitał zakładowy spółki wynosi 5.000.000 zł i dzieli się na 50.000 akcji o wartości nominalnej 100 zł każda; wszystkie akcje objęte zostały przez PGNiG S.A.; rejestracja spółki w KRS miała miejsce 11 stycznia 2010 roku.

W 2009 roku miały miejsce następujące podwyższenia kapitału:

- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 54.899.000 zł do poziomu 1.033.186.000 zł, która miała miejsce 22 stycznia 2009 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 4.062.000 zł do poziomu 1.255.800.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez

PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej wraz z prawem własności posadowionych na niej budynków i budowli; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 11 maja 2009 roku

- podwyższenie kapitału zakładowego Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 3.321.000 zł do poziomu 658.384.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci praw użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowych wraz z prawami własności posadowionych na nich budynków i budowli; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 12 maja 2009 roku
- rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 10.808.000 zł do poziomu 1.299.488.000 zł, która miała miejsce 22 czerwca 2009 roku; podwyższenie kapitału o kwotę 850.000 zł do poziomu 1.300.338.000 zł; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci prawa użytkowania wieczystego nieruchomości gruntowej wraz z prawem własności posadowionych na niej budynków i budowli; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 4 stycznia 2010 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego „NYSAGAZ Sp. z o.o.” o kwotę 3.100.000 zł do poziomu 6.800.000 zł; udział PGNiG S.A. w tej operacji wyniósł 1.581.000 zł; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 16 września 2009 roku
- podwyższenie kapitału zakładowego PGNiG Norway AS o kwotę 454.000.000 NOK do poziomu 951.327.000 NOK; rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki we właściwym sądzie miała miejsce 5 listopada 2009 roku.

Inwestycje poza grupą jednostek powiązanych

Wartość nominalnego zaangażowania kapitałowego PGNiG S.A. poza grupą jednostek powiązanych na koniec 2009 roku wyniosła 43,6 mln zł. W ciągu roku obrotowego PGNiG S.A. nie dokonywała żadnych inwestycji kapitałowych poza grupą jednostek powiązanych.

6. Zatrudnienie

Stan zatrudnienia na dzień 31 grudnia 2009 roku w podziale na segmenty został przedstawiony w poniższym zestawieniu. Centrala PGNiG S.A. świadczy usługi na rzecz wszystkich segmentów, w związku z czym nie została przypisana do żadnego z nich.

Stan zatrudnienia według segmentów (w osobach)

	2009	2008
Centrala PGNiG S.A.	833	837
Poszukiwanie i wydobywanie	4 300	4 223
Obrót i magazynowanie	3 730	3 702
Pozostała działalność	37	37
Razem	8 900	8 799

W dniu 11 grudnia 2008 roku NWZ PGNiG S.A. przyjęło „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG lata 2009-2011 (III etap)”. Program wszedł w życie w styczniu 2009 roku. W odróżnieniu od uprzednich programów restrukturyzacji zatrudnienia, program ten został oparty na formule „na gotowość”. Może on być wdrażany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury. Decyzje o realizacji programu podejmowane mogą być wyłącznie

w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

W 2009 roku ZUN Naftomet Sp. z o.o. objęła Programem 26 pracowników. W listopadzie 2009 roku uchwałą NWZ PGNiG S.A. zostały uruchomione środki z kapitału rezerwowego PGNiG S.A. pod nazwą „Centralny Fundusz Restrukturyzacji” na jednorazowe wypłaty (osłony) dla zwolnionych pracowników w wysokości 1.088.214,80 zł.

7. Sprzedaż i pozyskanie gazu

PGNiG S.A. osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 18,6 mld zł, z czego 95% stanowiła sprzedaż gazu ziemnego.

Przychody ze sprzedaży w mln zł

	2009	2008
Gaz ziemny, w tym:	17 655,0	16 962,1
- gaz ziemny wysokometanowy	16 371,0	15 568,9
- gaz ziemny zaazotowany	1 284,0	1 393,2
Ropa naftowa	661,6	775,6
Kondensat	2,7	3,0
Hel	37,1	27,6
Mieszanina propan-butan	37,2	42,6
Usługi geofizyczno-geologiczne	26,9	64,9
Pozostała sprzedaż	157,8	163,0
Razem	18 578,3	18 038,8

W 2009 roku PGNiG S.A. sprzedała 13,3 mld m³ gazu ziemnego, z czego 95% stanowiła sprzedaż z systemu przesyłowego i dystrybucyjnego, a pozostała część – sprzedaż gazu bezpośrednio ze złóż.

Sprzedaż gazu ziemnego w mln m³

	2009	2008
Obrót i magazynowanie	12 644,0	13 250,8
Poszukiwanie i wydobywanie	640,0	611,3
Razem	13 284,0	13 862,1

W 2009 roku PGNiG S.A. pozyskała 13,3 mld m³ gazu ziemnego, z czego 68,7% stanowił gaz z importu, głównie pochodzenia rosyjskiego. Wydobywanie gazu ziemnego ze złóż krajowych wyniosło 30,9% pozyskania gazu. Poniższa tabela przedstawia strukturę zaopatrzenia w gaz ziemny w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Pozyskanie gazu w mln m³

	2009	2008
Import	9 135,9	10 264,3
Wydobycie krajowe	4 105,2	4 073,9
Dostawcy krajowi	58,1	22,1
Razem	13 299,2	14 360,3

Rozdział II: Organy Spółki

1. Zarząd

Zgodnie ze Statutem Spółki Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa Rada Nadzorcza. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Powołanie na członka Zarządu następuje po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego na podstawie rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 18 marca 2003 roku w sprawie przeprowadzania postępowania kwalifikacyjnego na stanowisko członka Zarządu w niektórych spółkach handlowych (Dz. U. Nr 55, poz. 476). Przepis ten nie ma zastosowania do członka Zarządu wybranego przez pracowników. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie. Do czasu gdy Skarb Państwa jest akcjonariuszem Spółki, a Spółka zatrudnia średniorocznie powyżej 500 pracowników, Rada Nadzorcza powołuje w skład Zarządu jedną osobę wybraną przez pracowników Spółki na okres kadencji Zarządu.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2009 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku.

Dnia 28 stycznia 2009 roku Rada Nadzorcza PGNiG S.A. powołała w skład Zarządu Spółki Waldemara Wójcika na stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

W skład Zarządu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2009 roku wchodziły następujące osoby:

- Michał Szubski – Prezes Zarządu
- Mirosław Dobrut – Wiceprezes Zarządu ds. Gazownictwa i Handlu
- Sławomir Hinc – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych
- Radosław Dudziński – Wiceprezes Zarządu ds. Strategii
- Mirosław Szałuba – Wiceprezes Zarządu ds. Dialogu Społecznego i Majątku
- Waldemar Wójcik – Wiceprezes Zarządu ds. Górnictwa Naftowego.

Umowy z osobami zarządzającymi

Ze wszystkimi członkami Zarządu zostały zawarte umowy o pracę, w których zapis § 8 stanowi „W razie odwołania ze stanowiska lub rozwiązania niniejszej umowy z innych przyczyn niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia, pracownikowi przysługuje odprawa w wysokości trzykrotności wynagrodzenia miesięcznego”.

W 2009 roku obowiązywały umowy o zakazie konkurencji podpisane ze wszystkimi członkami Zarządu. Umowy o zakazie konkurencji zawarte są na okres 12 miesięcy, licząc od dnia ustania stosunku prawnego. Za dochowanie zakazu konkurencji w okresie obowiązywania umowy, członkowi Zarządu przysługuje odszkodowanie wypłacane miesięcznie w wysokości 100% wynagrodzenia średniomiesięcznego brutto z ostatnich trzech miesięcy, otrzymywanego z tytułu stosunków prawnych.

2. Rada Nadzorcza

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza PGNiG S.A. składa się z pięciu do dziewięciu członków, powoływanych przez Walne Zgromadzenie na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Do czasu gdy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Spółki, Skarb Państwa reprezentowany przez ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa, działający w tym zakresie w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, jest uprawniony do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej. Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie powołuje jednego niezależnego członka Rady Nadzorczej. Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór niezależnego członka Rady Nadzorczej następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na niezależnego członka Rady Nadzorczej, przysługuje akcjonariuszom obecym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Pisemne zgłoszenie składa się wraz z pisemnym oświadczeniem danego kandydata o zgodzie na kandydowanie oraz o spełnieniu warunków członka niezależnego. Jeżeli kandydatury na niezależnego członka Rady Nadzorczej nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej zgłasza Rada Nadzorcza. W Radzie Nadzorczej liczącej do sześciu członków dwóch członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki. W Radzie Nadzorczej liczącej od siedmiu do dziewięciu członków trzech członków powoływanych jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na dzień 1 stycznia 2009 roku składała się z następujących członków:

- Stanisław Rychlicki – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Grzegorz Banaszek – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Marek Karabuła – członek Rady Nadzorczej
- Maciej Kaliski – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

W dniu 16 czerwca 2009 roku Maciej Kaliski złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku w skład Rady Nadzorczej wchodziło osiem osób:

- Stanisław Rychlicki – przewodniczący Rady Nadzorczej
- Marcin Moryń – wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej
- Mieczysław Kawecki – sekretarz Rady Nadzorczej
- Grzegorz Banaszek – członek Rady Nadzorczej
- Agnieszka Chmielarz – członek Rady Nadzorczej
- Marek Karabuła – członek Rady Nadzorczej
- Mieczysław Puławski – członek Rady Nadzorczej
- Jolanta Siergiej – członek Rady Nadzorczej.

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących

Wynagrodzenia osób zarządzających i nadzorujących zostały zaprezentowane w Rocznym Jednostkowym Sprawozdaniu Finansowym za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku (nota 37.4.).

Rozdział III: Akcjonariat

Na dzień 31 grudnia 2009 roku kapitał zakładowy PGNiG S.A. wynosił 5.900.000.000 zł i składało się na niego 5.900.000.000 akcji o wartości nominalnej 1 zł każda. Jedyнным akcjonariuszem posiadającym znaczny pakiet akcji PGNiG S.A. w sposób bezpośredni był Skarb Państwa. Akcje wszystkich serii, tj. A, A1 oraz B są akcjami zwykłymi na okaziciela i uprawniają do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Struktura akcjonariatu PGNiG S.A. na dzień 31 grudnia 2009 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura akcjonariatu

Akcjonariusz	Liczba akcji na dzień 31.12.2009	Udział % w kapitale zakładowym na dzień 31.12.2009	Liczba głosów wynikająca z akcji	Udział % w liczbie głosów na WZA na dzień 31.12.2009
Skarb Państwa	4 303 686 368	72,94%	4 303 686 368	72,94%
Pozostali	1 596 313 632	27,06%	1 596 313 632	27,06%
Razem	5 900 000 000	100,00%	5 900 000 000	100,00%

Akcje PGNiG S.A. oraz akcje i udziały w jednostkach powiązanych PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Stan posiadania akcji PGNiG S.A. przez osoby zarządzające i nadzorujące na dzień 31 grudnia 2009 roku został przedstawiony w poniższej tabeli.

Akcje PGNiG S.A. w posiadaniu osób zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba akcji/udziałów	Wartość nominalna akcji/udziałów w zł
Michał Szubski	Prezes Zarządu	6 825	6 825
Mirosław Dobrut	Wiceprezes Zarządu	19 500	19 500
Mirosław Szałuba	Wiceprezes Zarządu	9 425	9 425
Waldemar Wójcik	Wiceprezes Zarządu	19 500	19 500
Stanisław Rychlicki	Przewodniczący RN	9 897	9 897
Mieczysław Kawecki	Sekretarz RN	19 500	19 500
Jolanta Siergiej	Członek RN	9 425	9 425

Umowy, w wyniku których w przyszłości mogą nastąpić zmiany w proporcjach posiadanych akcji przez dotychczasowych akcjonariuszy i obligatariuszy

W dniu 25 czerwca 2008 roku Ministerstwo Skarbu Państwa zbyło na zasadach ogólnych jedną akcję PGNiG S.A. Rozliczenie transakcji w Krajowym Depozycie Papierów Wartościowych SA, a tym samym przeniesienie prawa własności akcji, nastąpiło 30 czerwca 2008 roku. Zgodnie z Ustawą z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców powstało 1 października 2008 roku i wygaśnie 1 października 2010 roku. Uprawnionym osobom przysługuje prawo do nieodpłatnego

nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 akcji na okaziciela serii A1 PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1 zł każda.

Informacja o systemie kontroli programów akcji pracowniczych

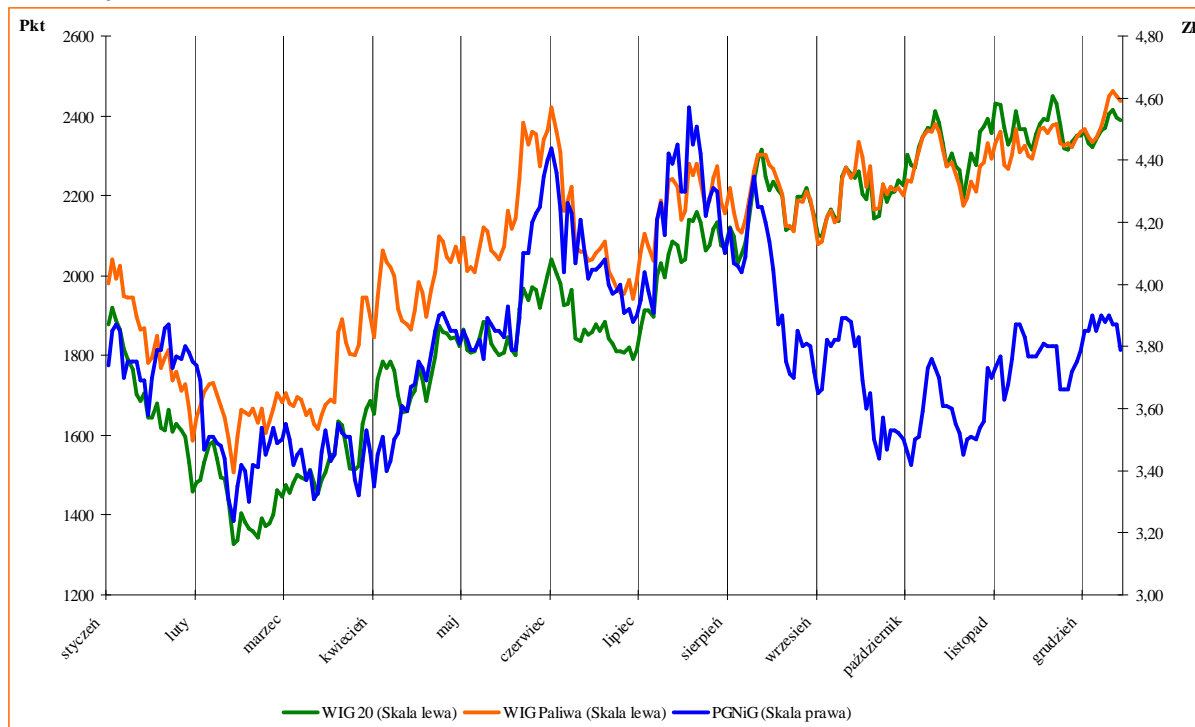
6 kwietnia 2009 roku rozpoczął się proces zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji PGNiG S.A. uprawnionym pracownikom lub ich spadkobiercom. Uprawnionym osobom przysługuje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania Spółki do rejestru, tj. nie więcej niż 750.000.000 akcji na okaziciela serii A1 PGNiG S.A. o wartości nominalnej 1 zł każda. Akcje nabyte nieodpłatnie przez pracowników lub ich spadkobierców nie mogą być przedmiotem obrotu przed 1 lipca 2010 roku, natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków Zarządu Spółki – przed 1 lipca 2011 roku. Spółka w celu umożliwienia wszystkim uprawnionym osobom zawarcia umów nieodpłatnego zbycia akcji uruchomiła na terenie podmiotów GK PGNiG tymczasowe punkty obsługi uprawnionych, w których uprawnieni mogli zawrzeć umowy zbycia akcji ze Skarbem Państwa oraz otworzyć rachunek papierów wartościowych w Centralnym Domu Maklerskim Pekao S.A., przy współdziałaniu którego realizowane jest udostępnianie akcji. Nieodpłatne nabycie akcji spowoduje spadek procentowego udziału Skarbu Państwa w ogólnej liczbie głosów z poziomu 84,75% do poziomu 72,03%. Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku 55.796 uprawnionych osób objęło 696.313.631 akcji, co stanowi około 93% liczby akcji przeznaczonych do nieodpłatnego nabycia oraz 11,8% liczby akcji w kapitale zakładowym Spółki.

Kurs akcji PGNiG S.A.

Akcje PGNiG S.A. notowane są na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. od 23 września 2005 roku. Spółka wchodzi w skład indeksu dwudziestu największych firm w Polsce – WIG20. Stopa zwrotu w 2009 roku wyniosła 5,3% (z uwzględnieniem wypłaconej dywidendy stopa zwrotu wyniosła 7,8%). Stopa zwrotu z akcji PGNiG S.A. liczona od dnia debiutu do 31 grudnia 2009 roku wynosi -0,5%. Inwestorzy, którzy nabyli akcje PGNiG S.A. za cenę emisyjną na warszawskiej GPW uzyskali 27,2% stopę zwrotu.

Poniżej przedstawione zostały wykres kursu akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksów WIG 20 i WIG Paliwa oraz tabela notowań indeksów GPW i akcji PGNiG S.A. w 2009 roku.

Kurs akcji PGNiG S.A. w odniesieniu do indeksu WIG 20 i WIG Paliwa



Notowania indeksów GPW oraz akcji PGNiG S.A.

	Wartość na dzień 31.12.2008	Wartość maksymalna w 2009 roku	Wartość minimalna w 2009 roku	Wartość na dzień 31.12.2009	Waga PGNiG S.A. w indeksie na dzień 31.12.2009
WIG	27 229	40 853	21 274	39 986	2,1%
WIG20	1 790	2 448	1 328	2 389	3,8%
WIG-Paliwa	1 889	2 462	1 507	2 435	17,7%
PGNiG S.A. (zł)	3,60	4,57	3,24	3,79	-

źródło: GPW

Rozdział IV: Otoczenie regulacyjne

Podstawowymi aktami prawnymi regulującymi działalność PGNiG S.A. są:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z dnia 30 maja 2006 roku, nr 89, poz. 624 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi, dystrybucji gazu oraz magazynowania paliw gazowych
- Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z dnia 23 marca 2007 roku, nr 52, poz. 343 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności obrotu gazem ziemnym z zagranicą
- Ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z dnia 1 marca 1994 roku, nr 27, poz. 96 z późniejszymi zmianami) – w odniesieniu do działalności wydobywczej i prowadzonej w jej ramach sprzedaży gazu.

1. Prawo energetyczne

Działalność PGNiG S.A. w zakresie obrotu paliwami gazowymi i magazynowania jest działalnością regulowaną i na jej prowadzenie konieczne jest uzyskanie koncesji od Prezesa URE oraz zatwierdzenie przez niego taryfy określającej m.in. cenę paliwa gazowego.

W 2009 roku kontynuowane były prace nad kolejnymi zmianami do ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. W dniu 8 lutego 2010 roku została opublikowana nowelizacja ustawy Prawo energetyczne. Zmiany w ustawie obejmują głównie sektor elektroenergetyki.

1.1. Koncesje

W dniu 15 maja 2009 roku wygasła udzielona PGNiG S.A. koncesja na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych z dnia 30 kwietnia 1999 roku.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych przez Prezesa URE na podstawie ustawy Prawo energetyczne:

- 1 koncesji na obrót paliwami gazowymi
- 1 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą
- 1 koncesji na magazynowanie paliw gazowych
- 1 koncesji na obrót paliwami ciekłymi
- 1 koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

W dniu 17 sierpnia 2009 roku PGNiG S.A. złożyła do Prezesa URE wniosek o zmianę zakresu koncesji na magazynowanie paliw gazowych. Zmiana zakresu koncesji obejmuje wyłączenie pojemności czynnych instalacji magazynowych wykorzystywanych na potrzeby działalności produkcyjnej PGNiG S.A. i na potrzeby Operatora Systemu Przesyłowego oraz zmiany w pojemnościach czynnych KPMG Mogilno i PMG Husów, wynikające z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności. Do dnia sporządzenia sprawozdania postępowanie przed Prezesem URE nie zostało zakończone.

1.2. Polityka taryfowa

Kluczowym czynnikiem wpływającym na działalność regulowaną PGNiG S.A. jest uzależnienie przychodów Spółki od taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE. Poziom taryf decyduje o możliwości uzyskania przychodów pokrywających ponoszone koszty uzasadnione wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału. Poziom cen sprzedaży gazu jest bezpośrednio związany ze stosowaną metodologią kształtowania taryf.

Metodologia kształtowania taryf bazuje na określaniu cen i stawek opłat przy prognozowanych kosztach oraz planowanych wielkościach sprzedaży gazu ziemnego. Zgodnie z wytycznymi regulatora (Prezesa URE) do kalkulacji cen w obrocie paliwami gazowymi uwzględniane były koszty pozyskania gazu ze wszystkich kierunków dostaw paliw gazowych zarówno z importu, jak i z wydobycia krajowego. W praktyce oznacza to, iż regulacji cen podlegała zarówno działalność obrotu z zagranicą, jak i wydobycia krajowego. Uwzględnienie kosztów wydobycia gazu ze źródeł krajowych w koszyku kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryf, przy aktualnych wyższych poziomach cen zakupu gazu z importu, skutkowało ustaleniem ceny taryfowej stosowanej w rozliczeniach z odbiorcami na poziomie niższym, niż wynikałoby z kosztów jego zakupu z importu.

W rozliczeniach z odbiorcami, z którymi PGNiG S.A. miała zawarte umowy sprzedaży, obowiązywały zasady rozliczeń oraz ceny i stawki opłat określone w kolejnych taryfach zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W chwili obecnej odbiorcy PGNiG S.A. korzystają ze świadczonej przez Spółkę usługi kompleksowej. Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi przewiduje możliwość skalkulowania taryfy dla odbiorców sprzedażowych, zainteresowanych kupnem paliwa gazowego bez zapewnienia jego dostarczenia. W postępowaniu o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych nr 2/2009 PGNiG S.A. przedstawiła zapisy regulujące zasady sprzedaży paliwa gazowego odbiorcom sprzedażowym, jednakże Prezes URE nie wyraził zgody na zamieszczenie ich w taryfie.

1.3. Zmiany w taryfach

Do dnia 31 maja 2009 roku w rozliczeniach z odbiorcami obowiązywała Taryfa dla paliw gazowych nr 1 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z dnia 10 kwietnia 2008 roku, która została zmieniona decyzją Prezesa URE z dnia 17 października 2008 roku w zakresie ceny za paliwo gazowe.

W dniu 13 lutego 2009 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych nr 1/2009 (w trakcie postępowania nastąpiła zmiana nazwy na Taryfa dla paliw gazowych nr 2/2009). Taryfa została podzielona na dwie części A i B.

Prezes URE decyzją z dnia 7 maja 2009 roku zatwierdził Taryfę dla paliw gazowych nr 2/2009 oznaczoną, jako część A, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 1 czerwca 2009 roku.

Od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2025 roku PGNiG S.A. pełni funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM). W dniu 25 maja 2009 roku Spółka złożyła do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych, oznaczonej jako część B („Taryfa w zakresie usług magazynowania paliw gazowych Nr 1/2009”). Prezes URE decyzją z dnia 16 czerwca 2009 roku zatwierdził Taryfę w zakresie usług magazynowania paliw gazowych nr 1/2009, która w rozliczeniach z odbiorcami obowiązuje od dnia 1 lipca 2009 roku.

Poniżej przedstawiono zestawienie średnich opłat (zł/m³) stosowanych do rozliczeń z odbiorcami pobierającymi paliwa gazowe w podziale na rodzaj dostarczanego paliwa oraz miejsce odbioru paliwa gazowego.

1. Obszar Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2009	2008	zmiana %
W-1	2,3598	2,3773	-0,7%
W-2	1,8066	1,8367	-1,6%
W-3	1,6341	1,6591	-1,5%
W-4	1,5175	1,5486	-2,0%
W-5 –W-7B	1,3802	1,4258	-3,2%
W-8 – W-10	1,1322	1,2012	-5,7%

	2009	2008	zmiana %
S-1	1,6291	1,6307	-0,1%
S-2	1,2132	1,2170	-0,3%
S-3	1,1333	1,1330	0,0%
S-4	1,0045	1,0079	-0,3%
S-5 –S-7B	0,9806	0,9909	-1,0%
S-8 – S-10	0,8390	0,8638	-2,9%

	2009	2008	zmiana %
Z-1	1,3539	1,3640	-0,7%
Z-2	1,1399	1,1401	0,0%
Z-3	1,0321	1,0324	0,0%
Z-4	0,9115	0,9141	-0,3%
Z-5 –Z-7B	0,9273	0,9367	-1,0%

2. Obszar Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2009	2008	zmiana %
W-1	2,3161	2,3164	0,0%
W-2	1,8858	1,8852	0,0%
W-3	1,6172	1,6166	0,0%
W-4	1,5335	1,5332	0,0%
W-5 –W-7B	1,4017	1,4212	-1,4%
W-8 – W-10	1,1354	1,1952	-5,0%

3. Obszar Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2009	2008	zmiana %
W-1	2,1597	2,1701	-0,5%
W-2	1,8153	1,8211	-0,3%
W-3	1,5656	1,5735	-0,5%
W-4	1,4618	1,4747	-0,9%
W-5 –W-7B	1,3680	1,3960	-2,0%
W-8 – W-10	1,1002	1,1655	-5,6%

4. Obszar Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2009	2008	zmiana %
W-1	2,5416	2,5734	-1,2%
W-2	1,7423	1,7764	-1,9%
W-3	1,5212	1,5529	-2,0%
W-4	1,4772	1,5001	-1,5%
W-5 – W-7B	1,3603	1,4001	-2,8%
W-8 – W-10	1,0399	1,1180	-7,0%

5. Obszar Pomorskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2009	2008	zmiana %
W-1	2,4357	2,4382	-0,1%
W-2	1,8422	1,8418	0,0%
W-3	1,6120	1,6117	0,0%
W-4	1,5356	1,5507	-1,0%
W-5 – W-7B	1,4130	1,4266	-1,0%
W-8 – W-10	1,1384	1,1862	-4,0%

6. Obszar Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

	2009	2008	zmiana %
W-1	2,3860	2,3865	0,0%
W-2	1,7745	1,8045	-1,7%
W-3	1,6140	1,6162	-0,1%
W-4	1,5189	1,5197	-0,1%
W-5 – W-7B	1,3568	1,3870	-2,2%
W-8 – W-10	1,0835	1,1468	-5,5%

	2009	2008	zmiana %
S-1	1,6576	1,6572	0,0%
S-2	1,2702	1,2700	0,0%
S-3	1,1364	1,1375	-0,1%
S-4	1,0352	1,0354	0,0%
S-5 – S-7B	1,0070	1,0158	-0,9%

	2009	2008	zmiana %
Z-1	1,6685	1,6690	0,0%
Z-2	1,1359	1,1387	-0,2%
Z-3	0,9926	0,9991	-0,6%
Z-4	0,9210	0,9247	-0,4%
Z-5 – Z-7B	0,8487	0,8672	-2,1%

7. Odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Grupa taryfowa	2009	2008	zmiana %
E-1A – E-4B	1,0439	1,1207	-6,9%
Lw-1 – Lw-4	0,7658	0,8001	-4,3%
Ls-1 – Ls-4	0,7236	0,7692	-5,9%

W dniu 12 lutego 2010 roku PGNiG S.A. wystąpiła do prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie Taryfy dla paliw gazowych w zakresie dostarczania paliwa gazowego, magazynowania paliw

gazowych oraz sprzedaży paliwa gazowego. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania w zakresie powyższego postępowania nie została wydana decyzja przez Prezesa URE.

2. Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego

Ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym reguluje zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa paliwowego państwa, w tym zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego przez przedsiębiorstwa energetyczne, wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywożące gaz na własne potrzeby. Ustawa wprowadziła zmiany w obszarze działalności PGNiG S.A., m.in.:

- ustala harmonogram tworzenia obowiązkowych zapasów gazu ziemnego; od 1 października 2012 roku wielkość obowiązkowych zapasów osiąga wysokość odpowiadającą 30 dniom średniego dziennego przywozu gazu
- ustala zwrot na kapitale zaangażowanym w działalność magazynową na poziomie co najmniej 6%
- zapewnia, że koszty związane z utrzymywaniem, uruchamianiem oraz uzupełnianiem zapasów są kosztami uzasadnionymi działalności w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy Prawo energetyczne.

3. Prawo geologiczne i górnicze

Prawo geologiczne i górnicze z dnia 4 lutego 1994 roku (Dz. U. 05.228.1947) określa zasady i warunki:

- wykonywania prac geologicznych
- wydobywania kopalni ze złóż
- składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych
- ochrony złóż kopalni, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalni.

Przepisy ustawy stosuje się także do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Działalność gospodarcza w zakresie poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalni, wydobywania kopalni ze złóż, bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych wymaga uzyskania koncesji.

Działalność geologiczna i górnicza nadzorowana jest przez organy administracji geologicznej i organy nadzoru górniczego. Ustawa zawiera przepisy karne w zakresie niestosowania się do ustawy oraz wielkości graniczne opłat eksploatacyjnych.

W 2009 roku Ministerstwo Środowiska przyznało PGNiG S.A. 7 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a 8 koncesji przedłużyło. Spółka uzyskała również 1 koncesję na rozpoznanie złoża soli kamiennej Goleniów pod przyszły podziemny magazyn gazu. W 2009 roku uzyskano 4 koncesje na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż, natomiast 6 koncesji zostało wygaszonych. Ponadto w trakcie roku wygaśnięciu uległa 1 koncesja na składowanie odpadów. W omawianym okresie nie wystąpiły zmiany w koncesjach na podziemne magazynowanie gazu.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku Spółka była w posiadaniu niżej wymienionych koncesji, udzielonych na podstawie ustawy Prawo geologiczne i górnicze:

- 82 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu
- 1 koncesji na rozpoznanie złoża soli kamiennej
- 215 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż
- 9 koncesji na podziemne magazynowanie gazu (PMG)
- 3 koncesje na składowanie odpadów.

4. Ryzyka otoczenia regulacyjnego

Prawo energetyczne

W 2010 roku należy oczekiwać kolejnych zmian w przepisach prawnych regulujących działalność sektora gazowniczego, przede wszystkim w ustawie Prawo energetyczne. Zmiany te mogą wynikać z przyjęcia przez Parlament Europejski III Pakietu Energetycznego, który obejmuje m.in. „Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE”. Ponadto istotne dla funkcjonowania rynku gazowego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego znajduje się od 2007 roku w fazie projektu. Wejście w życie znowelizowanych ww. aktów prawnych spowoduje konieczność nowelizacji rozporządzenia taryfowego.

Zmiany prawa oraz opóźnienia w nowelizacji aktów prawnych stwarzają ryzyko wynikające przede wszystkim z niepewności, co do zakresu zmian uregulowań prawnych oraz krótszego terminu na dostosowanie się do tych przepisów, co może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe Spółki oraz perspektywy rozwoju.

Projekt ustawy o efektywności energetycznej

W 2009 roku prowadzone były prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej, który stanowić ma wypełnienie postanowień „Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych 2006/32/WE”. Projekt ustawy zawiera zapisy, które preferują sektor elektroenergetyki, co w konsekwencji prowadzić może do wystąpienia zjawiska subsydiowania sektora energii elektrycznej kosztem innych sektorów (miedzy innymi sektora gazowego) i spowodować zaburzenia konkurencyjności cenowej pomiędzy poszczególnymi nośnikami energii. Wejście w życie ustawy doprowadzi również do konieczności zakupu przez PGNiG S.A., jako przedsiębiorstwa obrotu, świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia tzw. opłaty zastępczej. W konsekwencji spowoduje to wzrost kosztów prowadzenia działalności regulowanej, a zatem cen dla odbiorców gazu. Ponadto implementacja zapisów ustawy wpłynie na zahamowanie rozwoju rynku gazu, który jest jednym z założeń „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”.

Kalkulacja taryf

Zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poziom cen decyduje o możliwości pokrycia kosztów podstawowej działalności PGNiG S.A. Prezes URE, ustalając taryfy na dany okres, bierze pod uwagę inne, niezależne od PGNiG S.A., czynniki zewnętrzne. W dążeniu do ochrony słabszych odbiorców, przy weryfikacji kosztów prowadzonej działalności, nie uznaje ich części za uzasadnione. Jednocześnie Prezes URE nie zawsze akceptuje przyjmowane przez PGNiG S.A. założenia w zakresie głównych czynników kształtujących zmianę kosztów i zakładanego poziomu zysku uwzględniającego ryzyko prowadzonej działalności. W konsekwencji, wnioskiwane przez PGNiG S.A. poziomy cen i stawek opłat określanych w taryfie często spotykają się z brakiem akceptacji ze strony URE. Zaniżanie cen i stawek opłat taryfowych przekłada się na obniżenie rentowności PGNiG S.A.

Zapotrzebowanie na gaz

Obecnie stosowana metodologia kalkulacji cen i stawek opłat bazuje na planowanych wielkościach, w związku z czym przychody obciążone są ryzykiem prognozowania. Nietrafność oszacowania przez odbiorców zapotrzebowania przenosząca się na wielkość prognozowanych zakupów i wielkości dostaw, a także wysokość kosztów, które były podstawą do ustalania cen i opłat taryfowych, mogą niekorzystnie wpłynąć na wyniki finansowe. Wzrost zapotrzebowania przez odbiorców powyżej prognozowanego poziomu oznacza konieczność zakupu gazu ze wszystkich możliwych do zrealizowania (niejednokrotnie droższych) kontraktów.

Ceny zakupu gazu z importu

Ceny gazu z importu ustalane są w USD i EUR oraz kształtowane w oparciu o formuły indeksacyjne oparte na cenach produktów ropopochodnych. Zmiany kursów walutowych oraz produktów ropopochodnych znacząco wpływają na wysokość kosztów pozyskania gazu z importu. Znaczące zmiany cen paliw na rynku międzynarodowym wpływają na zmianę cen zakupu gazu z importu. Dokładna prognoza zmian ceny gazu ziemnego obciążona jest wysokim ryzykiem błędu. Istnieje zagrożenie, że pomimo ustalonych w prawie reguł określających możliwości korekty cen zatwierdzonych na okres obowiązywania taryfy, wzrost cen zakupu gazu z importu może nie być w pełni przeniesiony na wzrost cen sprzedaży gazu dla odbiorców lub tempo tych zmian będzie następowało z pewnym opóźnieniem.

Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż

Wzrost cen paliw na rynkach światowych w ostatnich latach przełożył się w sposób bezpośredni na wzrost zainteresowania działalnością poszukiwawczą. Istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji na rynku polskim ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż czy realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych złóż węglowodorów. Aktualnie konkurencja na rynku krajowym jest ograniczona. Jednakże w przyszłości, po uzyskaniu stosownych koncesji, pojawią się firmy, które będą mogły skutecznie konkurować z PGNiG S.A. Poważną konkurencję stanowić mogą duże firmy z ugruntowaną pozycją na rynkach międzynarodowych, posiadające wielokrotnie większe zasoby finansowe od PGNiG S.A., a tym samym akceptujące wysokie ryzyko działalności poszukiwawczej w Polsce.

Rozdział V: Poszukiwanie i wydobywanie

Podstawową działalnością segmentu jest pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń, po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Ponadto segment na swoje potrzeby wykorzystuje pojemności magazynów gazu: PMG Brzeźnica, PMG Daszewo, PMG Strachocina i PMG Swarzędz.

1. Poszukiwanie

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w kraju na terenie Karpat, Przedgórze Karpat i na Niziu Polskim. Prace prowadzone były w 27 otworach: 19 poszukiwawczych i 8 rozpoznawczych, z czego w 7 odwiertach wiercenia rozpoczęto w 2008 roku. W kraju PGNiG S.A. wykonała 58.823 m wierceń, w tym 4.434 m we współpracy z FX Energy Poland Sp. z o.o. Za granicą PGNiG S.A. prowadziła prace w Pakistanie, gdzie wykonano 2.820 m wierceń.

Spośród 25 odwiertów o znanych wynikach złożowych (18 poszukiwawczych i 7 rozpoznawczych), 11 odwiertów zakwalifikowano jako pozytywne, w tym 9 gazowych i 2 ropne, pozostałych 14 odwiertów było negatywnych. Odwierty gazowe zlokalizowane są na Przedgórzu Karpat i na Niziu Polskim, natomiast otwory ropne znajdują się na Niziu Polskim.

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła prace geofizyczne na terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niziu Polskim, gdzie wykonano 1.328,9 km prac sejsmicznych 2D oraz sejsmikę 3D na powierzchni 513,6 km².

Na prace poszukiwawczo-rozpoznawcze w 2009 roku poniesiono nakłady w wysokości 792,8 mln zł.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku wielkość udokumentowanych zasobów zatwierdzonych przez Ministra Środowiska wyniosła:

- 97,9 mld m³ gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy
- 20,9 mln ton ropy naftowej.

Wspólne przedsięwzięcia w Polsce

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła współpracę z firmą FX Energy Poland Sp. z o.o. na obszarach koncesyjnych PGNiG S.A.:

- „Płotki” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 12 maja 2000 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%
- „Płotki”-„PTZ” tzw. Poszerzony Teren Zaniemyśla na podstawie Umowy Operacyjnej Użytkowników Górniczych z dnia 26 października 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 24,5%, CalEnergy – 24,5%
- „Poznań” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 1 czerwca 2005 roku; udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, FX Energy – 49%

oraz na obszarach koncesyjnych FX Energy Poland Sp. z o.o.:

- Blok 255 na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 29 października 1999 roku; udziały wynoszą: FX Energy – 81,82%, PGNiG S.A. – 18,18%

- „Ostrowiec” na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach z dnia 27 lutego 2009 roku, obejmujący obszar bloków koncesyjnych 163 i 164; udziały wynoszą: FX Energy – 51%, PGNiG S.A. – 49%.

W 2009 roku Minister Środowiska wyraził zgodę na podzielenie prawa użytkowania górniczego pomiędzy strony umów o wspólnych operacjach w stosunku do ich udziałów w umowach na: złożu gazu ziemnego Roszków (obszar „Płotki”), złożu gazu ziemnego Zaniemyśl (obszar „Płotki”-„PTZ”), złożu gazu ziemnego Wilga (Blok 255), blokach 163 i 164 (obszar „Ostrowiec”) oraz na koncesjach na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego i ropy naftowej: Kórnik-Środa, Pyzdry oraz Jarocin-Grabina (obszar „Poznań”).

W ramach „Porozumienia w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Klęka 11” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka. Ponadto na obszarze „Płotki” zakończono reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych.

W 2009 roku na obszarze „Poznań” prowadzono reprocessing i interpretację zdjęcia 3D Żerków-Pleszew, zakończono wiercenie otworu Kromolice-2 z wynikiem pozytywnym oraz zakończono reprocessing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D Lutynia-Taczanów. Na obszarze „Płotki”-„PTZ” prowadzono eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl.

W II połowie 2009 roku zakończono wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255) oraz zakończono wiercenie otworu poszukiwawczego Ostrowiec-1 (obszar „Ostrowiec”). Otwór został zlikwidowany ze względu na brak przepływu węglowodorów.

W 2009 roku PGNiG S.A. wspólnie z Eurogas Polska Sp. z o.o. oraz Energia Bieszczady Sp. z o.o., na podstawie Umowy o Wspólnych Operacjach „Bieszczady” z dnia 1 czerwca 2007 roku, zakończyła prace sejsmiczne 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat oraz rozpoczęła processing i interpretację zdjęcia. Koncesje oraz prawo użytkowania górniczego do poszukiwania i rozpoznawania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na powyższym obszarze należą do PGNiG S.A.

22 czerwca 2009 roku Spółka podpisała z Orlen Upstream Sp. z o.o. umowę na zagospodarowanie złóż ropy naftowej w obrębie złoża Sieraków, na terenie koncesji należącej do PGNiG S.A. Udziały w przedsięwzięciu wynoszą: PGNiG S.A. – 51%, Orlen Upstream Sp. z o.o. – 49%. W 2009 roku w na obszarze złoża rozpoczęto prace rekonstrukcyjne w otworze Sieraków-4.

17 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. podpisała Umowę o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. obejmującą obszar Karpaty Zachodnie. Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 60% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 40% udziałów.

17 grudnia 2009 roku Spółka podpisała Umowę o Wspólnych Operacjach z firmą Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. obejmującą obszar Karpaty Wschodnie. Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k. pełni funkcję Operatora i posiada 80% udziałów, a PGNiG S.A. posiada 20% udziałów.

Prace poszukiwawcze za granicą

PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze w Pakistanie na podstawie umowy z 18 maja 2005 roku, zawartej pomiędzy PGNiG S.A. a rządem Pakistanu na realizację poszukiwań i eksploatację węglowodorów w obszarze koncesji Kirthar. Prace poszukiwawcze w obszarze bloku Kirthar prowadzone są wspólnie z firmą Pakistan Petroleum Ltd., zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. W II połowie 2009 roku wynikiem pozytywnym zakończono wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz rozpoczęto testy mające na celu określenie wydajności otworu. Powyższe testy będą kontynuowane w 2010 roku.

Po podpisaniu umowy cesji udziałów w 2007 roku PGNiG S.A. rozpoczęła działalność poszukiwawczą na terenie koncesji 1/05 w Danii. W marcu 2009 roku PGNiG S.A. odkupiła od dotychczasowego udziałowca Odin Energi A/S 40% udziałów w koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. (operator) – 80%, Nordsofonden – 20%. W II połowie 2009 roku rozpoczęto wykonanie zdjęć sejsmicznych 2D i 3D oraz processing danych sejsmicznych. Na początku 2010 roku zakończono wykonanie zdjęć 2D i 3D, natomiast processing danych sejsmicznych będzie kontynuowany w 2010 roku.

W Egipcie PGNiG S.A. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji Bahariya (Blok nr 3) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 17 maja 2009 roku podpisanej z rządem Egiptu. Spółka posiada 100 % udziałów w koncesji. W II półroczu 2009 roku rozpoczęto prace przygotowawcze związane z wykonaniem reprocessingu 1.450 km sejsmiki 2D oraz prac grawimetrycznych. Rozpoczęcie prac planowane jest w 2010 roku.

2. Wydobywanie

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG S.A.: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny zaazotowany w 21 kopalniach (13 gazowych oraz 8 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany oraz ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych).

W 2009 roku PGNiG S.A. wydobyla 4,1 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy). W związku z problemami technicznymi podczas rozruchu technologicznego odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim oraz zmniejszonym zapotrzebowaniem przez odbiorców na gaz zaazotowany, poziom wydobycia był nieznacznie niższy od prognozowanego (4,3 mld m³). Wydobycie ropy naftowej wyniosło 491,6 tys. ton. Wielkość wydobycia PGNiG S.A. w 2009 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Wielkość wydobycia

		Jednostka	2009	2008
1	Gaz ziemny, w tym:	mln m ³ *	4 105,2	4 073,9
a	wysokometanowy, w tym	mln m ³	1 633,9	1 695,3
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³	0,0	0,0
	- Oddział w Sanoku	mln m ³	1 633,9	1 695,3
b	zaazotowany, w tym	mln m ³ *	2 471,3	2 378,6
	- Oddział w Zielonej Górze	mln m ³ *	2 391,9	2 297,4
	- Oddział w Sanoku	mln m ³ *	79,4	81,2
2	Ropa naftowa	tys. ton	491,6	487,4
	- Oddział w Zielonej Górze	tys. ton	446,3	442,5
	- Oddział w Sanoku	tys. ton	45,3	44,9

* w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy

W 2009 roku podłączono do eksploatacji łącznie 17 odwiertów. Na terenie działania Oddziału PGNiG S.A. w Sanoku podłączono 9 odwiertów na złożach: Łukowa, Chałupki Dębnińskie, Pilzno i Żołynia, natomiast w Oddziale w Zielonej Górze podłączono 8 odwiertów na złożach: Nowy Tomyśl, Kaleje, Kaleje E, Roszków, Radlin, Wysocko Małe E i Górzycy. Łączny przyrost zdolności wydobywczych na tych odwiertach wynosi około 54 tys. m³/min. Ponadto w 2009 roku podłączono do eksploatacji nową kopalnię gazu ziemnego Kaleje na terenie działania Oddziału w Zielonej Górze.

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg prac w celu utrzymania poziomu wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z eksploatowanych złóż. Zakończono wiercenie 3 odwiertów eksploatacyjnych na złożach Trzebownisko, Palikówka i Góra Ropczycka. Dla ograniczenia naturalnego spadku wydobycia przeprowadzono remonty 42 odwiertów, których stan techniczny nie pozwalał na dalszą eksploatację. Ponadto w 16 odwiertach ropnych i 80 gazowych wykonano zabiegi intensyfikacyjne, których celem było utrzymanie bądź poprawa zdolności wydobywczych odwiertów eksploatacyjnych oraz poprawa chłonności w odwiertach do zatłaczania wód złożowych. W związku ze spadkiem ciśnień w 2009 roku na złożu Jodłówka rozpoczęto prace związane z zainstalowaniem sprężarek.

Gaz zaazotowany pochodzący z kopalni Oddziału w Zielonej Górze jest przetwarzany w Oddziale w Odolanowie. W procesie kriogenicznego odazotowania gazu, wytwarzane są hel i LNG. W maju 2009 roku nastąpił rozruch technologiczny odazotowni w Grodzisku Wlkp., która zajmuje się produkcją m.in. LNG. Natomiast w wyniku przeróbki ropy naftowej uzyskiwane są produkty handlowe tj. kondensat ropny, siarka oraz mieszanina propan-butan.

Poniższa tabela przedstawia pozataryfową sprzedaż gazu ziemnego (w tym LNG) oraz sprzedaż ropy naftowej i innych produktów na rzecz odbiorców zewnętrznych w układzie ilościowym. Głównymi odbiorcami gazu ziemnego byli odbiorcy przemysłowi, których udział w wolumenie sprzedaży stanowił 85,8%.

Sprzedaż podstawowych produktów

	Jednostka	2009	2008
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	640,0	611,3
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	46,8	47,3
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	593,2	564,0
2 Ropa naftowa	tys. t.	503,7	497,2
3 Kondensat	tys. t.	1,9	1,2
4 Hel	mln m ³	2,5	2,2
5 Mieszanina propan-butan	tys. t.	20,2	17,4
6 Azot	tys. kg	1 338,3	1 246,0
7 Siarka	tys. t.	24,6	20,3

* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

W dniu 21 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. i Rafineria Trzebinia S.A. podpisały aneks nr 2 do umowy sprzedaży wraz z dostawą kolejową ropy naftowej z dnia 15 maja 2008 roku.

W dniu 30 grudnia 2009 roku została podpisana umowa sprzedaży ropy naftowej pomiędzy PGNiG S.A. i TOTS TOTAL OIL TRADING S.A. Przedmiotem umowy jest sprzedaż ropy naftowej za pośrednictwem rurociągu należącego do Przedsiębiorstwa Eksploatacji Rurociągów Naftowych "Przyjaźń" S.A. do punktu odbiorczego na terenie Niemiec.

W 2009 roku PGNiG S.A. sprzedała poza granice kraju 42% wolumenu ropy naftowej oraz 87% helu. Sprzedaż zagraniczna ropy naftowej prowadzona była poprzez ropociąg „Przyjaźń” do rafinerii niemieckich, natomiast większość wolumenu helu sprzedano w formie ciekłej zagranicznemu odbiorcy hurtowemu, który dokonuje jego dystrybucji w krajach europejskich.

Podziemne magazyny gazu

Segment poszukiwanie i wydobywanie na potrzeby wydobycia wykorzystuje pojemności czynne podziemnych magazynów gazu wysokometanowego Brzeźnica, Strachocina i Swarzów oraz magazynu gazu zaazotowanego Daszewo. Pojemności magazynowe wykorzystywane na potrzeby wydobycia gazu wyłączone są z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. Podstawowym zadaniem podziemnych magazynów gazu jest zapewnienie możliwości zagospodarowania wydobywanego gazu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania odbiorców na gaz. Magazyny umożliwiają optymalizację wydobycia ze złóż krajowych w ciągu roku oraz prowadzenie racjonalnej gospodarki zasobami złóż gazu ziemnego. Pojemności czynne magazynów na dzień 31 grudnia 2009 roku wykorzystywane na potrzeby wydobycia przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu poszukiwanie i wydobywanie w mln m³

Gaz wysokometanowy	2009	2008
Brzeźnica (E)	65,0	65,0
Strachocina (E)	150,0	150,0
Swarzów (E)	90,0	90,0
Gaz zaazotowany		
Daszewo (Ls)	30,0	–

W 2009 roku PGNiG S.A. zakończyła budowę i przyjęła do eksploatacji magazyn gazu zaazotowanego (Ls) PMG Daszewo o pojemności czynnej 30 mln m³. Ponadto Spółka kontynuowała rozbudowę istniejącego magazynu gazu wysokometanowego PMG Strachocina oraz prace związane z budową części napowierzchniowej nowego magazynu gazu zaazotowanego (Lw) PMG Bonikowo.

3. Inwestycje w segmencie poszukiwanie i wydobywanie

W 2009 w segmencie poszukiwanie i wydobywanie PGNiG S.A. poniosła nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 1.143,0 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia zostały opisane poniżej.

Poszukiwanie złóż

Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 428,5 mln zł, z czego 238,6. mln zł stanowiły nakłady na odwierty, których realizacja nie została zakończona, 11 odwiertów pozytywnych oraz na prace zagraniczne. Pozostałe nakłady zostały poniesione na 14 odwiertów negatywnych, które zostały odniesione w koszty w bieżącym okresie sprawozdawczym.

Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów

Projekt ten zakłada zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki płynnej i mieszaniny propan-butan z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Projekt LMG obejmuje:

- budowę Ośrodka Centralnego LMG, który będzie miejscem zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych
- budowę Terminalu Ekspedycyjnego w miejscowości Wierzbno, który umożliwi odbiór i wysyłkę ropy naftowej cysternami kolejowymi oraz tłoczenie ropy naftowej do rurociągu PERN „Przyjaźń”, odbieranej z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG

- budowę gazociągu do odazotowni Grodzisk, który umożliwi przesłanie nadwyżek gazu z Kopalni LMG do odazotowni Grodzisk.

W 2009 roku zakończono prace projektowe oraz rozpoczęto prace przygotowawcze pod budowę Ośrodka Centralnego w ramach zadania inwestycyjnego „Projekt LMG-Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe i inne”. Nakłady poniesione w 2009 roku wyniosły 258 mln zł. Łączna szacowana wartość projektu wynosi około 1,6 mld zł.

Projekt Grodzisk

Celem tego projektu jest umożliwienie sprzedaży gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu (kriogeniczne odazotowanie gazu zaazotowanego) do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim ma na celu zwiększenie wydobycia gazu zaazotowanego z istniejących kopalni i ze złóż planowanych do zagospodarowania. Projekt obejmuje: zagospodarowanie złóż Wielichowo, Ruchocice i Paproć W, podłączenie odwiertów Elźbieciny, Jabłonna i Łęki, zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl 2k, modernizację KGZ Paproć, rozbudowę KGZ Paproć-Cicha Góra, budowę gazociągu Przyłek-KGZ Paproć oraz budowę odazotowni Grodzisk. W 2009 roku zakończono zagospodarowanie odwiertu Nowy Tomyśl 2k oraz budowę odazotowni Grodzisk. Rozruch technologiczny odazotowni nastąpił w maju 2009 roku. Wydajność docelowa odazotowni będzie wynosić około 35 tys. m³/h. W 2009 roku poniesiono nakłady w wysokości 92,6 mln zł. Zakończenie projektu Grodzisk planowane jest w 2011 roku. Całkowita szacowana wartość projektu wynosi około 463 mln zł.

Gazociąg do KGHM

Projekt zakłada budowę gazociągu wysokiego ciśnienia oraz kabla światłowodowego wraz z infrastrukturą na trasie KGZ Kościan-KGHM Polkowice/Żukowice w celu bezpośredniej sprzedaży gazu ziemnego do KGHM Polkowice/Żukowice. W 2009 roku kontynuowano budowę gazociągu. Nakłady poniesione w 2009 roku wyniosły 33,3 mln zł. Szacowane całkowite nakłady na projekt wynoszą około 220 mln zł.

Pozostałe inwestycje w obszarze wydobycia

Pozostałe inwestycje obejmują zadania inwestycyjne związane z zagospodarowaniem udokumentowanych bądź eksploatowanych złóż gazu ziemnego, utrzymaniem i odtworzeniem wydajności produkcji węglowodorów oraz funkcjonowaniem obszaru wydobycia. Do najważniejszych zadań należały:

- modernizacja i rozbudowa istniejących kopalni gazu ziemnego
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Góra Ropczycka
- zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Ryłowa-Rajsko
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Łukowa (zakończone w 2009 roku)
- zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Kaleje (zakończone w 2009 roku)
- zagospodarowanie odwiertów Palikówka, Rudka, Sarzyna i Zalesie
- zagospodarowanie odwiertów Żołynia (zakończone w 2009 roku)
- modernizacja instalacji produkcyjnej odazotowni w Odolanowie
- zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zaplecza i infrastruktury.

Podziemne magazyny gazu

Na inwestycje w obszarze podziemnych magazynów segmentu poszukiwanie i wydobycie poniesiono nakłady w wysokości 171,8 mln zł. Najważniejsze prace obejmowały:

- zakończenie wiercenia sześciu otworów poziomych, rozpoczęcie wiercenia dwóch kolejnych odwiertów oraz rozpoczęcie budowy części napowierzchniowej PMG Strachocina
- rozpoczęcie budowy części napowierzchniowej na PMG Bonikowo
- zakończenie budowy magazynu gazu zaazotowanego PMG Daszewo.

4. Planowane działania

Prace poszukiwawcze w Polsce

W 2010 roku PGNiG S.A. planuje wykonanie prac geofizycznych i wiertniczych na otworach poszukiwawczych (również we współpracy z firmami zagranicznymi) w Karpatach i na Przedgórzu Karpat oraz na terenie monokliny przedsudeckiej, niecki lubelskiej, syneklizy perybałtyckiej i antyklinorium pomorskiego. Przewidziane jest rozpoczęcie wiercenia dwóch otworów poszukiwawczo-badawczych: Tymonowa-1 oraz Pławce-2.

Prace poszukiwawcze za granicą

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła szereg działań zmierzających do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych w takich krajach jak Algieria, Irak, Iran oraz Maroko. Powyższe działania będą kontynuowane w 2010 roku. Ponadto PGNiG S.A. będzie kontynuować prace poszukiwawcze na obszarach koncesyjnych w Danii, Egipcie i Pakistanie.

Podziemne magazyny gazu

W 2010 roku PGNiG S.A. planuje zakończyć budowę podziemnego magazynu gazu PMG Bonikowo o pojemności czynnej 200 mln m³ oraz będzie kontynuować rozbudowę części napowierzchniowej na PMG Strachocina. Zakończenie rozbudowy PMG Strachocina do pojemności czynnej 330 mln m³ planowane jest w 2011 roku.

Wydobycie gazu ziemnego

PGNiG S.A. realizuje program inwestycyjny mający na celu osiągnięcie w dłuższej perspektywie wzrostu zdolności wydobywczych gazu ziemnego. W ramach programu planuje się zagospodarowanie nowych złóż i odwiertów, modernizację i rozbudowę istniejących KGZ, budowę nowych i rozbudowę już istniejących podziemnych magazynów gazu. Ponadto będą prowadzone prace w celu utrzymania wydobycia węglowodorów ze złóż już eksploatowanych na obecnym poziomie.

W 2010 roku planuje się wydobycie na poziomie 4,3 mld m³ rocznie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy o cieple spalania 39,5 MJ/m³. W celu zwiększenia wydobycia do poziomu około 4,5 mld m³ PGNiG S.A. planuje w najbliższych latach zagospodarować i włączyć do eksploatacji kolejne udokumentowane złoża gazu ziemnego m.in. Wielichowo, Ruhocice i Międzychód (złoża gazu zaazotowanego w zachodniej Polsce) oraz Jasionka II etap, Kupno, Pilzno II etap i Rudka II etap (złoża gazu wysokometanowego na Podkarpaciu).

Wydobycie ropy naftowej

W 2009 roku rozpoczęto prace przygotowawcze do realizacji zadania inwestycyjnego „Projekt LMG-Ośrodek Centralny, strefy przyodwiertowe i inne”. Zagospodarowanie złoża Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG) jest projektem mającym na celu zwiększenie wydobycia ropy naftowej przez PGNiG S.A. W roku 2010 planuje się wydobycie ponad 500 tys. ton ropy naftowej. Znaczący przyrost wydobycia ropy naftowej nastąpi w 2013 roku po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż LMG oraz po zagospodarowaniu odwiertów eksploatacyjnych na złożu BMB i osiągnięciu roczny poziom ok. 0,9 mln ton.

5. Ryzyka poszukiwania i wydobywania

Odkrycia i szacowanie zasobów

Działalność poszukiwawcza obarczona jest przede wszystkim ryzykiem braku odkrycia złoża, tzw. ryzykiem poszukiwawczym. Oznacza to, iż nie w każdym zidentyfikowanym potencjalnym obiekcie złożowym istnieje nagromadzenie węglowodorów spełniające kryteria definicji złoża. Istnienie nagromadzenia węglowodorów uzależnione jest od spełnienia szeregu warunków geologicznych. Ponadto ilość i jakość nagromadzonych węglowodorów mogą być inne od szacowanych. W sytuacji, gdy wyniki zakończonej sukcesem działalności poszukiwawczej w postaci udokumentowanych nowych zasobów nie zrównoważą wydobycia z obecnych złóż, udokumentowane zasoby wydobywalne w złożach PGNiG S.A. będą zmniejszać się wraz z ich postępującą eksploatacją.

Wielkości zasobów i prognoz wydobycia są obciążone błędami wynikającymi z niedoskonałości sprzętu oraz technologii, które wpływają na jakość uzyskiwanych informacji geologiczno-złożowych. Niezależnie od stosowanych metod dane w zakresie ekonomicznie opłacalnych do eksploatacji zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej mają zawsze charakter szacunkowy. Rzeczywista produkcja, przychody i koszty w odniesieniu do złóż mogą różnić się w poważnym stopniu w stosunku do dokonanych szacunków. Powyższe ryzyko ma szczególne znaczenie z tego względu, że cykl od rozpoczęcia poszukiwań do udostępnienia złoża do eksploatacji zamyka się w okresie 6-8 lat, a cykl produkcji węglowodorów wynosi 10-40 lat. Określone w trakcie dokumentowania parametry złóż są weryfikowane podczas eksploatacji. Każda ujemna korekta wielkości zasobów czy wielkości wydobycia może prowadzić do zmniejszenia przychodów, a przez to wpłynąć negatywnie na wyniki ekonomiczne PGNiG S.A.

Konkurencja

W kraju i za granicą istnieje ryzyko wystąpienia konkurencji ze strony innych firm w zakresie nabywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie złóż, czyli realizowania strategii uzyskiwania dostępu do własnych zasobów węglowodorów. Niektórzy konkurenci PGNiG S.A., zwłaszcza działający globalnie, posiadają silną pozycję rynkową oraz większe niż PGNiG S.A. zasoby finansowe. W rezultacie istnieje prawdopodobieństwo, że firmy te przystąpią do przetargów i będą w stanie nabyć koncesje o dobrych perspektywach poszukiwawczych. Konkurenci mogą również definiować, wyceniać, oferować i kupować większą liczbę pól, włączając w to operatorstwo i koncesje, aniżeli pozwalają na to zasoby finansowe i ludzkie PGNiG S.A. Przewaga ta jest szczególnie istotna na arenie międzynarodowej.

Opóźnienia prac

Uzyskanie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w myśl aktualnych przepisów prawa krajowego, trwa od jednego do półtora roku. W działalności zagranicznej okres oczekiwania na ratyfikowanie kontraktu po wygraniu przetargu na koncesje może trwać nawet dwa lata. Ponadto przed rozpoczęciem prac terenowych Spółka jest zobowiązana m.in. do uzyskania podstaw formalno-prawnych na wejście w teren, spełnienia wymogów w dziedzinie ochrony środowiska i niekiedy ochrony stanowisk archeologicznych oraz przestrzegania przepisów w zakresie przeprowadzania przetargów na wykonawcę prac. W myśl obowiązujących przepisów do momentu podpisania umowy z wykonawcą prac upływa kolejnych kilka miesięcy. Często są również przypadki bardzo długiego oczekiwania na odprawy celne importowanego sprzętu. Powyższe czynniki stwarzają ryzyko opóźnień prac poszukiwawczych.

Sprawy formalno-prawne niezależne od PGNiG S.A. są związane między innymi z:

- brakiem uchwalonych Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego przez jednostki samorządu terytorialnego
- problemami z wprowadzeniem inwestycji do MPZP

- uzyskiwaniem decyzji administracyjnych (w tym środowiskowych) lub innych formalno-prawnych
- zmianami aktualnej koncepcji programowo-przestrzennej
- trudnościami z uzyskiwaniem zgód właścicieli gruntów na wejście w teren.

Są to czynniki istotnie opóźniające działania inwestycyjne i wejście w teren z pracami budowlanymi. Ponadto obowiązek stosowania przez PGNiG S.A. ustawy Prawo zamówień publicznych często wpływa na wydłużenie procedury przetargowej. Odwołania lub skargi oferentów skutkują długotrwałym postępowaniem sądowym, co w konsekwencji powoduje opóźnienie realizacji całego projektu inwestycyjnego. Przedłużający się proces inwestycyjny zwiększa ryzyko związane z szacowaniem nakładów na prace inwestycyjne.

Koszty prac poszukiwawczych

Na kapitałochłonność prac poszukiwawczych mają wpływ ceny nośników energii oraz materiałów. Koszty prac poszukiwawczych są szczególnie wrażliwe na poziom cen stali, które przekładają się na ceny rur okładzinowych i wydobywczych, stosowanych w pracach wiertniczych. Wzrost cen energii i materiałów powoduje wzrost kosztów prac poszukiwawczych. Istotny wpływ na rentowność zagranicznych projektów poszukiwawczych będzie miała sytuacja w zakresie kształtowania się cen produktów ropopochodnych oraz wahania kursów walutowych.

Przepisy w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska i zdrowia

Dostosowanie do regulacji ochrony środowiska w Polsce i za granicą może znacząco zwiększyć koszty działalności PGNiG S.A. Aktualnie PGNiG S.A. ponosi znaczne nakłady kapitałowe i koszty w celu dostosowania swojej działalności do coraz bardziej skomplikowanych i wymagających regulacji odnoszących się do ochrony zdrowia i bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska naturalnego. Ustawa z dnia 18 maja 2005 roku o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 113, poz. 954 z dnia 27 czerwca 2005 roku) spowodowała zaostrzenie przepisów realizacji przedsięwzięcia mogącego mieć oddziaływanie na obszar Natura 2000 oraz zwiększyła wymagania w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego w zakresie wchodzenia na tereny występowania chronionych gatunków roślin oraz siedlisk chronionych zwierząt. Również w krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, widoczna jest tendencja do zaostrzania przepisów związanych z ochroną środowiska.

Wykwalifikowana kadra

Obecność firm zagranicznych na polskim rynku nasiliła zjawisko przejmowania przez nie wysoko wyspecjalizowanych pracowników o dużym doświadczeniu zawodowym. Ryzyko to jest wysokie zwłaszcza w przypadku specjalistów z dziedziny poszukiwania złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. W krajach, gdzie PGNiG S.A. prowadzi działalność, występują trudności w naborze wysoko wykwalifikowanej kadry.

Nieprzewidziane zdarzenia

Eksplloatowane przez PGNiG S.A. złoża węglowodorów znajdują się często na dużych głębokościach, co związane jest z występowaniem w nich bardzo wysokich ciśnień, dodatkowo wiele złóż w składzie chemicznym zawiera siarkowodór. Powyższe czynniki stanowią podwyższone ryzyko wystąpienia wybuchu, erupcji lub wycieku węglowodorów, co z kolei może powodować zagrożenie dla ludzi (pracowników i okolicznych mieszkańców) i środowiska naturalnego, a także urządzeń produkcyjnych.

Zmiany prawne

W niektórych krajach następują częste i niespodziewane zmiany przepisów prawnych, które powodują utrudnienia w działalności poszukiwawczej. Może to być szczególnie niebezpieczne w krajach, gdzie zmiany prawa podporządkowane są decyzjom autorytarnych rządów.

Sytuacja polityczno-gospodarcza

W państwach, w których PGNiG S.A. prowadzi działalność poszukiwawczą, istnieje ryzyko konfliktów zbrojnych oraz ataków terrorystycznych, których efektem może być ograniczenie, zawieszenie lub zaprzestanie działalności poszukiwawczo-wydobywczej.

W rejonach działalności PGNiG S.A. istnieje także ryzyko destabilizacji społecznej i politycznej. Zmiany ekip rządzących mogą doprowadzić do wstrzymywania wydawania zezwoleń przez administrację rządową odnośnie działalności naftowej. Ponadto w krajach tych istnieje ryzyko wybuchu konfliktów wewnętrznych i niepokojów społecznych spowodowane złą sytuacją socjalną i demograficzną ludności zamieszkującej te państwa. W przypadku wystąpienia tych czynników ryzyka działalność Spółki może być ograniczona, zawieszona lub wstrzymana.

W niektórych krajach działalność firm poszukiwawczych utrudnia brak odpowiedniej infrastruktury, co stwarza potencjalne problemy z dostarczaniem sprzętu, ludzi i materiałów w rejon działalności poszukiwawczej. Mogą również wystąpić problemy z transportem zaopatrzenia oraz trudności z zapewnieniem odpowiednich standardów opieki medycznej. Występowanie powyższych czynników ryzyka może wpłynąć na ograniczenie lub zawieszenie działalności poszukiwawczej.

Rozdział VI: Obrót i magazynowanie

Segment prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych. Zakup gazu ziemnego z importu odbywa się głównie z kierunku wschodniego. Sprzedaż gazu ziemnego realizowana z sieci dystrybucyjnej i przesyłowej regulowana jest przez Prawo energetyczne, a ceny gazu ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierzchowicach i Husowie.

1. Zakupy

W 2009 roku PGNiG S.A. dokonywała zakupów gazu ziemnego z importu oraz w niewielkim stopniu od dostawców krajowych. PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego i krótkoterminowego kontraktu z OOO „Gazprom eksport” oraz umowy średnioterminowej i krótkoterminowej na dostawy gazu z VNG-Verbundnetz Gas AG:

- Kontraktu kupna-sprzedaży rosyjskiego gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 2022 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej do 1 października 2016 roku
- Umowy sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 września 2008 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG, obowiązującej od 1 października 2008 roku do 1 października 2011 roku
- Kontraktu na letnie dostawy gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 1 czerwca 2009 roku z OOO „Gazprom eksport”, obowiązującego do 30 września 2009 roku.

Poniższa tabela przedstawia strukturę zakupów gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Struktura zakupów gazu ziemnego (w mln m³)

	2009	%	2008	%
Import w tym:	9 135,9	99,4%	10 264,3	99,8%
- OOO "Gazprom eksport"	8 137,2	89,1%	7 056,7	68,7%
- ROSUKRENERGO AG	0,0	0,0%	2 377,2	23,2%
- VNG AG	938,0	10,3%	585,4	5,7%
- VNG AG/E.ON Ruhrgas	0,0	0,0%	240,0	2,4%
- Pozostali dostawcy zagraniczni	60,7	0,6%	5,0	0,0%
Dostawcy krajowi	58,1	0,6%	22,1	0,2%
Razem	9 194,0	100,0%	10 286,4	100,0%

W 2009 roku w wyniku konfliktu rosyjsko-ukraińskiego miały miejsce zakłócenia w dostawach gazu z kierunku wschodniego. Ponadto od stycznia 2009 roku dostawy gazu z ROSUKRENERGO AG nie były realizowane, pomimo iż umowa sprzedaży gazu ziemnego obowiązywała do 1 stycznia 2010 roku. W rezultacie zmniejszenia, a następnie wstrzymania dostaw gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach, kierunki dostaw zostały zmienione i dodatkowe ilości gazu od OOO „Gazprom eksport” odbierane były przez punkt Wysokoje Dostawy gazu w punkcie zdawczo-odbiorczym w Drozdowiczach zostały wznowione, ale były realizowane na niższym poziomie, wskutek braku realizacji dostaw w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG. Odpowiedni poziom dostaw gazu do odbiorców został zapewniony dzięki zwiększeniu poboru gazu z magazynów oraz

czasowemu zwiększeniu ilości odbieranego gazu w ramach obowiązującego kontraktu z OOO „Gazprom eksport”. Ponadto PGNiG S.A. podpisała z OOO „Gazprom eksport” krótkoterminowy kontrakt na letnie dostawy gazu.

Nowe umowy

W związku z brakiem realizacji dostaw gazu w ramach Umowy sprzedaży gazu ziemnego z dnia 17 listopada 2006 roku z ROSUKRENERGO AG, obowiązującej do 1 stycznia 2010 roku włącznie z możliwością przedłużenia do 1 stycznia 2012 roku, PGNiG S.A. w dniu 1 czerwca 2009 roku podpisała kontrakt na letnie dostawy gazu z OOO „Gazprom eksport” na okres od czerwca 2009 roku do 30 września 2009 roku.

W dniu 24 czerwca 2009 roku PGNiG S.A. podpisała z RWE Supply & Trading umowę na dostawy gazu ziemnego, którego cena oparta była o notowania giełdowe, na okres od 1 lipca do 1 października 2009 roku.

W dniu 29 czerwca 2009 roku PGNiG S.A. podpisała umowę na dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Qatargas Operating Company Ltd. W ramach umowy dostawy LNG realizowane będą od 2014 roku przez okres 20 lat, na poziomie 1 mln ton LNG rocznie.

W 2009 roku PGNiG S.A. wzięła udział w „Procedurze udostępnienia terminalu LNG w Świnoujściu 2009” ogłoszonej w dniu 23 czerwca 2009 roku przez Polskie LNG S.A. Po uzgodnieniu treści umowy regazyfikacyjnej, PGNiG S.A. w dniu 9 lutego 2010 roku przekazała podpisaną umowę do Polskie LNG S.A. Na mocy powyższej umowy PGNiG S.A. realizować będzie zobowiązania wynikające z obecnie zakontraktowanych jak i przyszłych dostaw LNG do Polski.

W dniu 28 lipca 2009 roku została podpisana Umowa Ramowa kupna i sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i VNG-Verbundnetz Gas AG. W ramach tej umowy w dniu 30 września 2009 roku zawarte zostały dwa kontrakty indywidualne:

- Kontrakt Indywidualny na kupno gazu w okresie od 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku w punkcie dostawy Gubin
- Kontrakt Indywidualny na sprzedaż gazu w okresie od 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku w punkcie dostawy Kamminke.

Ponadto w dniu 30 września 2009 roku PGNiG S.A. podpisała Umowę Ramową z Vitol SA. W ramach tej umowy zawarty został Kontrakt Indywidualny na kupno gazu w okresie od 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku w punkcie dostawy Lasów.

29 października 2009 roku PGNiG S.A. oraz OAO Gazprom przyjęły pakiet uzgodnień będący podstawą do podpisania aneksu do Kontraktu Jamalskiego. Jednocześnie podpisanie aneksu wymaga wniesienia stosownych zmian do Porozumienia pomiędzy rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów do tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku wraz z późniejszymi zmianami.

W dniu 27 stycznia 2010 roku podpisane zostało trójstronne Porozumienie pomiędzy PGNiG S.A., a OAO Gazprom, OOO „Gazprom eksport” i SGT „EUROPOL GAZ” S.A. Porozumienie zakłada przedłużenie istniejącego kontraktu na dostawę gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Rzeczypospolitej Polskiej do 31 grudnia 2037 roku, z możliwością przedłużenia do 31 grudnia 2045 roku oraz zwiększenie dostaw gazu w ramach tego kontraktu. Ponadto porozumienie przewiduje przedłużenie kontraktu na przesył gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gazociągiem należącym do SGT „EUROPOL GAZ” S.A. na dotychczasowych warunkach. Powyższe uzgodnienia wejdą w życie po podpisaniu przez rządy Rzeczypospolitej Polskiej i Federacji Rosyjskiej odpowiednich dokumentów.

Projekt Baltic Pipe

Celem projektu było stworzenie bezpośredniego połączenia, umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z Danii do Polski oraz w przyszłości również z Polski do Danii. W dniu 29 stycznia 2009 roku NWZ PGNiG S.A. podjęło decyzję o sprzedaży dokumentacji związanej z realizacją projektu Baltic Pipe spółce OGP GAZ-SYSTEM S.A. Dalsze etapy realizacji projektu będą prowadzone przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Projekt Skanled

Konsorcjum Skanled powołane zostało do budowy gazociągu Skanled, łączącego terminal gazowy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ze Szwecją oraz Danią. PGNiG S.A. objęła 15% udziałów i została jednym z 15 udziałowców Konsorcjum.

W dniu 29 kwietnia 2009 roku członkowie Konsorcjum Skanled podjęli decyzję o zawieszeniu realizacji budowy gazociągu Skanled z powodu zmiany warunków makroekonomicznych, wycofania się z Konsorcjum większości firm skandynawskich oraz braku możliwości zapewnienia dostaw gazu, który miał być przesyłany tym gazociągiem.

2. Sprzedaż

Zgodnie z wymogami ustawy Prawo energetyczne w 2009 roku PGNiG S.A. kontynuowała proces wymiany umów handlowych na umowy kompleksowe.

W 2009 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kompleksowe na dostawy paliwa gazowego, zarówno z systemu przesyłowego, jak i dystrybucyjnego z 92,5 tys. nowych odbiorców.

W roku 2009 roku PGNiG S.A. zawarła Porozumienie z Zakładami Chemicznymi „POLICE” S.A., w którym ZCh „POLICE” S.A. zobowiązała się do spłaty należności za dostarczone paliwo gazowe. W wyniku braku spłaty zadłużenia w dniu 18 listopada PGNiG S.A. odstąpiła od umowy kupna-sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego. W kolejnych tygodniach wynegocjowano warunki spłaty wierzytelności przez ZCh „POLICE” S.A., a w dniu 17 grudnia podpisana została nowa umowa kompleksowa na sprzedaż paliwa gazowego na okres do 31 grudnia 2010 roku.

Podstawowymi produktami sprzedawanymi przez segment jest gaz ziemny wysokometanowy oraz gaz zaazotowany. W 2009 roku sprzedaż gazu ziemnego w porównaniu do roku ubiegłego spadła o około 5%, tj. 606,8 mln m³. Spadek wolumenu sprzedaży spowodowany został zmniejszeniem zapotrzebowania na paliwo gazowe przez klientów PGNiG S.A. w wyniku ogólnoswiatowego kryzysu gospodarczego. PGNiG S.A. prowadziła sprzedaż gazu na rynku krajowym oraz na rynkach zagranicznych. Struktura sprzedaży segmentu obrót i magazynowanie PGNiG S.A. w 2009 roku została przedstawiona w poniższej tabeli.

Struktura sprzedaży podstawowych produktów

	Jednostka	2009	2008
1 Gaz ziemny, w tym:	mln m ³	12 644,0	13 250,8
- gaz ziemny wysokometanowy	mln m ³	12 001,5	12 437,8
- gaz ziemny zaazotowany*	mln m ³	642,5	813,0
2 Propan-butan	tys. t.	2,1	2,1

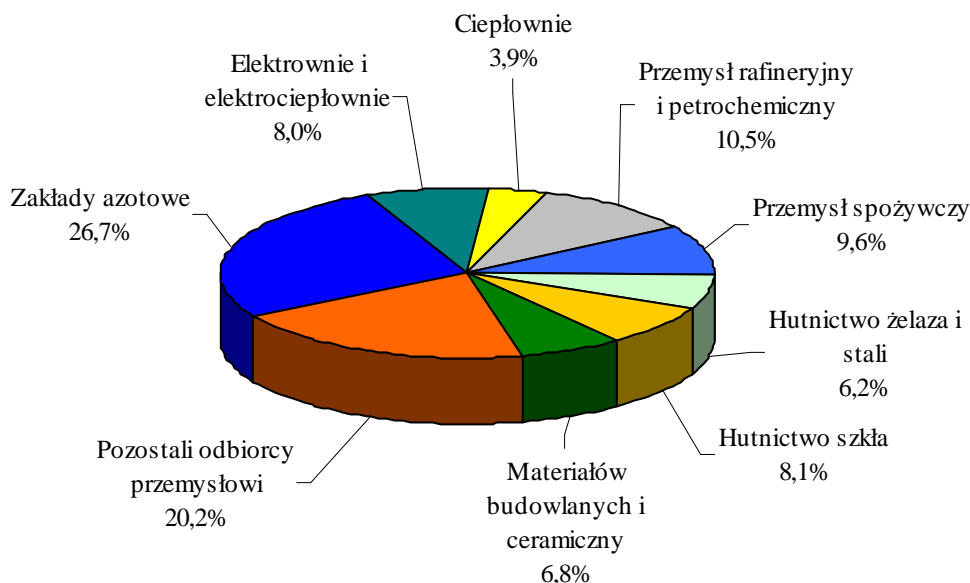
* w przeliczeniu na gaz wysokometanowy

Głównymi odbiorcami gazu był przemysł chemiczny, hutnictwo i energetyka oraz odbiorcy domowi. Najliczniejszą grupą odbiorców gazu ziemnego (ok. 6,4 mln) byli odbiorcy domowi, którzy stanowili 97% klientów PGNiG S.A. Udział powyższej grupy odbiorców w wolumenie sprzedaży wyniósł 30%. Największy udział w wolumenie sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi (58%). W tabeli została zaprezentowana struktura sprzedaży gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy w podziale na grupy odbiorców.

Sprzedaż gazu ziemnego systemowego (mln m³)

	2009	%	2008	%
Odbiorcy przemysłowi	7 313,3	57,8%	8 064,5	60,9%
Handel, usługi	1 425,1	11,3%	1 390,8	10,5%
Odbiorcy domowi	3 724,3	29,5%	3 622,4	27,3%
Odbiorcy hurtowi	142,4	1,1%	136,5	1,0%
Eksport	38,9	0,3%	36,6	0,3%
Razem	12 644,0	100,0%	13 250,8	100,0%

Struktura sprzedaży gazu ziemnego w 2009 roku
do odbiorców przemysłowych



W 2009 roku PGNiG S.A. wspólnie z Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. zakończyła proces przestawiania miasta Poznania i Wschodniej Wielkopolski z mniej kalorycznego gazu zaazotowanego na wysokokaloryczny gaz wysokometanowy, w wyniku którego przestawiono około 266 tys. odbiorców należących do grup taryfowych 1-4. Sytuacja ta wpłynie na wzrost bezpieczeństwa i przepustowości sieci dystrybucyjnej oraz zwiększenie liczby zawieranych umów przyłączeniowych, co z kolei skutkować będzie wzrostem wolumenu sprzedaży gazu wysokometanowego.

W 2009 roku PGNiG S.A. wspólnie z Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. rozpoczęła proces inwestycyjny przestawiania odbiorców gazu propan-butan-powietrze na gaz wysokometanowy (E), wytworzony na bazie LNG w miejscowości Pisz w województwie warmińsko-mazurskim. W dniu

4 września 2009 roku PGNiG S.A. podpisała umowę z firmą gr4 GASENERGIA IBERICA S.A. na zaprojektowanie i budowę stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz stacji redukcyjno-pomiarowej. Po zakończeniu inwestycji wzrośnie wolumen sprzedaży gazu wysokometanowego.

3. Magazynowanie

Segment obrót i magazynowanie wykorzystuje na swoje potrzeby część pojemności czynnych PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno. PMG Wierzchowice oraz PMG Husów są wykorzystywane także na potrzeby produkcyjne PGNiG S.A., natomiast część pojemności czynnej KPMG Mogilno została udostępniona na potrzeby OGP GAZ-SYSTEM S.A. Pojemności czynne wykorzystywane na potrzeby produkcyjne oraz do realizacji zadań OGP GAZ-SYSTEM S.A. wyłączone są z definicji instalacji magazynowej w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne.

Krótkookresowe zmiany zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny niwelowane są przy wykorzystaniu KPMG Mogilno – magazynu w kawernach solnych o szczytowym charakterze pracy. Kompensacja nierównomierności zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie letnim i zimowym, jak również realizacja zobowiązań wynikających z kontraktów importowych zawierających klauzulę „take or pay”, zapewnienie ciągłości i bezpieczeństwa dostaw gazu oraz wywiązanie się z zawartych z odbiorcami umów sprzedaży „loco brama” odbiorcy, prowadzone są w oparciu o pojemności PMG Wierzchowice i PMG Husów.

Ponadto PMG Wierzchowice, PMG Husów oraz KPMG Mogilno wykorzystywane są na potrzeby wywiązania się z obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych nałożonych Ustawą z dnia 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych, gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

Od dnia 1 stycznia 2009 roku PGNiG S.A. pełni funkcję Operatora Systemu Magazynowania (OSM). Szczegółowe zasady dostępu do usług magazynowania paliw gazowych (pojemność czynna, moc zatłaczania i moc odbioru) oraz handlu usługami magazynowymi zostały opracowane w formie „Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowych”, który wszedł w życie w dniu 1 lipca 2009 roku. Zgodnie z przyjętym regulaminem PGNiG S.A. udostępniła łącznie 627 mln m³ pojemności czynnych instalacji magazynowych w ramach usług pakietowych na warunkach ciągłych i przerywanych.

W 2009 roku PGNiG S.A. kontynuowała rozbudowę pojemności czynnych istniejących magazynów gazu wysokometanowego KPMG Mogilno oraz PMG Wierzchowice. Ponadto Spółka prowadziła prace związane z budową nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo. Pojemności czynne magazynów przedstawia poniższa tabela.

Pojemności czynne magazynów segmentu obrót i magazynowanie w mln m³

	2009	2008
Husów	350,0	400,0
Mogilno	370,0	380,2
Wierzchowice	575,0	575,0

Zmniejszenie pojemności czynnych PMG Husów i KPMG Mogilno wynika z technicznych uwarunkowań prowadzenia działalności.

4. Inwestycje w segmencie obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie zostały poniesione nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne w wysokości 789,1 mln zł. Najważniejsze przedsięwzięcia inwestycyjne obejmowały:

- rozbudowę pojemności czynnej magazynu gazu wysokometanowego KPMG Mogilno, prace związane z budową części napowierzchniowej PMG Wierzchowice, modernizację PMG Husów oraz wiercenia na potrzeby nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo (623,9 mln zł)
- inwestycje na majątku przesyłowym – na podstawie planu inwestycyjnego OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz procedur określonych w umowie w sprawie przygotowania technicznego i realizacji inwestycji dla potrzeb systemu przesyłowego, PGNiG S.A. realizowała inwestycje na majątku przesyłowym, który następnie jest włączany do wykazu środków trwałych objętych umową leasingu (34,1 mln zł)
- zakup gruntów i nieruchomości, wykup środków trwałych na majątku wytworzonym przez OGP GAZ-SYSTEM S.A., przekazywanym do OSD oraz uregulowanie prawa własności i wykup gazociągów wysokiego ciśnienia (9,7 mln zł)
- inwestycje teleinformatyczne oraz zakup gotowych dóbr inwestycyjnych, środków transportu, sprzętu technicznego, narzędzi i urządzeń (28,9 mln zł)
- rozbudowę stacji CNG, gazyfikację nowych terenów, budowę przyłączy do klientów końcowych oraz zadania związane dywersyfikacją źródeł (10,7 mln zł).

5. Planowane działania w obszarze obrotu i magazynowania

Połączenie międzysystemowe Boernicke-Police

Celem budowy połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Niemcami na trasie Boernicke-Police jest wymiana handlowa z rynkiem niemieckim. W 2009 roku Spółka uzyskała pozwolenie na budowę ostatniego odcinka gazociągu na terytorium Polski na trasie Tanowo-Trzeszczyn (Police). Ponadto została wytyczona trasa gazociągu o długości około 14 km na odcinku Tanowo-Dobieszczyn.

Połączenie z czeskim systemem gazowym

W dniu 18 września 2009 roku PGNiG S.A. wzięła udział w otwartej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. procedurze udostępnienia przepustowości w rejonie Podbeskidzia. Spółki zawarły umowę, na podstawie której OGP GAZ-SYSTEM S.A. zobowiązała się do świadczenia usługi przesyłania paliwa gazowego od punktu wejścia w Cieszynie do określonych punktów wyjścia z systemu przesyłowego poprzez projektowany przez nią gazociąg międzysystemowy.

Zakup gazu ziemnego

W 2010 roku PGNiG S.A. nie przewiduje istotnych zmian w strukturze kierunków dostaw gazu ziemnego w stosunku do poprzednich okresów. Od 2009 roku PGNiG S.A. prowadzi negocjacje z OAO Gazprom w zakresie przedłużenia istniejącego kontraktu na dostawę gazu ziemnego oraz zwiększenia dostaw gazu w ramach tego kontraktu. Podpisanie aneksu do kontraktu przewidziane jest w I półroczu 2010 roku. Spółka podjęła również działania mające na celu dywersyfikację dostaw gazu w celu większego zróżnicowania portfela dostawców.

Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła działania na rzecz budowy segmentu elektroenergetycznego. W ramach tych działań Spółka prowadziła negocjacje z partnerami w zakresie możliwości budowy

gazowych układów kogeneracyjnych. Realizacja tych projektów pozwoli na wprowadzenie nowej oferty w zakresie sprzedaży i dostaw ciepła oraz energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Ponadto Spółka rozpoczęła prace zmierzające do budowy gazowych źródeł wytwórczych na terenie własnych obiektów, co umożliwi optymalizację zakupów energii elektrycznej i ciepła na potrzeby PGNiG S.A. Oddanie do eksploatacji pierwszych gazowych źródeł wytwórczych zaplanowano na lata 2011-2012.

Rynek gazu LNG

PGNiG S.A. podjęła działania mające na celu rozwój rynku gazu przy wykorzystaniu skroplonego gazu ziemnego LNG. Sprzedaż skroplonego gazu LNG pozwoli na zagospodarowanie nowych, dotychczas niezgazyfikowanych obszarów kraju oraz przyczyni się do umocnienia pozycji konkurencyjnej PGNiG S.A.

Podziemne magazyny gazu

W 2010 roku PGNiG S.A. będzie kontynuowała inwestycje rozbudowy PMG Wierzchowice oraz KPMG Mogilno. Docelowo KPMG Mogilno zostanie rozbudowany do pojemności czynnej 800 mln m³. Zakończenie pierwszego etapu rozbudowy PMG Wierzchowice z obecnej pojemności czynnej 575 mln m³ do 1.200 mln m³ planowane jest na koniec 2011 roku, a udostępnienie pojemności w 2012 roku. Ponadto Spółka kontynuować będzie budowę nowego magazynu gazu wysokometanowego KPMG Kosakowo, który docelowo składać się będzie z 10 podziemnych kavern o łącznej pojemności czynnej 250 mln m³.

6. Ryzyka obrotu i magazynowania

Substytucja

Zasadniczym czynnikiem stanowiącym zagrożenie dla rozwoju rynku gazu jest cena gazu, która w porównaniu do alternatywnych nośników energii, a w szczególności do cen węgla, jest wysoka. Przy wzroście cen paliw może wystąpić efekt zmniejszenia zużycia paliwa gazowego na skutek działań oszczędnościowych u klientów oraz konwersji na paliwa alternatywne. W wyniku pogorszenia się sytuacji gospodarczej kraju istnieje ryzyko, że klienci PGNiG S.A. mogą rozpocząć aktywne działania zmierzające do poszukiwania alternatywnych nośników energii lub też innych dostawców. Sytuacja taka może mieć miejsce w szczególności w branżach energochłonnych, gdzie cena gazu stanowi istotny element kosztotwórczy.

Konkurencja

W chwili obecnej PGNiG S.A. jest największym dostawcą gazu ziemnego na krajowym rynku. Udział PGNiG S.A. w rynku gazu szacowany jest na około 98%, pozostałe 2% posiadają dostawcy spoza GK PGNiG, którzy w znaczącym stopniu dokonują zakupu gazu od PGNiG S.A. Działalność podmiotów spoza GK PGNiG zajmujących się obrotem gazu ukierunkowana jest głównie na obszary niezgazyfikowane. Wśród tych przedsiębiorstw są lokalni dystrybutorzy gazu, którzy posiadają własną infrastrukturę przesyłową i oferują (poza tradycyjnymi dostawami sieciowymi) nowoczesne rozwiązania w zakresie dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem skroplonego gazu LNG. Wzmocniona działalność podmiotów konkurencyjnych zmierzająca do pozyskania obecnych, jak i potencjalnych klientów PGNiG S.A., może stwarzać w przyszłości realne zagrożenie ich utraty na rzecz tych firm.

Zmniejszenie wolumenu sprzedaży paliwa gazowego

Ogólnoświatowy kryzys gospodarczy wpłynął na osłabienie wzrostu gospodarczego kraju, trudności ze zbytem produkcji w wielu segmentach gospodarki oraz pogorszenie się sytuacji finansowej przedsiębiorstw. Sytuacja ta spowodowała zmniejszenie przez odbiorców Spółki zapotrzebowania na paliwo gazowe w 2009 roku. Ponadto trudności z pozyskaniem przez przedsiębiorstwa środków na finansowanie nowych projektów inwestycyjnych mogą ograniczać wzrost wolumenu sprzedaży gazu.

Wzrost należności

W związku z trwającym kryzysem gospodarczym kraju, którego efektem jest pogorszenie się koniunktury na rynkach zbytu produktów klientów PGNiG S.A., a tym samym pogorszeniem się sytuacji finansowej odbiorców gazu, mogą wystąpić trudności z bieżącym regulowaniem płatności za dostarczone paliwo gazowe. W związku z powyższym Spółka zintensyfikowała działania windykacyjne w celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego.

Magazynowanie

Konieczność zwiększenia obowiązkowego zapasu gazu z 15 do 20 dni średniego dziennego importu, w okresie od 1 października 2010 roku do 30 września 2012 roku, wynikająca z „Ustawy o zapasach”, może doprowadzić do deficytu mocy niezbędnej do zapewnienia pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz już w początkowym okresie odbioru 2010/2011. W związku z powyższym może okazać się niezbędne uzyskanie zgody Ministra Gospodarki na uruchomienie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zgromadzonych w KPMG Mogilno.

Kolejnym ryzykiem jest możliwość wystąpienia deficytu środków na finansowanie zaplanowanych prac inwestycyjnych. W przypadku negatywnej decyzji Komisji Europejskiej w zakresie współfinansowania inwestycji na KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, PMG Strachocina i PMG Wierzchowice, PGNiG S.A. będzie musiała pozyskać dodatkowe środki w wysokości wnioskowanych kwot na inwestycje.

Rozdział VII: Pozostała działalność

Jednostką organizacyjną PGNiG S.A. zakwalifikowaną do segmentu pozostała działalność jest Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, który zajmuje się świadczeniem usług zapewniających poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego, a w szczególności kalibracją urządzeń pomiarowych, legalizacją gazomierzy i przeliczników gazu, badaniem jakości gazu ziemnego, badaniem nowych urządzeń gazowniczych oraz nadzorem pomiarowo-analitycznym nad urządzeniami i analizatorami procesowymi ulokowanymi w sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynach gazów. Oddział świadczy również usługi w zakresie doradztwa, opiniowania i ekspertyz. W marcu 2009 roku Oddział uzyskał status jednostki notyfikowanej, jako pierwszej w Polsce, na badania przeliczników do gazu.

W 2009 roku Oddział przede wszystkim prowadził:

- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na gazociągu tranzytowym Jamał-Europa (odcinek polski)
- kontrole metrologiczne systemów pomiarowych na stacjach rozliczeniowych odbiorców przemysłowych (46 obiektów)
- weryfikację systemów pomiarowych gazów ziemnych na potrzeby oceny emisji CO₂ dużych emitentów przemysłowych
- nadzór pomiarowy nad systemami procesowych analizatorów do oceny jakości gazów ziemnych na sieciach przesyłowych, dystrybucyjnych, obiektach kopalnianych i magazynach
- walidację i nadzór pomiarowy nad terenowymi laboratoriami kontroli jakości gazów ziemnych
- współpracę z Laboratorium Wzorców Gazowych Głównego Urzędu Miar nad projektem stworzenia krajowego wzorca jakości gazów ziemnych typu E i L
- organizację i koordynację Międzylaboratoryjnych Badań Porównawczych w zakresie kontroli jakości gazów ziemnych typu E.

Podstawowymi nabywcami usług Oddziału byli: „EUROPOL GAZ” S.A., spółki Grupy Kapitałowej PGNiG oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Planowane działania

W przyszłości Oddział planuje utrzymać i wzmocnić dotychczasową wiodącą pozycję w zakresie kontroli metrologicznej urządzeń i systemów pomiarowych, legalizacji gazomierzy, badania przeliczników do gazu, oceny jakości gazów ziemnych wszystkich typów (E i L) i form (GZ, LNG, CNG, biogaz), oceny układów pomiarowych i analizatorów procesowych wykorzystywanych do szacowania wielkości emisji CO₂.

Ryzyka

Liberalizacja rynku gazu powoduje, że istnieje ryzyko wystąpienia na krajowym rynku usług pomiarowo-analitycznych gazu ziemnego konkurencji ze strony zagranicznych laboratoriów.

Przewidywany rozwój prawodawstwa i norm w kierunku preferowania usług wykonywanych przez akredytowane laboratoria całkowicie niezależne od dostawcy gazu może spowodować spadek konkurencyjności i utratę części rynku przez Oddział CLPB.

Rozdział VIII: Ochrona środowiska

Likwidacja odwiertów

Zgodnie z ustawą Prawo geologiczne i górnicze, PGNiG S.A. zobowiązana jest do likwidacji wyeksploatowanych wyrobisk górniczych, usunięcia zagrożenia i szkód wyrządzonych działalnością górniczą oraz do przywrócenia terenu do stanu sprzed rozpoczęcia działalności górniczej. Poprzez likwidację odwiertów i kopanek zapobiega się wyciekom ropy naftowej oraz gazu ziemnego na powierzchnię oraz do cieków wodnych. Ponadto nielikwidowane odwierty gazowe stwarzają możliwość nagromadzenia się ulatniającego gazu, co stwarza zagrożenie wybuchem pożaru. W związku z powyższym PGNiG S.A. w 2009 roku zlikwidowała 53 wyeksploatowane odwierty oraz kopanki. Wśród zlikwidowanych obiektów znajdowały się m.in. kilkudziesięcioletnie otwory wiertnicze oraz kopanki z XIX wieku.

System handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla

W 2009 roku w Krajowym Planie Rozdziału Uprawnień Emisji CO₂ na lata 2008-2012 (KPRU II) ogółem dla instalacji PGNiG S.A. przyznano ilość 99.982 Mg CO₂/rok. W powyższym okresie rozliczeniowym w systemie uczestniczyły instalacje Oddziałów w Odolanowie i Zielonej Górze oraz instalacja gazu w KPMG Mogilno.

W 2010 roku w ramach funkcjonującego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (SHUE) PGNiG S.A. dokonała weryfikacji rocznych raportów emisji CO₂ za 2009 rok oraz zbilansowania wielkości emisji CO₂ z posiadanymi uprawnieniami. Po umorzeniu wykorzystanych przydziałów z 2009 pozostało 23.622 Mg CO₂ wolnych jednostek emisji.

System Zarządzania Środowiskowego

W 2009 roku wdrożono System Zarządzania Środowiskowego (SZŚ) w Centrali Spółki. W ramach funkcjonowania systemu kontynuowano szkolenia pracowników, przeprowadzono audyty wewnętrzne oraz dokonano przeglądu systemu. Po przeprowadzeniu audytu zewnętrznego Centrala Spółki otrzymała certyfikat zgodności SZŚ z normą PN-EN ISO 14001. System Zarządzania Środowiskowego funkcjonuje w Oddziałach w Zielonej Górze, Sanoku i Odolanowie.

Emisje metanu

W 2009 roku kontynuowano prace zmierzające do opracowania ujednoczonych wskaźników emisji metanu oraz zunifikowania metod obliczeniowych emisji tego gazu. Określona wielkość emisji metanu dla sektora górnictwa węglowodorów dla 2008 roku wyniosła 2,1 Gg/rok, co w porównaniu z prezentowanymi przez Krajowe Centrum Inwentaryzacji Emisji wielkościami emisji za 2008 rok jest wartością prawie 10-krotnie niższą. Ujednoczone i wiarygodne wskaźniki emisji metanu pozwolą na obniżenie kosztów opłat środowiskowych.

Rekultywacje i badania na majątku nieprodukcyjnym

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska PGNiG S.A. prowadzi prace badawczo-rozpoznawcze i rekultywacyjne na obszarach zanieczyszczonych wskutek przeszłej działalności (m.in. gazownictwa klasycznego) w celu przywrócenia nieruchomości do stanu określonego standardami jakości środowiska. W 2009 roku Spółka zakończyła prace rekultywacyjne na nieruchomości w Sławnie, które zostały następnie przyjęte bez zastrzeżeń przez Starostwo Powiatowe. Prace prowadzone były w latach 2006-2009 i obejmowały likwidację dołów smołowych oraz oczyszczanie gleby i ziemi na poletkach bioremediacyjnych oraz wód podziemnych na stacji oczyszczania. Ponadto przygotowano postępowania niepubliczne na rekultywacje nieruchomości we Wrocławiu, Świdnicy, Jugowicach,

Łądku Zdroju i Ziębicach, które zostaną zakończone w I połowie 2010 roku. Łączna powierzchnia powyższych działek wynosi ponad 60 tys. m².

W 2009 roku PGNiG S.A. prowadziła m.in. rekultywację terenu na obszarze KRN Lipinki, KRNiGZ Buk, na obszarze dołu urobkowego KP-2 oraz na trasie nieczynnego ropociągu KP-2. Ponadto został zlikwidowany dół smołowy na terenie nieruchomości przy ul. Kasprzaka 25 w Warszawie. Kontynuowane były również rekultywacje na terenie Ekspedytów Ropy Naftowej Jaroszewo, Mozów i Wałowice.

Nowe technologie przyjazne środowisku

W 2009 roku w celu odzyskania energii z procesu skraplania gazu ziemnego, zainstalowano w Oddziale w Odolanowie turbiny ekspansyjne na instalacji odazotowania.

Rozdział IX: Pozostałe informacje

Podział zysku za rok 2008

W dniu 23 czerwca 2009 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwałę o podziale zysku netto za 2008 rok w wysokości 546,2 mln zł. Zysk został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 1,4 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki
- kwotę 531,0 mln zł przeznaczono na wypłatę dywidendy (co oznacza, że na jedną akcję przypada 0,09 zł), z czego kwota 382,5 mln zł została przekazana Skarbowi Państwa w formie dywidendy niepieniężnej w postaci podsystemów systemu przesyłowego wraz z ich częściami składowymi i przynależnościami potrzebnymi do korzystania z tych podsystemów z zastrzeżeniem dopłaty pieniężnej, gdy składniki rzeczowe nie wyczerpią kwoty 382,5 mln zł
- kwotę 8,8 mln zł przeznaczono na zwiększenie zakładowego funduszu świadczeń socjalnych
- kwotę 5,0 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału rezerwowego pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji.

Ponadto zysk zatrzymany w kwocie 42,3 mln zł został podzielony w następujący sposób:

- kwotę 39,8 mln zł przeznaczono na nagrody dla pracowników
- kwotę 2,5 mln zł przeznaczono na zwiększenie kapitału zapasowego Spółki.

Jednocześnie Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. ustaliło dzień dywidendy na 26 sierpnia 2009 roku oraz termin wypłaty dywidendy na 2 października 2009 roku.

Udzielenie absolutorium

W dniu 23 czerwca 2009 roku Zwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG S.A. podjęło uchwały o zatwierdzeniu sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności PGNiG S.A., zatwierdzeniu skonsolidowanego sprawozdania finansowego i sprawozdania Zarządu z działalności GK PGNiG oraz o udzieleniu członkom Zarządu i Rady Nadzorczej PGNiG S.A. absolutorium z wykonywania obowiązków w roku obrotowym 2008.

Sprawy przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o.

- W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 mln zł. Postępowanie toczy się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 14 maja 2009 roku Sąd Najwyższy uwzględnił zarzuty PGNiG S.A. o braku szczegółowości porządku obrad Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego z dnia 4 lutego 2008 roku i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu. Wyrokiem z dnia 13 października 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego z dnia 7 marca 2006 roku i przekazał sprawę temu Sądowi do ponownego rozpoznania.
- Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 19 stycznia 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 25.999.998 zł, toczącej się przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało wznowione. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił

powództwo PGNiG S.A. PGNiG S.A. złożyła apelację od wyroku. Zabezpieczenie powództwa zostało utrzymane do chwili uprawomocnienia się wyroku. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. W dniu 30 lipca 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok sądu pierwszej instancji i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania.

- Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciwko PI GAZOTECH Sp. z o.o. o stwierdzenie nieważności bądź uchylenie uchwały Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 6 października 2005 roku zobowiązującej PGNiG S.A. do wniesienia dopłaty w kwocie 6.552.000 zł wszczęte przed Sądem Okręgowym w Warszawie zostało zakończone w pierwszej instancji. W dniu 30 maja 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. i uchylił postanowienie w sprawie zabezpieczenia powództwa PGNiG S.A. Postępowanie o utrzymanie zabezpieczenia powództwa toczy się od 22 lipca 2008 roku przed Sądem Apelacyjnym i Sądem Okręgowym w Warszawie. W dniu 17 lutego 2009 roku PGNiG S.A. złożyła zażalenie na ponowne uchylenie przez Sąd Okręgowy w Warszawie postanowienia o zabezpieczeniu powództwa. W dniu 23 kwietnia 2009 roku Sąd Apelacyjny w Warszawie ponownie uchylił postanowienie Sądu Okręgowego o uchyleniu postanowienia o udzieleniu zabezpieczenia i przekazał sprawę do Sądu Okręgowego w Warszawie. Sąd Okręgowy po raz kolejny w dniu 25 września 2009 roku uchylił postanowienie o zabezpieczeniu powództwa. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy. PGNiG S.A. złożyła zażalenie do Sądu Apelacyjnego na postanowienie Sądu Okręgowego. W dniu 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił wyrok Sądu Okręgowego z dnia 30 maja 2008 roku oddalający powództwo PGNiG S.A. o uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwały o dopłatach i przekazał sprawę Sądowi Okręgowemu do ponownego rozpoznania.

Sprawa z Bartimpex S.A.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku w sprawie wniosku PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK wydał decyzję uznającą działanie PGNiG S.A. za praktykę ograniczającą konkurencję w postaci nadużywania przez Spółkę pozycji dominującej na krajowym rynku przesyłu gazu ziemnego poprzez odmowę świadczenia usług przesyłowych gazu ziemnego wydobywanego poza granicami Rzeczypospolitej Polskiej i nałożył karę pieniężną w wysokości 2 mln zł oraz obowiązek zwrotu kosztów postępowania na rzecz PHZ Bartimpex S.A. Prezes UOKiK stwierdził jednocześnie zaniechanie stosowania tych praktyk przez PGNiG S.A. z dniem 2 czerwca 2003 roku.

Dnia 31 sierpnia 2005 roku PGNiG S.A. odwołała się od powyższej decyzji. Sprawy toczyły się kolejno przed Sądem Okręgowym w Warszawie, Apelacyjnym w Warszawie i Sądem Najwyższym. Na skutek skargi kasacyjnej PGNiG S.A. w wyroku z dnia 15 lipca 2009 roku Sąd Najwyższy uchylił wyrok Sądu Apelacyjnego oraz przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Apelacyjnemu.

Wyrokiem z dnia 5 stycznia 2010 roku Sąd Apelacyjny uchylił decyzję Prezesa UOKiK z dnia 9 sierpnia 2005 roku, oddalił apelację PHZ Bartimpex S.A. oraz zasądził od Prezesa UOKiK na rzecz PGNiG S.A. zwrot kosztów postępowania odwoławczego, apelacyjnego i kasacyjnego.

Sprawa z EMFESZ NG Sp. z o.o.

W dniu 9 marca 2006 roku przed Prezesem URE zostało wszczęte postępowanie z wniosku EMFESZ NG Polska Sp. z o.o. w sprawie odmowy zawarcia umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych. Decyzją Prezesa URE z dnia 25 lutego 2008 postępowanie zostało zawieszono do czasu rozpatrzenia przez Komisję Europejską stanowiska Prezesa URE w sprawie wniosku PGNiG S.A. o czasowe zwolnienie z obowiązku świadczenia usług magazynowania paliw gazowych. Po rozpatrzeniu stanowiska Komisji Europejskiej Prezes URE podjął zawieszono postępowanie i w dniu 23 listopada 2009 postępowanie to umorzył. Ze względu na to, że strony nie wniosły odwołań, decyzja Prezesa URE jest ostateczna.

Rozdział X: Sytuacja finansowa

1. Wyniki finansowe w 2009 roku

Sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. i skonsolidowane sprawozdanie finansowe GK PGNiG za rok 2009 weryfikuje spółka Deloitte Audyt Sp. z o.o. Umowa z audytorem została podpisana na okres trzech lat (lata 2007-2009) w dniu 16 sierpnia 2007 roku. Zakres umowy obejmuje:

- badanie sprawozdań finansowych za lata 2007, 2008, 2009
- przegląd sprawozdań finansowych za I kwartał 2008, 2009, 2010 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za I półrocze 2007, 2008, 2009 roku
- przegląd sprawozdań finansowych za trzy kwartały 2007, 2008, 2009 roku.

Wynagrodzenie dla podmiotu uprawnionego do badania sprawozdań finansowych wypłacone lub należne za lata 2008-2009 zostało zaprezentowane w poniższej tabeli.

Wynagrodzenie audytora w zł

	2009	2008
Badanie rocznego sprawozdania finansowego	310 000	330 000
Inne usługi poświadczające, w tym za przegląd sprawozdań finansowych	510 000	540 000
Usługi doradztwa podatkowego	-	-
Pozostałe usługi	124 703	288 124

1.1. Podstawowe wielkości ekonomiczno-finansowe

W 2009 roku zysk netto PGNiG S.A. wyniósł 665,9 mln zł i był o 119,7 mln zł (22%) wyższy od wyniku netto osiągniętego w roku ubiegłym.

Syntetyczne dane w zakresie sytuacji finansowej PGNiG S.A. w 2009 roku w porównaniu do danych za 2008 rok zostały ujęte w zaprezentowanych poniżej sprawozdaniach sporządzonych zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej:

- bilansie
- rachunku zysków i strat
- rachunku przepływów pieniężnych
- zestawieniu wybranych wskaźników finansowych.

Jednostkowy bilans w mln zł

AKTYWA	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Aktywa trwałe (długoterminowe)	18 772,1	17 194,6
Rzeczowe aktywa trwałe	9 726,9	9 038,7
Nieruchomości inwestycyjne	3,8	5,4
Wartości niematerialne	68,9	60,1
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	6 219,4	5 690,9
Inne aktywa finansowe	2 417,6	2 065,6
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	299,6	301,2
Pozostałe aktywa trwałe	35,9	32,7
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)	5 411,4	6 245,9
Zapasy	1 110,2	1 579,7
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	3 687,1	3 638,1
Należności z tytułu podatku bieżącego	161,5	39,6
Rozliczenia międzyokresowe	9,4	6,3
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	18,0	174,2
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	425,2	807,9
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	-	0,1
Suma aktywów	24 183,5	23 440,5

Jednostkowy bilans w mln zł

PASYWA	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Kapitał własny	17 339,7	17 181,4
Kapitał podstawowy (akcyjny)	5 900,0	5 900,0
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(2,9)	(0,6)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	1 740,1	1 740,1
Inne kapitały rezerwowe	8 983,1	8 953,3
Zyski (straty) zatrzymane	719,4	588,6
Zobowiązania długoterminowe	1 638,7	2 023,0
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	2,6	3,8
Rezerwy	1 084,4	1 248,8
Przychody przyszłych okresów	3,9	6,1
Rezerwa na podatek odroczoney	531,3	742,0
Inne zobowiązania długoterminowe	16,5	22,3
Zobowiązania krótkoterminowe	5 205,1	4 236,1
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	2 359,7	2 790,7
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	1 904,1	763,2
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	260,4	16,7
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	-	-
Rezerwy	134,6	123,9
Przychody przyszłych okresów	546,3	541,6
Suma zobowiązań	6 843,8	6 259,1
Suma pasywów	24 183,5	23 440,5

Jednostkowy rachunek zysków i strat (mln zł)

	2009	2008
Przychody ze sprzedaży	18 578,3	18 038,8
Koszty operacyjne razem	(18 205,0)	(17 745,9)
Zużycie surowców i materiałów	(10 902,4)	(11 119,3)
Świadczenia pracownicze	(774,8)	(678,7)
Amortyzacja	(610,1)	(577,1)
Usługi obce	(5 484,9)	(5 365,1)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	13,7	6,3
Pozostałe koszty operacyjne netto	(446,5)	(12,0)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	373,3	292,9
Przychody finansowe	699,9	379,8
Koszty finansowe	(349,9)	(107,8)
Zysk/Strata brutto	723,3	564,9
Podatek dochodowy	(57,4)	(18,7)
Zysk/Strata netto	665,9	546,2

Jednostkowy rachunek przepływów pieniężnych (mln zł)

	2009	2008
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 109,7	266,8
Środki pieniężne netto na działalności inwestycyjnej	(2 412,9)	(1 099,6)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	920,2	585,7
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(383,0)	(247,1)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	808,2	1 055,3
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	425,2	808,2

Wskaźniki finansowe

Rentowność

	2009	2008
EBIT w mln zł zysk operacyjny	373,3	292,9
EBITDA w mln zł zysk operacyjny + amortyzacja	983,4	870,0
ROE zysk netto do stanu kapitałów własnych na koniec okresu	3,8%	3,2%
RENTOWNOŚĆ SPRZEDAŻY NETTO zysk netto odniesiony do przychodów ze sprzedaży	3,6%	3,0%
ROA zysk netto w relacji do stanu aktywów na koniec okresu	2,8%	2,3%

Płynność

	2009	2008
WSKAŹNIK BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) do zobowiązań krótkoterminowych	1,0	1,5
WSKAŹNIK SZYBKIEJ BIEŻĄCEJ PŁYNNOŚCI aktywa obrotowe (bez rozliczeń międzyokresowych) minus zapasy do zobowiązań krótkoterminowych	0,8	1,1

Zadłużenie

	2009	2008
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA FIRMY ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań w relacji do sumy pasywów	28,3%	26,7%
WSKAŹNIK OBCIĄŻENIA KAPITAŁU WŁASNEGO ZOBOWIĄZANAMI OGÓŁEM suma zobowiązań do kapitału własnego	39,5%	36,4%

1.2. Omówienie sytuacji finansowej

W relacji do analogicznego okresu roku ubiegłego Spółka odnotowała wzrost zysku z działalności operacyjnej o 80,4 mln zł (27%). Umocnienie kondycji finansowej PGNiG S.A. spowodowane zostało przede wszystkim poprawą rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego. Na poziom rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego wpływ miały następujące czynniki:

- wzrost cen sprzedaży gazu wysokometanowego o około 9%
- wzrost cen zakupu gazu z importu o 5%
- zmiana struktury pozyskania gazu wysokometanowego.

Pomimo, iż w wyniku decyzji Prezesa URE od czerwca 2009 roku wprowadzona została 8,8% obniżka cen gazu, średnie ceny sprzedaży gazu wysokometanowego w ujęciu rocznym były wyższe niż w 2008 roku o około 9%. Roczne tempo wzrostu cen sprzedaży przewyższyło poziom wzrostu kosztów pozyskania gazu, w związku z czym Spółka odnotowała znaczne zmniejszenie strat na sprzedaży gazu wysokometanowego.

W relacji do 2008 roku średnioroczne ceny zakupu gazu z importu wzrosły o 5% w efekcie wyższego kursu USD na rynku walutowym. Wzrost ten złagodzony został spadkiem cen zakupu gazu

denominowanych w USD. Niższy poziom cen gazu ziemnego w USD został spowodowany spadkiem w 2009 roku notowań ropy naftowej oraz produktów ropopochodnych na rynkach światowych.

W rezultacie wstrzymania dostaw gazu od ROSUKRENERGO AG oraz ograniczonych możliwości pozyskania gazu z importu spadł wolumen importowanego gazu o 11%. W celu pokrycia zapotrzebowania na paliwa gazowe Spółka zwiększyła o 60% pobór z podziemnych magazynów gazu oraz o 30% produkcję własną w odazotowniach. Zmiana struktury pozyskania gazu wysokometanowego przyczyniła się do obniżenia kosztów własnych sprzedaży gazu oraz poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

W 2009 roku w rezultacie mniejszego popytu ze strony odbiorców oraz realizacji projektów związanych z przestawianiem odbiorców na gaz wysokometanowy w Poznaniu i Wschodniej Wielkopolsce spadł wolumen sprzedaży gazu zaazotowanego o około 10%. Spadek ten został zniwelowany wzrostem średniorocznych cen sprzedaży, w efekcie czego wynik na sprzedaży tego gazu utrzymał się na analogicznym poziomie jak w roku ubiegłym.

Poszukiwanie i wydobywanie

Zysk operacyjny segmentu poszukiwanie i wydobywanie wyniósł 425,1 mln zł i był niższy o 378,2 mln zł (47%) w relacji do roku ubiegłego. Spadek wyniku nastąpił głównie w efekcie wysokiego poziomu utworzonych odpisów aktualizujących wartość majątku wydobywczego oraz spadku rentowności sprzedaży ropy naftowej. W rezultacie niskiego poziomu notowań ropy naftowej na rynkach światowych Spółka realizowała sprzedaż tego surowca po cenach o 15% niższych aniżeli w 2008 roku. Ponadto w efekcie próbnej eksploatacji nowej odazotowni w Grodzisku Wielkopolskim nastąpił wzrost wydobywania gazu zaazotowanego o około 4%. Pomimo spadku wyniku operacyjnego segmentu, działalność wydobywcza w dalszym ciągu generowała wysoki poziom dochodów, zapewniając tym samym spółce stabilną sytuację finansową.

Obrót i magazynowanie

W segmencie obrót i magazynowanie w relacji do 2008 roku Spółka odnotowała zmniejszenie straty operacyjnej o 458,6 mln zł. Polepszenie kondycji finansowej segmentu nastąpiło przede wszystkim w rezultacie poprawy rentowności sprzedaży gazu wysokometanowego.

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2009 (w mln zł)

	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 230,8	17 344,8	2,7	-	18 578,3
Sprzedaż między segmentami	1 255,0	-	-	(1 255,0)	-
Przychody segmentu	2 485,8	17 344,8	2,7	(1 255,0)	18 578,3
Koszty segmentu	(2 060,7)	(17 394,2)	(5,1)	1 255,0	(18 205,0)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	425,1	(49,4)	(2,4)	0,0	373,3
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	350,0
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	0,0
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					723,3
Podatek dochodowy	-	-	-	-	(57,4)
Zysk/Strata netto					665,9
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 143,0)	(789,1)	(0,4)	-	(1 932,5)

Dane finansowe segmentów PGNiG S.A. za rok 2008 (w mln zł)

	Poszukiwanie i wydobywanie	Obrót i magazynowanie	Pozostała działalność	Eliminacje	Razem
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 322,0	16 714,6	2,2	-	18 038,8
Sprzedaż między segmentami	1 092,2	-	-	(1 092,2)	-
Przychody segmentu	2 414,2	16 714,6	2,2	(1 092,2)	18 038,8
Koszty segmentu	(1 610,9)	(17 222,6)	(4,6)	1 092,2	(17 745,9)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej	803,3	(508,0)	(2,4)	0,0	292,9
Koszty finansowe netto	-	-	-	-	272,0
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	0,0
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					564,9
Podatek dochodowy	-	-	-	-	(18,7)
Zysk/Strata netto					546,2
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(935,0)	(226,7)	(0,2)	-	(1 161,9)

Ponadto na wynik z działalności operacyjnej znaczący wpływ miały również pozostałe koszty operacyjne netto, których wartość w relacji do 2008 roku wzrosła o 434,5 mln zł. Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim wyższym poziomem utworzonych odpisów aktualizujących wartość niefinansowych składników majątku, w tym głównie majątku związanego z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

W 2009 roku wynik na działalności finansowej wyniósł 350,0 mln zł i był wyższy od wyniku osiągniętego w roku poprzednim o 78,0 mln zł. W obszarze tym Spółka uzyskała przede wszystkim wzrost przychodów z tytułu otrzymanej dywidendy oraz rozwiązała odpisy aktualizujące wartość pożyczki udzielonej SGT „EUROPOL GAZ” S.A.

Wzrost zysku netto o 119,7 mln zł odzwierciedlony został w poprawie podstawowych wskaźników charakteryzujących efektywność działalności gospodarczej Spółki. Rentowność kapitałów własnych (ROE) wzrosła z poziomu 3,2% do 3,8%, rentowność aktywów (ROA) z poziomu 2,3% do 2,8%, natomiast rentowność sprzedaży netto z poziomu 3,0% do 3,6%.

Bilans na dzień 31 grudnia 2009 roku wykazuje po stronie aktywów i pasywów sumę bilansową w wysokości 24.183,5 mln zł, która jest wyższa od wartości według stanu na koniec 2008 roku o 743,0 mln zł (3%).

Największą pozycję aktywów stanowią rzeczowe aktywa trwałe, których stan na koniec 2009 roku wyniósł 9.726,9 mln zł i był o 688,2 mln zł (8%) wyższy od stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Na wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych wpłynęły przede wszystkim realizowane przez PGNiG S.A. inwestycje oraz zmiany wynikające z aktualizacji wartości składników majątku związanego głównie z działalnością poszukiwawczo-wydobywcą.

Istotnej zmianie uległy aktywa finansowe dostępne do sprzedaży, których wartość w porównaniu do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku wzrosła o 528,5 mln zł (9%). Tak znaczny wzrost tej pozycji nastąpił przede wszystkim w efekcie dopłaty do kapitałów w POGC-Libya B.V oraz objęcia nowych udziałów w podwyższonym kapitale zakładowym spółki PGNiG Norway AS.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość innych aktywów finansowych wzrosła o 352,0 mln zł (17%). Wzrost ten spowodowany został wypłatą III transzy pożyczki do PGNiG Norway AS, przy jednoczesnym zmniejszeniu należności długoterminowych z tytułu wypłaty rzeczowej dywidendy na rzecz Skarbu Państwa oraz z tytułu sukcesywnych spłat rat leasingowych przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku stan aktywów obrotowych wyniósł 5.411,4 i był o 834,5 mln zł (13%) niższy od stanu na koniec 2008 roku.

Najistotniejszy wpływ na zmianę wartości aktywów obrotowych miało zmniejszenie stanu zapasów o kwotę 469,5 mln zł (30%). Wykazane w bilansie zapasy stanowią przede wszystkim gaz przechowywany w podziemnych magazynach gazu. Spadek poziomu zapasów spowodowany został głównie zwiększonym poborem gazu z magazynów, wskutek wstrzymania realizacji dostaw gazu w ramach kontraktu z ROSUKRENERGO AG oraz ograniczonych możliwości pozyskania gazu z importu.

Wartość należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniosła 3.687,1 mln zł i była wyższa w relacji do roku ubiegłego o 49,0 mln zł (1%). Wzrost tej pozycji byłby większy, gdyby nie fakt utworzenia wysokich odpisów aktualizujących wartość należności z tytułu dostaw gazu. Łączny wzrost należności handlowych wynikał przede wszystkim ze wzrostu średnich cen sprzedaży gazu o 9%.

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów wyniósł 425,2 mln zł i był niższy o 382,7 mln zł (47%) od stanu na koniec roku 2008 w efekcie wypłaty III transzy pożyczki i objęcia nowych udziałów w PGNiG Norway AS oraz poniesionych w I półroczu 2009 roku strat na działalności operacyjnej. W celu utrzymania bieżącej płynności Spółka istotnie zwiększyła poziom krótkoterminowego zadłużenia wykorzystując dostępne linie kredytowe.

Spadek środków pieniężnych oraz wzrost zadłużenia wpłynął na poziom wskaźników charakteryzujących płynność przedsiębiorstwa. Wskaźnik bieżącej płynności spadł z poziomu 1,5 do 1,0, natomiast wskaźnik szybki bieżącej płynności spadł z poziomu 1,1 do 0,8. Pomimo pogorszenia się wskaźników płynności poziom i struktura majątku obrotowego w dalszym ciągu zapewnia całkowitą zdolność do bieżącego regulowania zobowiązań.

Podstawowym źródłem finansowania aktywów Spółki jest kapitał własny, którego wartość w relacji do roku poprzedniego wzrosła o 158,3 mln zł (1%). Na zmianę kapitałów własnych wpływ miał przede wszystkim wypracowany w bieżącym okresie zysk netto (665,9 mln zł) oraz wypłata rzeczowej i pieniężnej dywidendy z tytułu podziału zysku z roku poprzedniego (531,0 mln zł).

Wykazany w pasywach bilansu poziom zobowiązań długoterminowych zmniejszył się o 384,3 mln zł (19%) w relacji do stanu na koniec 2008 roku. Zmiana stanu zobowiązań długoterminowych spowodowana została przede wszystkim niższym poziomem rezerw o 164,4 mln zł, głównie z tytułu spadku rezerw na likwidację odwiertów, a także spadku wartości rezerw na podatek odroczone o 210,7 mln zł.

Stan zobowiązań krótkoterminowych wzrósł o 969,0 mln zł (23%) w relacji do stanu na koniec 2008 roku, głównie w rezultacie wzrostu otrzymanych kredytów i pożyczek o 1.140,9 mln zł. Istotne zwiększenie finansowania zewnętrznego było niezbędne w celu sfinansowania projektów inwestycyjnych, w ramach których wypłacona została kolejna transza pożyczki oraz zakup nowych udziałów w PGNiG Norway AS.

Na zmianę stanu zobowiązań krótkoterminowych znaczący wpływ miał również spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania o 431,0 mln zł (15%), który nastąpił przede wszystkim w efekcie spadku wierzytelności z tytułu zakupu gazu z importu. Niższy poziom zobowiązań za zakupiony gaz wynikał ze spadku w porównaniu do roku ubiegłego wolumenu oraz jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu.

Zwiększenie finansowania zewnętrznego wpłynęło na zmianę wskaźników opisujących relacje pomiędzy kapitałami i pozostałymi pozycjami pasywów. W relacji do stanu z końca 2008 roku wskaźnik obciążenia kapitałów własnych zobowiązaniami ogółem wzrósł z poziomu 36,4% do 39,5% na koniec 2009 roku, natomiast wskaźnik obciążenia firmy zobowiązaniami ogółem, stanowiący sumę zobowiązań w relacji do sumy pasywów, wzrósł z poziomu 26,7% do 28,3%.

Wykorzystanie wpływów z emisji do dnia 31 grudnia 2009 roku

PGNiG S.A. w wyniku Oferty Publicznej w 2005 roku uzyskała wpływy w wysokości 2.682,0 mln zł. Po odliczeniu kwoty 41,9 mln zł, stanowiącej koszty emisji akcji, wpływy netto wyniosły 2.640,1 mln zł. Łączne wydatki środków pozyskanych w drodze publicznej emisji akcji na koniec 2009 roku wyniosły 2.283,6 mln zł, co stanowi 86% łącznych wpływów. W poszczególnych latach wykorzystanie tych środków wyglądało następująco: do końca 2005 roku wydatkowano kwotę 31,8 mln zł, w 2006 roku – 1.292,3 mln zł, w 2007 roku – 525,6 mln zł, w 2008 roku – 308,7 mln zł, natomiast w 2009 roku – 125,2 mln zł.

Wykorzystanie środków pozyskanych z publicznej emisji akcji w poszczególnych obszarach działalności przedstawia się następująco:

- działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania – 1.078,5 mln zł
- działalność w zakresie obrotu, magazynowania i przesyłu – 627,0 mln zł
- działalność w zakresie dystrybucji – 446,1 mln zł
- spłata zadłużenia (5% środków pozyskanych z emisji) – 132 mln zł.

Do najistotniejszych zadań inwestycyjnych realizowanych ze środków z emisji w 2009 roku należały modernizacja i rozbudowa sieci dystrybucyjnej realizowana przez Spółki Gazownictwa oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu.

Zadeklarowany w Prospekcie Emisyjnym pułap wydatków na działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania został wykorzystany do końca 2007 roku. W 2009 roku Spółka w pełni wykorzystwała limit wydatków na działalność w zakresie obrotu, magazynowania i przesyłu. Stan środków pozostałych do wykorzystania wynosi 356,5 mln zł.

Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

Niski poziom dźwigni finansowej, korzystna ocena ryzyka kredytowego PGNiG S.A., potwierdzona przez agencje ratingowe oraz poprawiająca się sytuacja na rynkach finansowych umożliwiają realizowanie założonych planów inwestycyjnych. Finansowanie zewnętrzne opierać się będzie w głównej mierze na programach emisji dłużnych papierów wartościowych.

Transakcje zawarte na innych warunkach niż rynkowe

W 2009 roku PGNiG S.A. oraz spółki od niej zależne nie zawierały żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż rynkowe.

Objaśnienie różnic pomiędzy wynikami finansowymi a prognozami wyników na dany rok

W 2009 roku Spółka nie publikowała prognoz finansowych.

2. Zarządzanie finansowe

PGNiG S.A. dysponuje środkami finansowymi gwarantującymi terminową realizację bieżących i planowanych wydatków związanych z działalnością podstawową oraz inwestycyjną. Niemniej jednak Spółka w celu zwiększenia bezpieczeństwa posiada rezerwę w postaci umów kredytów w rachunkach bieżących (łącznie 240 mln zł), a także obowiązującej do dnia 27 lipca 2010 roku umowy kredytowej konsorcjalnej w ramach, której dostępna jest odnawialna wielowalutowa linia w wysokości 600 mln EUR. Na dzień 31 grudnia 2009 roku zadłużenie z tytułu kredytu konsorcjalnego wyniosło 468,3 mln EUR.

2.1. Inwestycje krótkoterminowe

W 2009 roku Spółka wolne środki pieniężne inwestowała w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym, tj. papiery dłużne Skarbu Państwa i lokaty w formie depozytów bankowych. Około 30% wolumenu transakcji stanowiły inwestycje w dłużne papiery Skarbu Państwa. Inwestycje finansowe poczynione w 2009 roku miały charakter krótkoterminowy z terminem zapadalności nieprzekraczającym 1 miesiąca. Działania te były zgodne z przyjętą przez władze Spółki polityką dokonywania inwestycji finansowych oraz zapisami prospektu emisyjnego.

2.2. Umowy kredytów i pożyczek

W 2009 roku PGNiG S.A. zawarła umowy kredytów w rachunku bieżącym na kwotę 240 mln zł. Na dzień 31 grudnia 2009 roku Spółka nie wykazała zadłużenia z tytułu powyższych kredytów. Informacje o umowach kredytów zawartych przez Spółkę w 2009 roku zostały przedstawione w poniższej tabeli.

Umowy kredytów zawartych przez PGNiG S.A.

Bank	Wartość zaciągniętego kredytu w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
PKO BP S.A.	40,0	WIBOR 3M+1,9%	obrotowy	13.07.2010
Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	40,0	WIBOR 1M+0,4%	obrotowy	31.08.2010
Bank Pekao SA	40,0	WIBOR 1M+1,6%	obrotowy	31.07.2010
BRE Bank SA	40,0	WIBOR O/N+1,9%	obrotowy	10.09.2010
Bank Millennium S.A.	40,0	WIBOR 1M+1,7%	obrotowy	18.12.2010
Bank Handlowy w Warszawie S.A.	40,0	WIBOR 1M+0,7%	obrotowy	31.03.2010

W 2009 roku PGNiG S.A. nie wypowiedziała umów kredytowych.

W 2009 roku PGNiG S.A. udzieliła pożyczek jedynie spółkom powiązanim na łączną kwotę 71,8 mln zł. Pożyczki zostały udzielone w celu sfinansowania inwestycji z zakresu budowy gazociągów wraz z przyłączami i układami pomiarowymi, zakupu zestawu urządzeń wiertniczych, zakupu i wymiany gazomierzy oraz bieżącej działalności operacyjnej. Szczegółowe dane na temat udzielonych przez PGNiG S.A. pożyczek zaprezentowane zostały w poniższej tabeli.

Umowy pożyczek udzielonych przez PGNiG S.A.

Spółka	Wartość udzielonej pożyczki w mln zł	Wysokość oprocentowania	Rodzaj	Termin wymagalności
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	14,0	WIBOR 1M+2,0%	inwestycyjna	26.02.2010
ZRUG Sp. z o.o.	10,0	WIBOR 1M+2,0%	inwestycyjna	30.06.2019
ZUN Naftomet Sp. z o.o.	0,8	WIBOR 1M+2,0%	inwestycyjna	31.12.2014
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	9,0	WIBOR 1M+3,25%	operacyjna	31.08.2010
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	38,0	WIBOR 1M+3,5%	inwestycyjna	31.08.2021

W 2009 roku PGNiG S.A. nie zaciągała pożyczek ani nie wypowiedziała umów pożyczek.

2.3. Gwarancje i poręczenia

W 2009 roku PGNiG S.A. udzieliła następujących gwarancji i poręczeń:

- gwarancji w wysokości 1 mln EUR (4,1 mln zł) stanowiącej zabezpieczenie zobowiązań POGC-Libya B.V. wobec spółki TMF Nederland B.V. z tytułu świadczenia usług administracyjno-księgowych; gwarancja jest odnawialna corocznie do czasu wygaśnięcia zobowiązania wynikającego z kontraktu
- dwóch poręczeń w łącznej wysokości 5,3 mln USD (15,1 mln zł) stanowiących zabezpieczenie wystawionych przez bank Societe Generale S.A. Oddział w Polsce gwarancji na rzecz POGC-Libya B.V. z tytułu należytego wykonania umowy przez spółkę GEOFIZYKA Kraków Sp. z o.o. w zakresie realizacji kontraktu na prace sejsmiczne na terenie koncesji Murzuq w Libii.

W 2009 roku PGNiG S.A. otrzymała gwarancje na łączną kwotę 150,2 mln zł. Najistotniejszą pozycją była gwarancja wystawiona przez konsorcjum w składzie: PBG S.A., Tecnimont S.p.A., Societe Francaise d'Etudes et de Realisations d'Equipements Gaziers „SOFREGAZ”, Plynostav Pardubice Holding A.S., Plynostav-Regulace Plynu A.S. z tytułu należytego wykonania zadania inwestycyjnego „Budowa części napowierzchniowej Podziemnego Magazynu Gazu Wierzchowice etap 3,5 mld nm³, podetap 1,2 mld nm³” na wartość 108,9 mln.

2.4. Zarządzanie ryzykiem finansowym

Podstawowym celem polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A. jest ograniczenie zmienności przepływów pieniężnych związanych z działalnością Spółki do akceptowalnych poziomów w krótkim i średnim horyzoncie czasowym oraz budowanie wartości firmy w długim okresie.

Ograniczanie zmienności przepływów pieniężnych związanych z płatnościami z tytułu zawartych kontraktów na zakup gazu odbywało się poprzez zawieranie przez Spółkę transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe (opcje walutowe, strategie opcyjne).

W 2009 roku PGNiG S.A. wykorzystywała następujące instrumenty finansowe ograniczające ryzyko zmiany cen:

- transakcje zakupu opcji walutowej call
- struktury opcyjne – stanowiące najczęściej złożenie dwóch opcji walutowych
- transakcje CCIRS – zabezpieczające udzieloną spółce PGNiG Norway AS pożyczkę.

W celu ograniczenia ryzyka kredytowego Spółka podejmowała następujące działania:

- inwestowanie wolnych środków pieniężnych w instrumenty o minimalnym ryzyku kredytowym (bony i obligacje Skarbu Państwa)
- współpraca z wiodącymi bankami komercyjnymi
- zawieranie umów ramowych z kontrahentami, wyraźnie określających prawa i obowiązki stron
- dywersyfikacja kontrahentów
- współpraca z agencjami ratingowymi, a w jej konsekwencji m.in. utrzymanie przyznanego Spółce ratingu.

Działania PGNiG S.A. zmierzające do ograniczenia ryzyka zakłóceń przepływów środków pieniężnych obejmowały:

- dywersyfikację systemów bankowości elektronicznej
- bieżącą kontrolę uznań/obciążeń rachunków
- zbieranie informacji o przepływach środków pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej
- konsolidację rachunków bankowych
- zawieranie umów kredytów w rachunkach bieżących.

W celu ograniczenia ryzyka utraty płynności finansowej Spółka podjęła działania polegające na:

- zawarciu umów kredytów w rachunkach bieżących
- prognozowaniu przepływów pieniężnych w ramach Spółki/Grupy Kapitałowej
- szacowaniu stanu oraz wartości aktywów możliwych do zbycia
- utrzymywaniu aktywów finansowych o wysokim stopniu płynności
- współpracy z agencjami ratingowymi.

Od 1 kwietnia 2009 roku Spółka stosuje rachunkowość zabezpieczeń przepływów środków pieniężnych, zgodnie z MSR 39, dla transakcji zabezpieczających płatności za gaz.

3. Przewidywana sytuacja finansowa

Kluczowe znaczenie dla sytuacji finansowej PGNiG S.A. będą miały notowania ropy naftowej na rynkach międzynarodowych, sytuacja na rynkach walutowych oraz stanowisko Prezesa URE odnośnie poziomu taryf na paliwa gazowe.

W 2009 roku notowania ropy naftowej ustabilizowały się i były niższe od poziomu z analogicznego okresu roku ubiegłego. Niemniej jednak na przestrzeni 12 miesięcy 2009 roku widoczny był ich łagodny wzrost, który o ile utrzyma się w roku następnym, zapewni Spółce względnie stabilny poziom cen zakupu gazu w USD z importu. Globalne ożywienie gospodarcze może doprowadzić do wzrostu światowego popytu na ropę naftową, a tym samym wzrostu cen tego surowca.

Ponadto w 2009 roku widoczny był sukcesywny spadek kursów walutowych. Przy założeniu, że tendencja ta utrzyma się w 2010 roku, Spółka może oczekiwać, iż przewidywany wzrost cen gazu denominowanych w USD, częściowo zostanie zniwelowany spadkiem wartości dolara. Ze względu na to, że rynek walutowy charakteryzuje się dużą zmiennością i nieprzewidywalnością ewentualny nawrót kryzysu na rynki finansowe przekreśliłby korzystne dla Spółki perspektywy.

Pomimo stabilizacji na rynku paliwowym, od dnia zatwierdzenia przez Prezesa URE aktualnie obowiązującej taryfy na paliwa gazowe, ceny ropy naftowej istotnie wzrosły. W związku z tym, że rynkowe wzrosty cen ropy naftowej przekładają się na wzrost cen gazu, w dniu 12 lutego 2010 roku spółka wystąpiła do Prezesa URE z nowym wnioskiem taryfowym.

W 2010 roku nastąpi zmiana w strukturze finansowania aktywów Spółki, spowodowana wygaśnięciem w lipcu 2010 roku wielowalutowej linii kredytowej i planowanym przeprowadzeniem emisji trzyletnich obligacji na wartość 3 mld zł. Pozyskane z emisji środki zostaną przeznaczone na zrefinansowanie powyższej linii kredytowej. Ponadto w II połowie 2010 roku Spółka zamierza przygotować program emisji euroobligacji o wartości około 2,5 mld zł. Środki uzyskane z tej emisji zostaną przeznaczone na finansowanie planów inwestycyjnych i bieżącej działalności. Obie emisje obligacji spowodują znaczny wzrost zadłużenia Spółki oraz wynikający z tego wzrost kosztów jego obsługi.

Od 2009 roku PGNiG S.A. prowadzi negocjacje z OAO Gazprom w zakresie przedłużenia istniejącego kontraktu na dostawę gazu ziemnego do 2037 roku oraz zwiększenia dostaw gazu w ramach tego kontraktu. Podpisanie aneksu do kontraktu przewidziane jest w I półroczu 2010 roku. Aneksowanie kontraktu zapewni Spółce w następnych latach pełne pokrycie zapotrzebowania na paliwa gazowe.

W 2010 roku Spółka zamierza utrzymać wysoki poziom nakładów finansowych na działalność inwestycyjną, w tym głównie na realizację projektów w zakresie rozbudowy podziemnych magazynów gazu, wzrostu zdolności wydobywczych, dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, w działalności związanej z poszukiwaniem i rozpoznawaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz budowie sektora elektroenergetycznego. W celu sfinansowania działalności inwestycyjnej Spółka zamierza znacznie zwiększyć zadłużenie poprzez opisaną wcześniej emisję obligacji.

Członkowie Zarządu

Prezes Zarządu

Michał Szubski

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Dobrut

Wiceprezes Zarządu

Radosław Dudziński

Wiceprezes Zarządu

Sławomir Hinc

Wiceprezes Zarządu

Mirosław Szałuba

Wiceprezes Zarządu

Waldemar Wójcik
