



# **PGNiG**

**Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo SA**

**ŚRÓDROCZNE SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE  
FINANSOWE**

**ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY  
30 CZERWCA 2009 ROKU**

## SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE .....	4
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT .....	5
SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE CAŁKOWITYCH DOCHODÓW .....	5
SKONSOLIDOWANY BILANS .....	6
SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH .....	7
SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM .....	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO .....	9
1. INFORMACJE OGÓLNE .....	9
2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI .....	14
3. INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI .....	29
4. KOSZTY OPERACYJNE .....	34
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE .....	35
6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI .....	35
7. PODATEK DOCHODOWY .....	36
8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA .....	39
9. ZYSK\STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ .....	39
10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY .....	39
11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE .....	40
12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE .....	43
13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE .....	44
14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE .....	46
15. INNE AKTYWA FINANSOWE .....	46
16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO .....	47
17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE .....	47
18. ZAPASY .....	47
19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI .....	48
20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO .....	48
21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE .....	49
22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - KRÓTKOTERMINOWE .....	49
23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY .....	49
24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY .....	49
25. AKTYWA WARUNKOWE .....	50
26. KAPITAŁ PODSTAWOWY .....	52
27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE .....	53
28. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU LEASINGU FINANSOWEGO (WYKAZANE W ZOBOWIĄZANIACH) .....	55
29. REZERWY .....	56
30. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW .....	59
31. REZERWA NA PODATEK ODROZONY .....	60
32. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE .....	60
33. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA .....	60
34. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY BILANSOWYMI POZYCJAMI ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI Z RACHUNKU PRZEPŁYWÓW ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH .....	61
35. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM .....	63
36. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIECZAJĄCE WYCENIANE WEDŁUG WARTOŚCI GODZIWEJ .....	74
37. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE .....	78
38. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE .....	80
39. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH .....	81
40. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH) .....	87
41. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ .....	88
42. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM .....	89
43. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW .....	89
44. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM .....	90

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

---

Warszawa, 12 sierpnia 2009 roku

**WYBRANE DANE FINANSOWE**  
**za okres zakończony 30 czerwca 2009 roku**

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
I. Przychody netto ze sprzedaży produktów, towarów i materiałów	10 253 588	9 259 603	2 269 296	2 662 642
II. Wynik z działalności operacyjnej	(679 238)	1 292 546	(150 327)	371 678
III. Wynik przed opodatkowaniem	(576 857)	1 369 924	(127 668)	393 928
IV. Wynik netto	(493 007)	1 059 271	(109 111)	304 598
V. Całkowite dochody	(432 308)	1 026 278	(95 677)	295 111
VI. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 095 633	1 977 639	242 483	568 679
VII. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(1 698 271)	(1 099 662)	(375 857)	(316 213)
VIII. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	527 521	(5 890)	116 750	(1 694)
IX. Środki pieniężne netto, razem	(75 117)	872 087	(16 625)	250 773
X. Zysk\strata na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	(0,08)	0,18	(0,02)	0,05
XI. Rozwodniony zysk\strata na jedną akcję zwykłą (w zł / EUR)	(0,08)	0,18	(0,02)	0,05
	<b>Stan na 30 czerwca 2009</b>	<b>Stan na 31 grudnia 2008</b>	<b>Stan na 30 czerwca 2009</b>	<b>Stan na 31 grudnia 2008</b>
XII. Aktywa razem	29 291 341	29 745 277	6 553 460	7 129 057
XIII. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	9 538 929	9 029 352	2 134 180	2 164 067
XIV. Zobowiązania długoterminowe	5 110 347	4 058 629	1 143 357	972 732
XV. Zobowiązania krótkoterminowe	4 428 582	4 970 723	990 823	1 191 335
XVI. Kapitał własny	19 752 412	20 715 925	4 419 280	4 964 990
XVII. Kapitał podstawowy	5 900 000	5 900 000	1 320 029	1 414 054
XVIII. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XIX. Wartość księgową na jedną akcję (w zł / EUR)	3,35	3,51	0,75	0,84
XX. Rozwodniona wartość księgową na jedną akcję (w zł / EUR)	3,35	3,51	0,75	0,84
XXI. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w zł / EUR)	0,09	0,19	0,02	0,05

Pozycje rachunku zysków i strat, całkowitych dochodów oraz rachunku przepływów pieniężnych zostały przeliczone po średnim kursie EUR stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu sprawozdawczego. Pozycje bilansu zostały przeliczone po kursie EUR ustalonym przez NBP na koniec danego okresu.

**Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do EUR ustalone przez NBP**

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	30 czerwca 2008
Średni kurs w okresie	4,5184	3,5321	3,4776
Kurs na koniec okresu	4,4696	4,1724	3,3542

**SKONSOLIDOWANY RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT**  
**za okres zakończony 30 czerwca 2009 roku**

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009 (w tysiącach złotych)	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008 (w tysiącach złotych)
<b>Przychody ze sprzedaży</b>	<b>3</b>	<b>10 253 588</b>	<b>9 259 603</b>
Zużycie surowców i materiałów	4	(7 610 198)	(4 893 787)
Świadczenia pracownicze	4	(1 228 475)	(1 036 406)
Amortyzacja		(762 489)	(721 423)
Usługi obce	4	(1 348 148)	(1 338 898)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		359 567	307 910
Pozostałe koszty operacyjne, netto	4	(343 083)	(284 453)
<b>Koszty operacyjne razem</b>		<b>(10 932 826)</b>	<b>(7 967 057)</b>
<b>Wynik z działalności operacyjnej</b>		<b>(679 238)</b>	<b>1 292 546</b>
Przychody finansowe	5	169 951	110 910
Koszty finansowe	5	(67 374)	(33 593)
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	6	(196)	61
<b>Wynik przed opodatkowaniem</b>		<b>(576 857)</b>	<b>1 369 924</b>
Podatek dochodowy	7	83 850	(310 653)
<b>Wynik netto</b>		<b>(493 007)</b>	<b>1 059 271</b>
Przypisany: Akcjonariuszom jednostki dominującej		(493 448)	1 059 601
Udziałowcom mniejszościowym		441	(330)
Wynik na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	9	(0,08)	0,18

**SKONSOLIDOWANE ZESTAWIENIE CAŁKOWITYCH DOCHODÓW**  
**za okres zakończony 30 czerwca 2009 roku**

	Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009 (w tysiącach złotych)	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008 (w tysiącach złotych)
<b>Wynik netto</b>		<b>(493 007)</b>	<b>1 059 271</b>
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		31 442	(19 648)
Wycena instrumentów zabezpieczających		-	-
Wycena instrumentów finansowych		36 120	(15 400)
Podatek odroczony dotyczący innych całkowitych dochodów		(6 863)	2 926
Różnice kursowe z przeliczenia podatku odroczonego		-	-
Inne		-	(871)
<b>Inne całkowite dochody netto</b>		<b>60 699</b>	<b>(32 993)</b>
<b>Całkowite dochody razem</b>		<b>(432 308)</b>	<b>1 026 278</b>
Przypisane: Akcjonariuszom jednostki dominującej		(432 749)	1 026 608
Udziałowcom mniejszościowym		441	(330)

**SKONSOLIDOWANY BILANS**  
**na dzień 30 czerwca 2009 roku**

	Informacja dodatkowa	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
(w tysiącach złotych)			
<b>AKTYWA</b>			
<b>Aktywa trwale (długoterminowe)</b>			
Rzeczowe aktywa trwale	11	21 445 054	20 587 027
Nieruchomości inwestycyjne	12	7 874	8 181
Wartości niematerialne	13	159 785	151 721
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	6	556 686	556 882
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	14	92 554	42 935
Inne aktywa finansowe	15	653 868	676 634
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	16	617 316	514 867
Pozostałe aktywa trwale	17	39 254	35 343
<b>Aktywa trwale (długoterminowe) razem</b>		<b>23 572 391</b>	<b>22 573 590</b>
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)</b>			
Zapasy	18	1 358 791	1 721 259
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	19	2 587 465	3 716 923
Należności z tytułu podatku bieżącego	20	191 063	59 614
Rozliczenia międzyokresowe	21	212 212	70 262
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	22	7 226	6 495
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	15 481	174 186
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	23	1 345 980	1 421 939
Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży	24	732	1 009
<b>Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem</b>		<b>5 718 950</b>	<b>7 171 687</b>
<b>Suma Aktywów</b>		<b>29 291 341</b>	<b>29 745 277</b>
<b>PASYWA</b>			
<b>Kapitał własny</b>			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	26	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(7 618)	(39 060)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		11 422 224	10 729 053
Zyski zatrzymane		688 443	2 376 809
<b>Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)</b>		<b>19 743 142</b>	<b>20 706 895</b>
Kapitał własny akcjonariuszy mniejszościowych		9 270	9 030
<b>Kapitał własny razem</b>		<b>19 752 412</b>	<b>20 715 925</b>
<b>Zobowiązania długoterminowe</b>			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	1 117 701	41 055
Rezerwy	29	1 561 353	1 501 939
Przychody przyszłych okresów	30	1 137 382	1 139 332
Rezerwa na podatek odroczonego	31	1 271 903	1 352 241
Inne zobowiązania długoterminowe	32	22 008	24 062
<b>Zobowiązania długoterminowe razem</b>		<b>5 110 347</b>	<b>4 058 629</b>
<b>Zobowiązania krótkoterminowe</b>			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	33	2 971 141	3 222 540
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	27	370 776	871 755
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	36	232 459	16 723
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	20	42 140	47 552
Rezerwy	29	199 284	173 382
Przychody przyszłych okresów	30	612 782	638 771
<b>Zobowiązania krótkoterminowe razem</b>		<b>4 428 582</b>	<b>4 970 723</b>
<b>Suma Zobowiązań</b>		<b>9 538 929</b>	<b>9 029 352</b>
<b>Suma Pasywów</b>		<b>29 291 341</b>	<b>29 745 277</b>

**SKONSOLIDOWANY RACHUNEK PRZEPLYWÓW PIENIĘŻNYCH**  
**za okres zakończony 30 czerwca 2009 roku**

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
	(w tysiącach złotych)	
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej</b>		
Wynik netto	(493 007)	1 059 271
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności	196	(61)
Amortyzacja	762 489	721 423
Zysk/strata z tytułu różnic kursowych netto	(247 237)	98 424
Odsetki i dywidendy netto	14 660	(68 742)
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej	38 690	(14 237)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	(83 850)	310 653
Podatek dochodowy zapłacony	(229 030)	(416 973)
Pozostałe pozycje netto	471 585	(64 671)
<b>Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego</b>	<b>234 496</b>	<b>1 625 087</b>
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	34 1 293 584	800 323
Zmiana stanu zapasów	34 362 468	(148 704)
Zmiana stanu rezerw	34 48 756	58 602
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	34 (669 876)	(235 957)
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	34 (145 861)	(162 438)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	34 (27 934)	40 726
<b>Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej</b>	<b>1 095 633</b>	<b>1 977 639</b>
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej</b>		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych i prawnych	12 255	11 927
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	-	-
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	5 607	33 167
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych i prawnych	(1 784 840)	(1 193 487)
Nabycie udziałów w jednostkach nie objętych konsolidacją	(3 517)	(78 000)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	-	-
Otrzymane odsetki	25 622	74 505
Otrzymane dywidendy	3 461	255
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	23 200	52 599
Pozostałe pozycje netto	19 941	(628)
<b>Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej</b>	<b>(1 698 271)</b>	<b>(1 099 662)</b>
<b>Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej</b>		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych instrumentów kapitałowych oraz dopłat do kapitału	-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	798 073	35 145
Wpływy z emisji papierów dłużnych	-	-
Spłata kredytów i pożyczek	(219 726)	(18 140)
Wykup papierów dłużnych	-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(18 382)	(14 990)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wyplacone dywidendy	-	-
Zapłacone odsetki	(31 491)	(5 889)
Pozostałe pozycje netto	(953)	(2 016)
<b>Środki pieniężne netto z działalności finansowej</b>	<b>527 521</b>	<b>(5 890)</b>
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych netto</b>	<b>(75 117)</b>	<b>872 087</b>
Różnice kursowe netto	(842)	293
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu</b>	<b>1 420 863</b>	<b>1 584 868</b>
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu</b>	<b>1 345 746</b>	<b>2 456 955</b>

**SKONSOLIDOWANE SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM**

za okres zakończony 30 czerwca 2009 roku

	Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)					Kapitały mniejszości	Kapitał własny razem	
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski zatrzymane			Razem
	(w tysiącach złotych)							
<b>Stan na 1 stycznia 2009</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(39 060)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>10 729 053</b>	<b>2 376 809</b>	<b>20 706 895</b>	<b>9 030</b>	<b>20 715 925</b>
Przeniesienia	-	-	-	663 914	(663 918)	(4)	4	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(531 000)	(531 000)	(205)	(531 205)
Całkowite dochody za I półrocze 2009	-	31 442	-	29 257	(493 448)	(432 749)	441	(432 308)
<b>Stan na 30 czerwca 2009</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(7 618)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>11 422 224</b>	<b>688 443</b>	<b>19 743 142</b>	<b>9 270</b>	<b>19 752 412</b>
<b>Stan na 1 stycznia 2008</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(44 525)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>3 478 081</b>	<b>9 939 427</b>	<b>21 013 076</b>	<b>8 689</b>	<b>21 021 765</b>
Przeniesienia	-	-	-	6 876 340	(6 876 340)	-	-	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(1 121 000)	(1 121 000)	(104)	(1 121 104)
Całkowite dochody za I półrocze 2008	-	(19 648)	-	(12 474)	1 058 730	1 026 608	(330)	1 026 278
<b>Stan na 30 czerwca 2008</b>	<b>5 900 000</b>	<b>(64 173)</b>	<b>1 740 093</b>	<b>10 341 947</b>	<b>3 000 817</b>	<b>20 918 684</b>	<b>8 255</b>	<b>20 926 939</b>



## **INFORMACJA DODATKOWA DO SKONSOLIDOWANEGO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO na dzień 30 czerwca 2009 roku**

### **1. INFORMACJE OGÓLNE**

#### **1.1. Grupa Kapitałowa PGNiG**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. („PGNiG S.A.”, „Spółka”; „Jednostka Dominująca”) jest Jednostką Dominującą Grupy Kapitałowej PGNiG („Grupa Kapitałowa”, „Grupa”) z siedzibą w Polsce w Warszawie, kod pocztowy 01-224, przy ulicy Marcina Kasprzaka 25. Z dniem 23 września 2005 roku, w związku ze sprzedażą na Gieldzie Papierów Wartościowych („GPW”) w Warszawie nowej emisji akcji, PGNiG S.A. z jednoosobowej spółki Skarbu Państwa stała się spółką publiczną.

Jednostka Dominująca powstała w wyniku przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego pod nazwą Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa. Akt przekształcenia oraz statut zostały podpisane w formie aktu notarialnego dnia 21 października 1996 roku.

Minister Skarbu Państwa podpisując wyżej wymieniony akt przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę akcyjną wykonał postanowienia 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 (Dz. U. Nr 116 z 1996 r., poz. 553).

Spółka została wpisana do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy Wydział XVI Gospodarczy w dniu 30 października 1996 roku pod numerem RHB 48382. Aktualnie Spółka jest wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059492.

Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736.

Spółka akcyjna jest prawnym następcą przedsiębiorstwa państwowego. Aktywa i pasywa przedsiębiorstwa państwowego zostały wniesione do spółki akcyjnej i ujęte w księgach według wartości z bilansu zamknięcia przedsiębiorstwa państwowego.

Podstawowym przedmiotem działalności Spółki jest poszukiwanie i wydobycie ropy i gazu, import, magazynowanie i sprzedaż paliw gazowych.

Grupa Kapitałowa jest jedyną pionowo zintegrowaną firmą w sektorze gazowym w Polsce i posiada wiodącą pozycję we wszystkich obszarach sektora gazowego w kraju. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. jest jednostką dominującą Grupy Kapitałowej.

Obszar działalności Grupy Kapitałowej obejmuje poszukiwanie złóż, wydobycie z krajowych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej, import, magazynowanie oraz obrót i dystrybucję paliw gazowych. Grupa Kapitałowa jest głównym importerem paliwa gazowego z Rosji, krajów Azji Środkowej, Norwegii, Niemiec, jak i głównym producentem gazu ziemnego ze złóż krajowych. Wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej jest jednym z kluczowych czynników zapewniających Spółce konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu.

Obrót i dystrybucja gazu ziemnego stanowiące, obok wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podstawową działalność Grupy Kapitałowej są regulowane przez Prawo Energetyczne, czego konsekwencją jest koncesjonowanie działalności oraz uzależnienie przychodów Grupy Kapitałowej od poziomu taryf dla paliw gazowych zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą regulowana jest przez Prawo geologiczne i górnicze i zgodnie z nim prowadzona jest na podstawie posiadanych koncesji.

#### **1.2. Opis organizacji Grupy Kapitałowej wraz ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji**

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku w skład Grupy Kapitałowej PGNiG wchodziły PGNiG S.A. jako podmiot dominujący oraz 34 spółek o profilu produkcyjnym i usługowym, w tym:

- 26 spółek zależnych od PGNiG S.A.
- 8 spółek pośrednio zależnych od PGNiG S.A.

Wykaz spółek GK PGNiG według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku został przedstawiony w poniższym zestawieniu.

### Spółki Grupy Kapitałowej PGNiG

	Firma spółki	Kapitał zakładowy w zł	Udział kapitałowy PGNiG S.A. w zł	% kapitału PGNiG S.A.	% głosów PGNiG S.A.
	<b>Spółki zależne od PGNiG S.A.</b>				
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 Diament 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) <sup>1)</sup>	497 327 000,00	497 327 000,00	100,00%	100,00%
9	Polish Oil and Gas Company - Libya B.V. (EUR) <sup>1)</sup>	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.	1 299 488 000,00	1 299 488 000,00	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	Górnictwo Naftowe Sp. z o.o.	50 000,00	50 000,00	100,00%	100,00%
23	„NYSAGAZ Sp. z o.o.”	3 700 000,00	1 887 000,00	51,00%	51,00%
24	ZRUG Sp. z o.o. (w Pogórskiej Woli)	4 300 000,00	4 300 000,00	100,00%	100,00%
25	BUD-GAZ PPUH Sp. z o.o.	51 760,00	51 760,00	100,00%	100,00%
26	PPUIH „TURGAZ” Sp. z o.o. w likwidacji	176 000,00	90 000,00	51,14%	51,14%
	<b>Spółki zależne od spółek zależnych PGNiG S.A.</b>				
27	GEOFIZYKA Kraków Libya JSC (LYD) <sup>1)</sup>	1 000 000,00 <sup>2)</sup>	600 000,00	60,00%	60,00%
28	Geofizyka Torun Kish Ltd (Rial) <sup>1)</sup>	10 000 000,00	10 000 000,00 <sup>3)</sup>	100,00%	100,00%
29	Oil Tech International F.Z.E. (USD) <sup>1)</sup>	20 000,00	20 000,00	100,00%	100,00%
30	Zakład Gospodarki Mieszkaniowej Sp. z o.o. (Piła)	1 806 500,00	1 806 500,00	100,00%	100,00%
31	GAZ Sp. z o.o. (Błonie)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
32	GAZ MEDIA Sp. z o.o. (Wołomin)	300 000,00	153 000,00	51,00%	51,00%
33	NAFT-STAL Sp. z o.o.	667 500,00	450 000,00	67,40%	67,40%
34	Powisłe Park Sp. z o.o. (Warszawa)	78 131 000,00	78 131 000,00	100,00%	100,00%

<sup>1)</sup> Wartości podane w walutach obcych.

<sup>2)</sup> Kapitał opłacony - 300 000,00 dinarów libijskich, w tym GEOFIZYKA Kraków sp. z o.o. opłaciła 180 000,00 dinarów libijskich.

<sup>3)</sup> Kapitał nieopłacony

### Zakres jednostek Grupy Kapitałowej objętych konsolidacją na koniec I półrocza 2009 roku

Nazwa jednostki	Kraj	Procentowy udział w kapitale	
		30 czerwca 2009	30 czerwca 2008
<b>Spółki zależne</b>			
GK GEOFIZYKA Kraków <sup>2)</sup>	Polska	100,00%	100,00%
GEOFIZYKA Toruń Sp. z o. o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków <sup>3)</sup>	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Zakład Robót Górniczych Krosno Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Poszukiwania Naftowe „Diament” Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
PGNiG Norway AS	Norwegia	100,00%	100,00%
Polish Oil And Gas Company – Libya B.V.	Holandia	100,00%	100,00%
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Karpcka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa <sup>5)</sup>	Polska	100,00%	100,00%
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
BUG Gazobudowa Sp. z o. o. Zabrze	Polska	100,00%	100,00%
Budownictwo Naftowe Naftomontaż Sp. z o.o.	Polska	88,83%	88,83%
Zakład Urządzeń Naftowych Naftomet Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
B.S. i P.G. „Gazoprojekt” S.A.	Polska	75,00%	75,00%
Geovita Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
INVESTGAS S.A	Polska	100,00%	100,00%
Polskie LNG Sp. z o.o. <sup>4)</sup>	Polska	-	100,00%
<b>Spółki zależne od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.</b>			
NAFT-STAL Sp. z o.o.	Polska	59,88%	59,88%
<b>Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności</b>			
SGT EUROPOL GAZ S.A. <sup>1)</sup>	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

<sup>1)</sup> W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

<sup>2)</sup> GK GEOFIZYKA Kraków obejmuje Geofizykę Kraków Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną GEOFIZYKA Kraków Libya JSC.

<sup>3)</sup> GK Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków obejmuje Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków Sp. z o. o. oraz jej spółkę zależną Oil Tech International - F.Z.E.

<sup>4)</sup> Spółka konsolidowana do 8 grudnia 2008 roku tj. do dnia sprzedaży na rzecz GAZ-SYSTEM S.A.

<sup>5)</sup> GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa obejmuje Mazowiecką Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. oraz jej spółkę zależną Powiśle Park Sp. z o.o., która została objęta konsolidacją od I kwartału 2009 roku.

### 1.3. Zmiany w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W I półroczu 2009 roku najistotniejsze zmiany w strukturze Grupy Kapitałowej PGNiG obejmowały:

- Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kwotę 54.899 tysięcy złotych do poziomu 1.033.186 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce 22 stycznia 2009 roku; nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- Podwyższenie kapitału zakładowego Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 3.321 tysięcy złotych do poziomu 658.384 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 12 maja 2009 roku;
- Podwyższenie kapitału zakładowego Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 4.062 tysięcy złotych do poziomu 1.255.800 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 11 maja 2009 roku;

- Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego Górnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. o kwotę 10.808 tysięcy złotych do poziomu 1.299.488 tysięcy złotych. Rejestracja podwyższenia kapitału zakładowego spółki w KRS miała miejsce w dniu 22 czerwca 2009 roku. Nowo utworzone udziały zostały objęte przez PGNiG S.A. i pokryte wkładem niepieniężnym w postaci składników aktywów trwałych stanowiących elementy sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

Ponadto:

- W dniu 12 marca 2009 roku POGC – Libya BV zawarła z PGNiG S.A. umowę wkładu, na mocy której PGNiG S.A. zobowiązała się do dopłaty do udziałów (agio) w kwocie 47.500 tysięcy EUR. W tym samym dniu obydwie spółki podpisały aneks do Umowy pożyczki z 18 czerwca 2008 roku ustalający nowy termin i walutę spłaty pożyczki. Zgodnie z powyższymi umowami, w dniu ich podpisania, dokonano potrącenia części zobowiązania PGNiG S.A. do wpłaty z kwotą wierzytelności od POGC – Libya BV z tytułu pożyczki z odsetkami. Pozostała kwota wpłaty zostanie wniesiona w trzech transzach. Pierwsza transza w kwocie 11.603 tysięcy EUR została wpłacona w dniu 19 marca 2009 roku. Transza II i III, wynoszą po 10.000 tysięcy EUR. Transza II została wpłacona 1 lipca 2009 roku, a transza III będzie wpłacona 1 października 2009 roku;
- W dniu 22 kwietnia 2009 roku Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki PPUiH TURGAZ sp. z o.o. podjęło uchwałę o rozwiązaniu spółki i rozpoczęciu procesu jej likwidacji.

#### **1.4. Skład Zarządu PGNiG S.A.**

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd PGNiG S.A. składa się z dwóch do siedmiu osób. Liczbę członków Zarządu określa organ powołujący Zarząd. Członków Zarządu powołuje się na okres wspólnej kadencji, która trwa trzy lata. Członków Zarządu lub cały Zarząd powołuje Rada Nadzorcza. Każdy z członków Zarządu może być odwołany lub zawieszony w czynnościach przez Radę Nadzorczą lub Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. 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 30 czerwca 2009 roku wchodziło sześć osób:

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

W I półroczu 2009 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Zarządu PGNiG S.A.:

Rada Nadzorcza PGNiG S.A. na posiedzeniu w dniu 28 stycznia 2009 roku powołała w skład Zarządu PGNiG S.A. Pana Waldemara Wójcika.

Po 30 czerwca 2009 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie było zmian w składzie Zarządu PGNiG S.A.

#### **1.5. Prokurenci PGNiG S.A.**

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku prokurentami PGNiG S.A. byli:

- Ewa Bernacik,
- Stanisław Radecki,
- Mieczysław Jakiel,
- Tadeusz Kulczyk.

W I półroczu 2009 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Prokurentów PGNiG S.A.:

W dniu 14 lutego 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Markowi Dobryniowskiemu oraz Panu Waldemarowi Wójcikowi. Jednocześnie Zarząd PGNiG S.A. powołał na prokurentów Spółki Pana Tadeusza Kulczyka oraz Pana Zbigniewa Króla.

W dniu 28 kwietnia 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Zbigniewowi Królowi. Jednocześnie Zarząd PGNiG S.A powołał na Prokurenta Spółki Pana Mieczysława Jakiela.

Po 30 czerwca 2009 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie było zmian w składzie Prokurentów PGNiG S.A.

Udzielone prokury są prokurami łącznymi, tj. dla skuteczności czynności prawnych konieczne jest współdziałanie prokurenta łącznie z członkiem Zarządu PGNiG S.A.

#### **1.6. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.**

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. Tak długo, jak 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.

Jeden z członków Rady Nadzorczej powoływany przez Walne Zgromadzenie powinien spełniać następujące warunki:

- 1) zostać wybranym w trybie, o którym mowa w § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A.,
- 2) nie może być Podmiotem Powiązany ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być Podmiotem Powiązany z podmiotem dominującym lub innym podmiotem zależnym od podmiotu dominującego, lub
- 4) nie może być osobą, która pozostaje w jakimkolwiek związku ze Spółką lub z którymkolwiek z podmiotów wymienionych w punktach 2) i 3), który mógłby istotnie wpłynąć na zdolność takiej osoby jako członka Rady Nadzorczej do podejmowania bezstronnych decyzji.

Powiązania, o których mowa wyżej, nie dotyczą członkostwa w Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie z § 36 ust. 3 Statutu PGNiG S.A., wybór członka Rady Nadzorczej, który ma spełniać warunki opisane powyżej, następuje w oddzielnym głosowaniu. Prawo pisemnego zgłaszania na ręce Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia kandydatów na członka Rady Nadzorczej spełniającego te warunki, przysługuje akcjonariuszom obecnym na Walnym Zgromadzeniu, którego przedmiotem jest jego wybór. Jeżeli kandydatury nie zostaną zgłoszone przez akcjonariuszy, kandydatów do Rady Nadzorczej, spełniających opisane wyżej warunki, zgłasza Rada Nadzorcza.

Dwie piąte składu Rady Nadzorczej powoływane jest spośród osób wybranych przez pracowników Spółki.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku Rada Nadzorcza składała się z ośmiu członków, zaś jej skład przedstawiał się następująco:

- 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.

W I półroczu 2009 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.:

W dniu 16 czerwca 2009 roku Pan Maciej Kaliski złożył rezygnację z funkcji członka Rady Nadzorczej spółki PGNiG SA.

Po 30 czerwca 2009 roku do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie było zmian w składzie Radzie Nadzorczej PGNiG S.A.

## **2. INFORMACJE O STOSOWANYCH ZASADACH RACHUNKOWOŚCI**

### **2.1. Podstawa sporządzenia skonsolidowanego sprawozdania finansowego**

Niniejsze śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 30 czerwca 2009 roku.

Zgodnie z MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, MSSF składają się z Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (MSR) i Interpretacji wydanych przez Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej (KIMSF).

Zakres informacji ujawnionych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym jest zgodny z postanowieniami MSSF oraz Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa nie będącego państwem członkowskim (Dz. U. Nr 33, poz. 259).

Najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez Grupę Kapitałową PGNiG zostały przedstawione poniżej.

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych, a wszystkie wartości, o ile nie jest to wskazane inaczej, podane są w tysiącach (tysiące złotych). Ewentualne różnice pomiędzy kwotami ogółem a sumą ich składników wynikają z zaokrągleń.

Sprawozdanie finansowe Grupy zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Jednostkę Dominującą i jednostki zależne w okresie co najmniej 12 miesięcy po dniu bilansowym.

Zarząd Jednostki Dominującej nie stwierdza na dzień podpisania niniejszego sprawozdania finansowego istnienia faktów i okoliczności, które wskazywałyby na zagrożenia dla możliwości kontynuacji działalności w okresie 12 miesięcy po dniu bilansowym na skutek zamierzonego lub przymusowego zaniechania bądź istotnego ograniczenia przez nią dotychczasowej działalności.

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd Jednostki Dominującej do publikacji w dniu 31 sierpnia 2009 roku.

### **Oświadczenie o zgodności**

MSSF obejmują standardy i interpretacje zaakceptowane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR) oraz Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowej Sprawozdawczości Finansowej.

W roku bieżącym Grupa przyjęła wszystkie przedstawione poniżej nowe i zweryfikowane standardy i interpretacje wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i zatwierdzone do stosowania w UE, mające zastosowanie do prowadzonej przez nią działalności i obowiązujące w rocznych okresach sprawozdawczych od 1 stycznia 2009 roku.

- MSSF 8 „Segmenty operacyjne” – zatwierdzony w UE w dniu 21 listopada 2007 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” oraz do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe” - Koszt inwestycji w jednostce zależnej, jednostce współkontrolowanej lub stowarzyszonej, zatwierdzone w UE w dniu 23 stycznia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- MSSF (2008) „Zmiany Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej”- dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do Standardów opublikowane w dniu 22 maja 2008 roku (MSR 1, MSSF 5, MSR 8, MSR 10, MSR 16, MSR 19, MSR 20, MSR 23, MSR 27, MSR 28, MSR 29, MSR 31, MSR 34, MSR 36, MSR 38, MSR 39, MSR 40, MSR 41) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 23 stycznia 2009 roku (większość zmian obowiązuje dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja” i MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”- Instrumenty finansowe z opcją sprzedaży oraz obowiązki związane z likwidacją, zatwierdzone w UE w dniu 21 stycznia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),

- MSR 1 (znowelizowany) „Prezentacja sprawozdań finansowych”- Zrewidowana prezentacja, zatwierdzony w UE w dniu 17 grudnia 2008 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- MSR 23 (znowelizowany) „Koszty finansowania zewnętrznego” - zatwierdzony w UE w dniu 10 grudnia 2008 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji”- Warunki nabycia uprawnień oraz anulowania, zatwierdzone w UE w dniu 16 grudnia 2008 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 11 „MSSF 2 – Wydanie akcji w ramach grupy i transakcje w nabytych akcjach własnych” zatwierdzona w UE w dniu 1 czerwca 2007 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 marca 2008 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 13 „Programy lojalnościowe” - zatwierdzona w UE w dniu 16 grudnia 2008 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności” - zatwierdzona w UE w dniu 16 grudnia 2008 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie).

Z wyjątkiem zaktualizowanego MSR 1 oraz zaktualizowanego MSR 23, przyjęcie powyższych standardów i interpretacji nie spowodowało znaczących zmian w polityce rachunkowości Grupy ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

#### **Zastosowanie zaktualizowanego MSR 1**

W związku z zastosowaniem MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, skonsolidowane zestawienie zmian kapitałów własnych w niniejszym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym przedstawia tylko transakcje z właścicielami. Pozostałe elementy zostały ujęte oddzielnie w skonsolidowanym zestawieniu całkowitych dochodów.

#### **Zastosowanie zaktualizowanego MSR 23**

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów, powinny być kapitalizowane jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika aktywów. Do końca 2008 roku Grupa zgodnie z zalecanym przez MSR 23 podejściem wzorcowym ujmowała wszystkie koszty finansowania zewnętrznego jako koszty okresu, w którym zostały poniesione. Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Grupa aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. W I półroczu 2009 roku kwota aktywowanych kosztów finansowych wyniosła 4,7 mln złotych.

#### **Zastosowanie MSSF 8**

Od 1 stycznia 2009 roku MSSF 8 „Segmenty operacyjne” zastąpił MSR 14 „Sprawozdawczość dotycząca segmentów działalności”. MSSF 8 wymaga ujawnienia danych dotyczących segmentów operacyjnych Grupy opartych na raportach wewnętrznych używanych przez GDO (Głównych Decydentów Operacyjnych) i służących podejmowaniu decyzji dotyczących alokacji zasobów i ocenie wyników segmentów operacyjnych. Wartości podlegające ujawnieniu powinny odpowiadać wartościom raportowanym wewnętrznie do GDO i nie muszą być zgodne z MSSF. MSR 14 wymagał ujawnienia informacji w zakresie segmentów działalności i segmentów geograficznych.

Działalność GK PGNiG zorganizowana jest w czterech segmentach działalności:

- Segment poszukiwanie i wydobywanie,
- Segment obrót i magazynowanie,
- Segment dystrybucji,
- Segment pozostałe.

Szczegółowy opis rodzajów segmentów działalności, przypisania spółek do segmentów oraz informacja o podstawowych wielkościach ekonomicznych dla poszczególnych segmentów znajdują się w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej.

W stosunku do ostatniego sprawozdania rocznego nie nastąpiły żadne zmiany w zasadach wyodrębnienia segmentów sprawozdawczych.

Grupa dokonuje oceny wyników segmentów na podstawie przychodów, nakładów inwestycyjnych, EBIT (zysk przed odliczeniem odsetek i podatku) i EBITDA (zysk przed odliczeniem odsetek, podatku i amortyzacji). Przychody i nakłady inwestycyjne są wyceniane tak jak w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym. EBIT i EBITDA nie są formalną miarą stosowaną do oceny wyników zgodnie z MSSF. EBIT stanowi zysk operacyjny. EBITDA stanowi zysk operacyjny bez uwzględnienia

amortyzacji oraz odwrócenia/utworzenia odpisów z tytułu utraty wartości dla wartości firmy i innych aktywów trwałych. Finansowanie Grupy oraz podatki dochodowe (aczkolwiek Grupa nie jest formalnie podatkową grupą kapitałową) są zarządzane na poziomie całej Grupy i nie są alokowane do segmentów operacyjnych. Informacje finansowe dotyczące segmentów operacyjnych, wykorzystywane do ich oceny przez GDO przedstawiono w nocie 3 niniejszego sprawozdania.

## **2.2. Wpływ nowych standardów i interpretacji na sprawozdanie finansowe Grupy**

Zatwierdzając niniejsze sprawozdanie finansowe Grupa nie zastosowała następujących standardów, zmian standardów i interpretacji, które zostały opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale które nie weszły jeszcze w życie:

- MSSF 3 (znowelizowany) „Połączenia jednostek gospodarczych” zatwierdzony w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe” zatwierdzone w UE w dniu 3 czerwca 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 12 „Umowy na usługi koncesjonowane” zatwierdzona w UE w dniu 25 marca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 30 marca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 15 „Umowy o budowę nieruchomości” zatwierdzona w UE w dniu 22 lipca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 16 „Zabezpieczenie inwestycji netto w jednostce zagranicznej” - zatwierdzona w UE w dniu 4 czerwca 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 30 czerwca 2009 roku lub po tej dacie).

Jednostka postanowiła nie skorzystać z możliwości wcześniejszego zastosowania powyższych standardów, zmian do standardów i interpretacji.

MSSF w kształcie zatwierdzonym przez UE nie różnią się obecnie w znaczący sposób od regulacji przyjętych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości (RMSR), z wyjątkiem poniższych standardów, zmian do standardów i interpretacji, które według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- MSSF 1 (znowelizowany) „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- MSSF (2009) „Zmiany Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej” - dokonane zmiany w ramach procedury wprowadzania dorocznych poprawek do Standardów opublikowane w dniu 16 kwietnia 2009 roku (MSSF 2, MSSF 5, MSSF 8, MSR 1, MSR 7, MSR 17, MSR 18, MSR 36, MSR 38, MSR 39, KIMSF 9, KIMSF 16) ukierunkowane głównie na rozwiązywanie niezgodności i uściślenie słownictwa (większość zmian obowiązuje dla okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy” - dodatkowe zwolnienia dla jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 2 „Płatności w formie akcji” - Grupowe transakcje płatności w formie akcji rozliczane w środkach pieniężnych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” - Podniesienie jakości ujawnianych informacji dotyczących instrumentów finansowych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” - Pozycje możliwe do zabezpieczenia (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Zmiany do MSR 39 „Reklasyfikacja aktywów finansowych” oraz do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji” - Przekwalifikowanie aktywów finansowych, data wejścia w życie i postanowienia przejściowe (wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2008 roku),
- Zmiany do KIMSF 9 „Ponowna ocena wbudowanych instrumentów pochodnych” oraz do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” - Wbudowane instrumenty pochodne (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych kończących się 30 czerwca 2009 roku lub po tej dacie),



- Interpretacja KIMSF 17 „Dystrybucja aktywów niepieniężnych na rzecz właścicieli” (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2009 roku lub po tej dacie),
- Interpretacja KIMSF 18 „Transfer aktywów od klientów” (obowiązująca do transakcji mających miejsce po dniu 30 czerwca 2009 roku).

Według szacunków Grupy, wymienione wyżej standardy, interpretacje i zmiany do standardów nie miałyby istotnego wpływu na sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby zastosowane przez jednostkę na dzień bilansowy.

Jednocześnie nadal poza regulacjami przyjętymi przez UE pozostaje rachunkowość zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych, których zasady nie zostały zatwierdzone do stosowania w UE.

Według szacunków Grupy, zastosowanie rachunkowości zabezpieczeń portfela aktywów lub zobowiązań finansowych według MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” nie miałyby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdanie finansowe, jeżeli zostałyby przyjęte przez UE do stosowania na dzień bilansowy.

### **2.3. Przyjęte zasady rachunkowości**

#### **Zasady konsolidacji**

Skonsolidowane sprawozdanie finansowe zawiera sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. jako jednostki dominującej oraz sprawozdania jednostek kontrolowanych przez jednostkę dominującą (lub kontrolowanych przez jednostki zależne od jednostki dominującej) sporządzone na dzień 30 czerwca 2009 roku, za wyjątkiem spółek zależnych, których efekt na skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie byłby istotny. Kontrola występuje wówczas, gdy jednostka dominująca ma możliwość wpływania na politykę finansową i operacyjną podległej jednostki w celu osiągnięcia korzyści z jej działalności.

Na dzień nabycia aktywa i pasywa jednostki nabywanej są wyceniane według ich wartości godziwej. Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania przejętych aktywów netto jednostki, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie. Udział właścicieli mniejszościowych jest wykazywany w odpowiedniej proporcji wartości godziwej aktywów i kapitałów. W kolejnych okresach, straty przypadające właścicielom mniejszościowym powyżej wartości ich udziałów, pomniejszają kapitały jednostki dominującej.

W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek zależnych bądź stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący.

Wszelkie transakcje, salda, przychody i koszty pomiędzy podmiotami powiązanymi objętymi konsolidacją podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym.

Wyniki finansowe jednostek nabytych lub sprzedanych w ciągu roku są ujmowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym od momentu nabycia oraz do momentu zbycia.

W przypadku utraty kontroli nad jednostką zależną, skonsolidowane sprawozdanie finansowe uwzględnia wyniki za tę część roku objętego sprawozdaniem, w którym to okresie jednostka dominująca posiadała taką kontrolę.

Udziały mniejszości w I półroczu 2009 roku obejmują część nie należących do Grupy udziałów w spółkach BSiPG Gazoprojekt S.A., BN Naftomontaż Sp. z o. o., oraz Naft-Stal Sp. z o.o.

#### **Inwestycje w jednostki stowarzyszone**

Jednostką stowarzyszoną jest podmiot, na który jednostka dominująca wywiera znaczący wpływ, lecz nie sprawuje kontroli, uczestnicząc w ustalaniu zarówno polityki finansowej jak i operacyjnej jednostki stowarzyszonej, ani nie są to wspólne przedsięwzięcia. Udziały finansowe Grupy w jej jednostkach stowarzyszonych wyceniane są przy wykorzystaniu metody praw własności, za wyjątkiem sytuacji, gdy inwestycja jest klasyfikowana jako przeznaczona do zbycia (zob. poniżej). Inwestycje w jednostkę stowarzyszoną są wyceniane według ceny nabycia z uwzględnieniem zmian w udziale Grupy w aktywach netto, jakie wystąpiły do dnia bilansowego, pomniejszonych o utratę wartości poszczególnych inwestycji. Straty jednostek stowarzyszonych przekraczające wartość udziału Grupy w tych jednostkach stowarzyszonych nie są rozpoznawane.

Nadwyżka ceny nabycia powyżej wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia jest ujmowana jako wartość firmy. W przypadku, gdy cena nabycia jest niższa od wartości godziwej możliwych do zidentyfikowania aktywów netto jednostki stowarzyszonej na dzień nabycia, różnica ujmowana jest jako zysk w rachunku zysków i strat okresu, w którym nastąpiło nabycie.

Zyski i straty wynikające z transakcji pomiędzy Grupą a jednostką stowarzyszoną podlegają wyłączeniom konsolidacyjnym zgodnie z udziałem Grupy w kapitałach jednostki stowarzyszonej. Dni bilansowe jednostek stowarzyszonych i Grupy są jednakowe i oba podmioty stosują spójne zasady rachunkowości. W przypadkach, gdy jest to konieczne, w sprawozdaniach finansowych jednostek stowarzyszonych dokonuje się korekt mających na celu ujednoczenie zasad rachunkowości stosowanych przez jednostkę z zasadami stosowanymi przez podmiot dominujący. Straty ponoszone przez jednostkę stowarzyszoną mogą świadczyć o utracie wartości jej aktywów, co powoduje konieczność rozpoznania odpisu aktualizującego na odpowiednim poziomie.

### **Udziały we wspólnym przedsięwzięciu**

Udział Grupy we wspólnym przedsięwzięciu jest ujmowany metodą praw własności zgodnie z zasadami opisanymi dla inwestycji w jednostki stowarzyszone.

### **Przeliczanie pozycji wyrażonych w walucie obcej**

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. i jej jednostek zależnych za wyjątkiem spółki POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS jest złoty (PLN). Transakcje wyrażone w walutach obcych są początkowo ujmowane według kursu waluty funkcjonalnej, obowiązującego na dzień zawarcia transakcji. Aktywa i zobowiązania pieniężne wyrażone w walutach obcych są przeliczane po kursie waluty funkcjonalnej, obowiązującej na dzień bilansowy. Wszystkie różnice kursowe są ujmowane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat, z wyjątkiem różnic kursowych powstałych z przeliczenia aktywów i pasywów jednostek zagranicznych. Różnice te są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym aż do momentu zbycia udziałów w tych jednostkach. Pozycje niepieniężne wyceniane według kosztów historycznych w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia początkowej transakcji. Pozycje niepieniężne wyceniane według wartości godziwej w walucie obcej są przeliczane po kursie wymiany z dnia ustalenia takiej wartości godziwej.

W celu zabezpieczenia się przed ryzykiem zmian kursów walutowych, Jednostka Dominująca wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje (zob. poniżej zasady rachunkowości stosowane przez Grupę w odniesieniu do pochodnych instrumentów finansowych).

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty (PLN) dla Oddziału w Egipcie, Oddziału w Danii oraz Oddziału w Algierii, a dla jednostek zależnych (POGC Libya B.V. oraz PGNiG Norway AS) jest odpowiednio EURO oraz korona norweska (NOK). Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania tych zagranicznych jednostek są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a ich rachunki zysków i strat są przeliczone po średnim kursie wymiany za dany rok obrotowy. Różnice kursowe powstałe w wyniku takiego przeliczania są ujmowane bezpośrednio w kapitale własnym, jako jego odrębny składnik. W momencie zbycia podmiotu zagranicznego, zakumulowane odroczone różnice kursowe ujęte w kapitale własnym, dotyczące danego podmiotu zagranicznego, są ujmowane w rachunku zysków i strat.

### **Rzeczowe aktywa trwałe**

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny wg kosztu historycznego).

Cena nabycia lub koszt wytworzenia obejmuje koszty poniesione na zakup lub wytworzenie rzeczowych aktywów trwałych oraz nakłady poniesione w terminie późniejszym w celu zwiększenia przydatności składnika, zamiany istotnych części lub jego odnowienia. Do ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych nie zalicza się odsetek od finansowania zewnętrznego oraz różnic kursowych dotyczących wytworzenia składnika rzeczowych aktywów trwałych, które odnoszone są w rachunek zysków i strat w chwili poniesienia.

Części zamienne oraz wyposażenie związane z serwisem wykazywane są jako zapasy i ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich wykorzystania. Istotne części zamienne oraz awaryjne wyposażenie kwalifikuje się do wykazania jako rzeczowe aktywa trwałe, jeżeli Grupa oczekuje, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Grupa nie zwiększa wartości bilansowej pozycji rzeczowych aktywów trwałych o koszty bieżącego utrzymania tych aktywów. Koszty te są ujmowane w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia. Na koszty bieżącego utrzymania rzeczowych aktywów trwałych, rozumianego jako remonty i konserwacje, składają się koszty robocizny i koszty zużycia materiałów i mogą obejmować koszty nieistotnych części zamiennych.

Po początkowym ujęciu pozycji rzeczowych aktywów trwałych jako składnika aktywów, Grupa wykazuje go według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Amortyzację wylicza się dla wszystkich środków trwałych z pominięciem gruntów i środków trwałych w budowie, przez oszacowany okres ich ekonomicznej przydatności przy zastosowaniu metody amortyzacji liniowej:

Budynki i budowle	2 - 40 lat
Maszyny i urządzenia, środki transportu oraz pozostałe	2 - 35 lat

Rzeczowe aktywa trwałe używane na podstawie umowy leasingu lub innej o podobnym charakterze, zaliczone do majątku jednostki, amortyzuje się w okresie ekonomicznej przydatności środka, nie dłużej jednak niż okres trwania umowy.

W momencie sprzedaży lub likwidacji rzeczowego aktywa trwałego, koszt historyczny oraz dotychczasowe umorzenie są usuwane z bilansu, a wszelkie powstałe na transakcji zyski lub straty odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Środki trwałe w budowie wyceniane są według cen nabycia lub w wysokości ogółu kosztów pozostających w bezpośrednim związku z ich wytworzeniem, pomniejszonych o odpisy z tytułu utraty wartości. Środki trwałe w budowie nie podlegają amortyzacji do momentu zakończenia ich budowy i oddania do użytkowania.

### **Nakłady na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze**

Koszty związane z poszukiwaniem i rozpoznawaniem gazu ziemnego i ropy naftowej obejmują prace geologiczne wykonywane w celu odkrycia i udokumentowania złóża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Nakłady poniesione na wykonanie wstępnych analiz terenów (prace sejsmiczne, opracowanie i sporządzenie map geologicznych) Grupa ujmuje bezpośrednio jako koszt, w rachunku zysków i strat w okresie, w którym te nakłady zostały poniesione.

Nakłady na wykonanie odwiertów, przeprowadzanych w ramach prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, Grupa ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

Aktywowane wcześniej nakłady na wykonanie odwiertów uznanych za negatywne Grupa odpisuje w całości do rachunku zysków i strat, w okresie, w którym uznano odwiert za negatywny.

Po tym, jak udowodniono techniczną wykonalność i komercyjną zasadność wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej Grupa przeklasyfikowuje aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności od tego czego dotyczą.

### **Koszty finansowania zewnętrznego**

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Grupa aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Grupa zgodnie z zalecanym przez MSR 23 podejściem wzorcowym ujmowała wszystkie koszty finansowania zewnętrznego jako koszty okresu, w którym zostały poniesione. W związku ze zmianą MSR 23 począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów, powinny być kapitalizowane jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika aktywów.

### **Nieruchomości inwestycyjne**

Nieruchomość inwestycyjna to nieruchomość (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Spółka traktuje jako źródło przychodów z czynszów lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na przyrost ich wartości, względnie obie te korzyści. Początkowo nieruchomości inwestycyjne są ujmowane według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji.

Do wyceny nieruchomości inwestycyjnych Grupa wybrała model ceny nabycia i po początkowym ujęciu wycenia wszystkie należące do niej nieruchomości inwestycyjne zgodnie z wymogami MSR 16 określonymi dla tego modelu tj. w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia, pomniejszonych o dotychczasowe umorzenie i zakumulowane odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Nieruchomości inwestycyjne usuwane są z bilansu w momencie ich zbycia lub w przypadku trwałego wycofania z użytkowania, jeżeli nie oczekuje się uzyskania w przyszłości żadnych korzyści wynikających z ich zbycia. Wszelkie zyski lub straty wynikające z usunięcia nieruchomości inwestycyjnej z bilansu ujmowane są w rachunku zysków i strat w tym okresie, w którym dokonano takiej operacji.

Grupa stosuje liniową metodę amortyzacji nieruchomości inwestycyjnych i przyjęła następujące okresy ekonomicznej przydatności dla tych składników:

Budynki i budowle	2 – 40 lat
-------------------	------------

## **Wartości niematerialne**

Wartości niematerialne i prawne są to możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nie posiadające postaci fizycznej, nad którymi Grupa sprawuje kontrolę i co do których prawdopodobne jest, że w przyszłości spowodują one wpływ korzyści ekonomicznych do Grupy.

Składnik wartości niematerialnych Grupa początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Po początkowym ujęciu składnik wartości niematerialnych Grupa wycenia w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia pomniejszonym o umorzenie i łączną kwotę odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości.

Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Grupę, przy czym, przy braku możliwości wiarygodnego określenia innego sposobu konsumowania tych korzyści stosuje się metodę liniową. Przyjętą metodę amortyzacji stosuje się w sposób ciągły w kolejnych okresach, chyba, że nastąpiła zmiana oczekiwanego sposobu konsumowania korzyści ekonomicznych.

Okres i metoda amortyzacji weryfikowane są na koniec każdego roku obrotowego. Jeśli oczekiwany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. Jeśli nastąpiła znacząca zmiana oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, dokonuje się zmiany metody amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe zmiany Grupa ujmuje jako zmiany szacunków księgowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Przyjęte typowe ekonomiczne okresy użyteczności, stosowane dla wartości niematerialnych i prawnych wynoszą:

Nabyte licencje, prawa do patentów i podobne wartości	2-15 lat
Nabyte oprogramowanie komputerowe	2-10 lat
Prawo wieczystego użytkowania gruntów	40-99 lat

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte nieodpłatnie w drodze decyzji administracyjnej wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości Grupa ujmuje wyłącznie pozabilansowo.

Prawo wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie zaprezentowano jako wartości niematerialne i jest amortyzowane przez okres użytkowania. Okres użytkowania nadwyżki pierwszej opłaty nad opłatą roczną za prawo wieczystego użytkowania gruntów jest równy okresowi użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Okres użytkowania prawa wieczystego użytkowania gruntu nabytego odpłatnie od podmiotu innego niż Skarb Państwa lub jednostka samorządu terytorialnego jest równy okresowi od dnia nabycia tego prawa do ostatniego dnia okresu użytkowania wieczystego, określonego w umowie o oddanie nieruchomości gruntowej w użytkowanie wieczyste.

Wartości niematerialne i prawne o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nie użytkowane podlegają cyklicznej (raz do roku) ocenie pod kątem utraty wartości.

### *Koszty badań i prac rozwojowych*

Koszty prac badawczych nie podlegają aktywowaniu i są prezentowane w rachunku zysków i strat jako koszt okresu, w którym zostały poniesione.

Koszty prac rozwojowych są kapitalizowane wyłącznie w sytuacji, gdy:

- realizowany jest ściśle określony projekt (np. oprogramowanie lub nowe procedury);
- prawdopodobne jest, że składnik aktywów przyniesie przyszłe korzyści ekonomiczne; i
- koszty związane z projektem mogą być wiarygodnie oszacowane.

Koszty prac rozwojowych są amortyzowane metodą liniową przez przewidywany okres ich ekonomicznej przydatności.

W przypadku, gdy niemożliwe jest wyodrębnienie wytworzonego we własnym zakresie składnika aktywów, koszty prac rozwojowych są ujmowane w rachunku zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

## **Leasing**

Leasing jest klasyfikowany jako leasing finansowy, gdy warunki umowy przenoszą zasadniczo całe potencjalne korzyści oraz ryzyko wynikające z bycia właścicielem na leasingobiorcę. Wszystkie pozostałe rodzaje leasingu są traktowane jako leasing operacyjny.

#### *Grupa jako leasingodawca*

Aktywa oddane w leasing finansowy są prezentowane w bilansie jako należności w kwocie równej inwestycji leasingowej netto, pomniejszanej o kapitałową część opłat leasingowych dotyczących danego okresu obrotowego skalkulowanych w sposób odzwierciedlający stałą okresową stopę zwrotu na nie rozliczonej części inwestycji leasingowej netto.

Przychody finansowe z tytułu odsetek z leasingu finansowego są ujmowane w odpowiednich okresach przy uwzględnieniu stałej stopy zwrotu z wartości netto inwestycji Spółki należnej z tytułu leasingu.

Przychody z tytułu leasingu operacyjnego są ujmowane w rachunku zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

#### *Grupa jako leasingobiorca*

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Grupy i są wyceniane w ich wartości godziwej w momencie ich nabycia, nie wyższej jednak niż wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych. Powstałe z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w bilansie w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego. Płatności leasingowe zostały podzielone na część odsetkową oraz część kapitałową tak, by stopa odsetek od pozostającego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat.

Płatności z tytułu leasingu operacyjnego są odnoszone w rachunek zysków i strat przy zastosowaniu metody liniowej w okresie wynikającym z umowy leasingu.

### **Aktywa finansowe**

W przypadku, gdy konwencja rynkowa przewiduje dostawę aktywów finansowych po upływie ściśle sprecyzowanego okresu czasu po dacie transakcji, inwestycje w aktywa finansowe są ujmowane w księgach i wyłączane z ksiąg w dniu zawarcia transakcji kupna lub sprzedaży.

Wszystkie inwestycje wyceniane są początkowo według ceny zakupu skorygowanej o koszty transakcji. Inwestycje klasyfikowane są jako „przeznaczone do obrotu” lub „dostępne do sprzedaży” i wyceniane są na dzień bilansowy według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmiany wartości godziwej ujmowane są w rachunku zysków i strat za dany okres.

Aktywa finansowe o stałych lub możliwych do określenia płatnościach i stałych terminach zapadalności klasyfikowane są jako inwestycje „utrzymywane do upływu terminu zapadalności”, pod warunkiem, że Grupa zdecydowanie zamierza i może je utrzymać do upływu tego terminu.

Inwestycje długoterminowe utrzymywane do upływu terminu zapadalności są wyceniane według skorygowanej ceny nabycia, ustalonej przy pomocy efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się dyskonto lub premię, uzyskaną przy nabyciu inwestycji i rozliczaną przez okres utrzymywania jej do upływu terminu zapadalności. Zyski lub straty z inwestycji wycenianych według skorygowanej ceny nabycia ujmowane są w przychodach w trakcie ich rozliczania w okresie oraz z chwilą usunięcia tych inwestycji z bilansu lub stwierdzenia utraty wartości.

Dodatnia wycena instrumentów pochodnych, które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat. Dodatnia wycena instrumentów pochodnych jest wykazywana w odrębnych pozycjach w aktywach krótkoterminowych.

### **Rachunkowość zabezpieczeń**

Jednostka Dominująca z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych.

Celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem zmiany kursu EUR/PLN oraz USD/PLN jest zagwarantowanie określonego poziomu wartości złotej ponoszonych przez nią wydatków w EUR oraz USD związanych z zakupem gazu w kontraktach długoterminowych.

Typ zastosowanego powiązania zabezpieczającego to zabezpieczenie przyszłych, wysoce prawdopodobnych przepływów pieniężnych związanych z ponoszonymi przez Jednostkę Dominującą wydatkami wyrażonymi w EUR oraz USD.

Wyznaczone do rachunkowości zabezpieczeń instrumenty zabezpieczające to zakupione europejskie opcje kupna i zerokosztowe struktury opcyjne (struktury collar) stanowiące złożenie zakupionych europejskich opcji kupna oraz wystawionych europejskich opcji sprzedaży na kurs EUR/PLN i USD/PLN, o identycznych nominałach z datami rozliczenia przypadającymi w dniach oczekiwanego wypływu zabezpieczanego wolumenu walut z tytułu ponoszonych wydatków na gaz.

Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części stanowiącej efektywne zabezpieczenie odnosi się bezpośrednio na kapitał z aktualizacji wyceny. Zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych w części nie stanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

### **Aktywa trwale przeznaczone do sprzedaży**

Grupa klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość bilansowa zostanie odzyskana przede wszystkim w drodze transakcji sprzedaży, a nie poprzez jego dalsze wykorzystanie.

Sytuacja taka ma miejsce, gdy składnik aktywów (lub grupa do zbycia) jest dostępny do natychmiastowej sprzedaży w jego bieżącym stanie z uwzględnieniem jedynie normalnych i zwyczajowo przyjętych warunków dla sprzedaży tego typu aktywów (lub grup do zbycia) oraz jego sprzedaż jest wysoce prawdopodobna.

Składnik aktywów (lub grupa do zbycia) klasyfikuje się jako przeznaczony do sprzedaży po podjęciu decyzji przez uprawniony, zgodnie ze statutem / umową Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub Zgromadzenie Wspólników / Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy. Ponadto, składnik aktywów (lub grupa do zbycia) musi być aktywnie oferowany na sprzedaż po cenie, która jest racjonalna w odniesieniu do jego bieżącej wartości godziwej. Dodatkowo, należy oczekiwać, że sprzedaż zostanie ujęta jako sprzedaż zakończona w czasie jednego roku od dnia klasyfikacji.

Grupa nie amortyzuje składnika aktywów trwałych od momentu klasyfikacji jako przeznaczony do sprzedaży.

### **Zapasy**

Wartość zapasów w magazynie ustala się w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia lub też według wartości netto możliwej do uzyskania, w zależności od tego, która z kwot jest niższa, z uwzględnieniem odpisów z tytułu utraty przydatności ekonomicznej. Na cenę nabycia lub koszt wytworzenia zapasów składają się wszystkie koszty zakupu, koszty przetworzenia oraz inne koszty poniesione w trakcie doprowadzania zapasów do ich aktualnego miejsca i stanu.

Wartość netto możliwa do uzyskania jest to różnica między szacowaną ceną sprzedaży dokonywanej w toku zwykłej działalności gospodarczej, a szacowanymi kosztami wykończenia i kosztami niezbędnymi do doprowadzenia sprzedaży do skutku.

Zapas paliwa gazowego w magazynach wyceniany jest dla każdego magazynu oddzielnie według średniej ważonej ceny pozyskania paliwa gazowego.

Rozchód paliwa gazowego na cele zużycia własnego w Podziemnych Magazynach Gazu (PMG) oraz różnice bilansowe wycenia się w Centrali Spółki według średniej rzeczywistej ceny pozyskania, na którą składają się koszt nabycia paliwa gazowego ze wszystkich źródeł zagranicznych, rzeczywisty koszt wydobycia ze źródeł krajowych, koszt odazotowania oraz koszt pozyskania z innych źródeł krajowych. Rozchód paliwa gazowego do sprzedaży zewnętrznej wyceniany jest według kosztu pozyskania paliwa gazowego, tj. średniej rzeczywistej ceny pozyskania.

### **Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności**

Należności z tytułu dostaw i usług ujmuje się początkowo według wartości godziwej. Po początkowym ujęciu należności wycenia się według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Różnice z wyceny odnoszone są do rachunku zysków i strat. Grupa nie dyskontuje należności, których okres płatności przypada w terminie krótszym niż 12 miesięcy od dnia bilansowego oraz jeśli efekt dyskontowania byłby nieistotny.

Wartość należności aktualizuje się uwzględniając stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty poprzez dokonanie odpisu aktualizującego, gdy istnieją obiektywne dowody na to, że nie będzie można odzyskać całości należnych kwot.

Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw paliwa gazowego dla odbiorców drobnych, o małym zużyciu paliwa gazowego, rozliczanych według grup taryfowych 1-4, kalkulowane są statystycznie. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności w okresie roku. Na bazie analizy wyliczane są wskaźniki spłacalności, które służą ustaleniu odpisów według struktury wiekowej należności.

Odpisy aktualizujące z tytułu dostaw paliwa gazowego dla klientów z grup taryfowych 5-7 tworzone są na należności przeterminowane powyżej 90 dni oraz kalkulowane indywidualnie, w oparciu o wiedzę o sytuacji finansowej dłużników.

Na wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %.

Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący.

Należności nieściągalne są odpisywane w straty w momencie stwierdzenia ich nieściągalności.

Spisanie lub umorzenie należności z powodu przedawnienia lub nieściągalności powoduje zmniejszenie odpisów aktualizujących utworzonych uprzednio dla tych należności.

Należności umorzone lub spisane z powodu przedawnienia lub nieściągalności, od których nie dokonano odpisów aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

### **Środki pieniężne i ich ekwiwalenty**

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w bilansie obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności o pierwotnym okresie zapadalności nie przekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymiernymi na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażonymi na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

Saldo środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, wykazane w skonsolidowanym rachunku przepływów pieniężnych, składa się z określonych powyżej środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, pomniejszonych o niespłacone kredyty w rachunkach bieżących.

### **Utrata wartości**

Na każdy dzień bilansowy Grupa dokonuje oceny aktywów w celu stwierdzenia, czy nie występują przesłanki wskazujące na utratę ich wartości. W przypadku stwierdzenia takich przesłanek, szacowana jest wartość odzyskiwalna danego składnika aktywów, w celu ustalenia potencjalnego odpisu z tego tytułu. W sytuacji, gdy składnik aktywów nie generuje przepływów pieniężnych, które są w znacznym stopniu niezależnymi od przepływów generowanych przez inne aktywa, analizę przeprowadza się dla grupy aktywów generujących przepływy pieniężne, do której należy dany składnik aktywów.

W przypadku wartości niematerialnych o nieokreślonym okresie użytkowania, test na utratę wartości przeprowadzany jest corocznie, oraz dodatkowo, gdy występują przesłanki wskazujące na możliwość wystąpienia utraty wartości.

Wartość odzyskiwalna ustalana jest jako kwota wyższa z dwóch wartości: wartość godziwa pomniejszona o koszty sprzedaży lub wartość użytkowa. Ta ostatnia wartość odpowiada wartości bieżącej szacunku przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych przy użyciu stopy dyskonta uwzględniającej aktualną rynkową wartość pieniądza w czasie oraz ryzyko specyficzne dla danego aktywa.

Jeżeli wartość odzyskiwalna jest niższa od wartości księgowej netto składnika aktywów (lub grupy aktywów), wartość księgowa jest pomniejszana do wartości odzyskiwalnej. Strata z tytułu utraty wartości jest ujmowana jako koszt w okresie, w którym wystąpiła

W momencie, gdy utrata wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w przychodach.

### **Kapitały własne**

Kapitały własne ujmuje się w księgach rachunkowych z podziałem na ich rodzaje i według zasad określonych przepisami prawa i postanowieniami statutu jednostki dominującej.

Kapitał akcyjny wykazywany jest według wartości nominalnej, w wysokości zgodnej ze statutem jednostki dominującej oraz wpisem do rejestru handlowego.

Zadeklarowane, lecz nie wniesione wkłady kapitałowe ujmuje się jako należne wkłady na poczet kapitału. Akcje własne oraz należne wpłaty na poczet kapitału akcyjnego pomniejszają wartość kapitałów własnych jednostki dominującej.

Kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej tworzony jest z nadwyżki ceny emisyjnej akcji powyżej ich wartości nominalnej pomniejszonej o koszty tej emisji.

Koszty emisji akcji poniesione przy powstaniu spółki akcyjnej lub podwyższeniu kapitału zakładowego zmniejszają kapitał z emisji akcji powyżej ich wartości nominalnej do wysokości nadwyżki wartości

emisji nad wartością nominalną akcji, a pozostałą ich część zalicza się do pozostałych kapitałów rezerwowych.

Efekt wyceny wynikający z zastosowania MSSF po raz pierwszy oraz wszelkie zmiany w przeszacowanych rzeczowych aktywach trwałych i wartościach niematerialnych są odnoszone na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Zgodnie z postanowieniami MSR, zysk netto roku ubiegłego spółka może przeznaczyć jedynie na: kapitał spółki lub dywidendę dla akcjonariuszy (udziałowców). Stosowana w polskim systemie prawnym możliwość podziału zysku na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych, Fundusz Restrukturyzacji, przekazanie zysku pracownikom bądź na inne cele nie znajduje odzwierciedlenia w postanowieniach MSR. Z tego powodu, Grupa wykazuje wymienione zmniejszenia zysku jako koszty okresu, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Podział zysku dla pracowników ujmowany jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

### **Kredyty bankowe i pożyczki**

Oprocentowane kredyty bankowe księgowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednie pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki są następnie wykazywane w skorygowanej cenie nabycia przy zastosowaniu metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględnia się koszty związane z uzyskaniem kredytu lub pożyczki oraz dyskonta lub premie uzyskane przy rozliczeniu zobowiązania.

Różnica pomiędzy wpływami netto a wartością wykupu jest wykazywana w przychodach lub kosztach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki

### **Rezerwy**

Rezerwy są tworzone w przypadku, kiedy w następstwie przeszłych zdarzeń powstaje potencjalne, możliwe do oszacowania zobowiązanie (obowiązek prawny lub obowiązek zwyczajowy), które w przyszłości może z dużym prawdopodobieństwem spowodować wypływ ze Spółki aktywów generujących korzyści ekonomiczne. Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana na dzień bilansowy w celu ich skorygowania do wysokości bieżącej prognozy.

Grupa wycenia rezerwy dyskontując je, jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, z zastosowaniem stopy dyskontowej przed opodatkowaniem, która odzwierciedla bieżącą, rynkową ocenę wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko związane z danym składnikiem pasywów, nie odzwierciedlone w najbardziej właściwym szacunku nakładów. Jeśli rezerwa jest dyskontowana, zwiększenie wartości rezerwy wynikające z upływu czasu jest ujmowane jako koszt finansowania zewnętrznego. Stopy dyskontowej nie powinno obciążać ryzyko, o które skorygowano szacunki przyszłych przepływów środków pieniężnych.

W przypadku, gdy rezerwy dotyczą kosztów likwidacji aktywów związanych z wydobywaniem, początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Szczegółowy opis tytułów rezerw występujących w Grupie został opisany w punkcie 29.

### **Rozliczenia międzyokresowe**

Spółki wchodzące w skład Grupy Kapitałowej dokonują czynnych rozliczeń międzyokresowych, jeżeli dotyczą one wydatków, z których koszty dotyczą przyszłych okresów sprawozdawczych. Są one w bilansie prezentowane w oddzielnej pozycji aktywów.

Bierne rozliczenia międzyokresowe są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały otrzymane/wykonane, ale nie zostały opłacone, zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą, łącznie z kwotami należnymi pracownikom (na przykład kwoty dotyczące naliczonego wynagrodzenia za urlop). Rozliczenia te w bilansie są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

Jednostki Grupy Kapitałowej rozpoznają rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów Jednostka Dominująca zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu oraz z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikające z umów take or pay (bierz lub płać).

Spółki OSD zaliczają do rozliczeń międzyokresowych wartość nieodpłatnie przyjętej infrastruktury gazowej (przyjmowana do roku 1998) oraz opłatę przyłączeniową. Przychody z tych tytułów realizowane są wraz z dokonywanymi odpisami amortyzacyjnymi od powyższych przyłączy. Rozliczenia te są wykazywane w bilansie w odrębnej pozycji pasywów.



## **Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania**

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług są zobowiązaniami przypadającymi do zapłaty za towary lub usługi, które zostały dostarczone/wykonane oraz zostały zafakturowane lub formalnie uzgodnione z dostawcą.

Do pozostałych zobowiązań zaliczane są głównie zobowiązania wynikające z bieżącej działalności spółek Grupy tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publicznoprawne.

## **Zobowiązania finansowe**

Zobowiązania finansowe wyceniane są w według zamortyzowanego kosztu, z wyłączeniem instrumentów pochodnych (wycena ujemna). Instrumenty pochodne o ujemnej wycenie, które nie są określane jako instrumenty zabezpieczające, są wyceniane według wartości godziwej przez wynik finansowy i wykazywane są w wartości godziwej, z uwzględnieniem zmian wartości godziwej w rachunku zysków i strat.

## **Przychody ze sprzedaży**

Przychody są ujmowane w takiej wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że Grupa uzyska korzyści ekonomiczne związane z daną transakcją oraz gdy kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób. Ponadto przy ujmowaniu przychodów obowiązują również następujące kryteria:

### *Sprzedaż towarów i produktów*

Przychody ze sprzedaży ujmowane są w wartości godziwej zapłat otrzymanych lub należnych i reprezentują należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej, po pomniejszeniu o rabaty, VAT i inne podatki związane ze sprzedażą (podatek akcyzowy). Sprzedaż towarów i produktów ujmowana jest w momencie dostarczenia towarów i produktów wraz z przekazaniem dotyczącego ich prawa własności.

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego, na dzień bilansowy dokonywane są szacunki gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych w oparciu o tzw. „metodę zakupową”.

Sprzedaż doszacowaną, która nie została zafakturowana w danym okresie sprawozdawczym określa się w oparciu o charakterystykę odbioru gazu przez odbiorców indywidualnych w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Wartość sprzedaży szacowanej gazu otrzymywana jest z iloczynu ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie.

### *Świadczenie usług*

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się nie dająca się dokładnie określić liczba działań wykonywanych w określonym przedziale czasu to przychody ujmują się w oparciu o metodę liniową (równomiernie) na przestrzeni danego okresu. Jeżeli określone działanie jest ważniejsze od wszystkich pozostałych, ujęcie przychodów jest odłożone do momentu wykonania tego działania. W przypadku, gdy wyniku transakcji dotyczącej świadczenia usług nie można oszacować w wiarygodny sposób, przychody z transakcji ujmują się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

### *Odsetki*

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są narastająco, w odniesieniu do głównej kwoty należnej, zgodnie z metodą efektywnej stopy procentowej.

### *Dywidendy*

Przychody z tytułu dywidend są ujmowane w momencie, kiedy zostaje ustanowione prawo akcjonariuszy do otrzymania płatności.

### *Przychody z tytułu wynajmu*

Przychody z tytułu wynajmu nieruchomości inwestycyjnych ujmowane są zgodnie z warunkami wynikającymi z zawartych umów wynajmu.

## **Kontrakty budowlane**

Przychody z umowy wycenia się według wartości godziwej otrzymanej lub należnej zapłaty.

W przypadku, gdy wynik kontraktu budowlanego może być wiarygodnie oszacowany, przychody i koszty są rozpoznawane w odniesieniu do stopnia zaawansowania realizacji kontraktu na dzień bilansowy. Stopień zaawansowania mierzony jest zwykle jako proporcja kosztów poniesionych do

całości szacowanych kosztów kontraktu, za wyjątkiem sytuacji, gdy taki sposób nie odzwierciedlałby faktycznego stopnia zaawansowania. Wszelkie zmiany w zakresie prac, roszczenia oraz premie są rozpoznawane w stopniu, w jakim zostały one uzgodnione z klientem.

W przypadku, kiedy wartość kontraktu nie może być wiarygodnie oszacowana, przychody z tytułu tego kontraktu są rozpoznawane w stopniu, w jakim jest prawdopodobne, że koszty poniesione z tytułu kontraktu zostaną nimi pokryte. Koszty związane z kontraktem rozpoznawane są jako koszty okresu, w jakim zostały poniesione.

W przypadku, kiedy istnieje prawdopodobieństwo, że koszty kontraktu przekroczą przychody, spodziewana strata na kontrakcie jest natychmiast rozpoznawana i ujmowana jako koszt.

### **Dotacje państwowe**

Dotacje państwowe do aktywów trwałych są prezentowane w bilansie jako przychody przyszłych okresów a następnie stopniowo, drogą równych odpisów rocznych, odpisywane są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów.

### **Podatek dochodowy**

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: podatek bieżący (CIT) oraz podatek odroczony.

Bieżące obciążenie podatkowe jest obliczane na podstawie wyniku podatkowego (podstawy opodatkowania) danego roku obrotowego. Zysk (strata) podatkowy różni się od księgowego zysku (straty) netto w związku z wyłączeniem przychodów podlegających opodatkowaniu i kosztów stanowiących koszty uzyskania przychodów w latach następnych oraz pozycji kosztów i przychodów, które nigdy nie podlegają opodatkowaniu. Obciążenia podatkowe są wyliczane w oparciu o stawki podatkowe obowiązujące w danym roku obrotowym.

Podatek odroczony jest wyliczany metodą bilansową jako podatek podlegający zapłaceniu lub zwrotowi w przyszłości na różnicach pomiędzy wartościami bilansowymi aktywów i pasywów a odpowiadającymi im wartościami podatkowymi wykorzystywanymi do wyliczenia podstawy opodatkowania.

Rezerwa na podatek odroczony jest tworzona od wszystkich dodatnich różnic przejściowych podlegających opodatkowaniu, natomiast składnik aktywów z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawany do wysokości, w jakiej jest prawdopodobne, że będzie można pomniejszyć przyszłe zyski podatkowe o rozpoznane ujemne różnice przejściowe. Pozycja aktywów lub zobowiązanie podatkowe nie powstaje, jeśli różnica przejściowa powstaje z tytułu wartości firmy lub z tytułu pierwotnego ujęcia innego składnika aktywów lub zobowiązania w transakcji, która nie ma wpływu ani na wynik podatkowy ani na wynik księgowy. Rezerwa z tytułu podatku odroczonego jest rozpoznawana od przejściowych różnic podatkowych powstałych w wyniku inwestycji w podmioty zależne i stowarzyszone oraz wspólne przedsięwzięcia, chyba że Grupa jest zdolna kontrolować moment odwrócenia różnicy przejściowej i jest prawdopodobne, iż w dającej się przewidzieć przyszłości różnica przejściowa się nie odwróci.

Wartość składnika aktywów z tytułu podatku odroczonego podlega analizie na każdy dzień bilansowy, a w przypadku, gdy spodziewane przyszłe zyski podatkowe nie będą wystarczające dla realizacji składnika aktywów lub jego części następuje jego odpis.

Podatek odroczony jest wyliczany przy użyciu stawek podatkowych, które będą obowiązywać w momencie, gdy pozycja aktywów zostanie zrealizowana lub zobowiązanie stanie się wymagalne. Podatek odroczony jest ujmowany w rachunku zysków i strat, poza przypadkiem, gdy dotyczy on pozycji ujętych bezpośrednio w kapitale własnym. W tym ostatnim wypadku podatek odroczony jest również rozliczany bezpośrednio w kapitale własnym.

### **2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych**

W procesie zastosowania przez Grupę polityki rachunkowości opisanej powyżej, Grupa przyjęła założenia dotyczące niepewności i szacunków, które miały najistotniejszy wpływ na wartości zamieszczone w sprawozdaniu finansowym. W związku z tym istnieje ryzyko istotnych zmian w następnych okresach dotyczące głównie następujących obszarów:

#### *Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH Sp. z o.o.*

W I półroczu 2009 roku toczyły się sprawy z powództwa PGNiG S.A. dotyczące uchylecia bądź stwierdzenia nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. dotyczących dopłat do kapitałów tej spółki. Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, sprawy te nie były ostatecznie rozstrzygnięte.

W sprawie z powództwa PGNiG S.A., która została wszczęta przeciw PI GAZOTECH Sp. z o.o. o uchylecie 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 52.000 tysięcy złotych. Sprawa toczy się od 7 marca 2006 roku 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. 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.

Postępowanie w sprawie z powództwa PGNiG S.A. przeciw 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 tysięcy złotych, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie. 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. przeciw 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 tysięcy złotych 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. PGNiG S.A. powiadomiła Sąd Apelacyjny o treści wyroku Sądu Najwyższego z dnia 14 maja 2009 roku, który jest istotny dla niniejszej sprawy.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za I półrocze 2009 rok Jednostka Dominująca pozostawiła w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakładowego w wysokości 82.472 tysięcy złotych oraz utworzony odpis na tą należność w kwocie 82.472 tysięcy złotych a także zaktualizowała rezerwę na potencjalne zobowiązania z tytułu odsetek, zwiększając ją do wysokości 9.201 tysięcy złotych (z 5.459 tysięcy złotych z końca 2008 roku).

#### Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Grupy stanowi majątek kopalniany, infrastruktura przesyłowa oraz magazyny paliwa gazowego. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Grupa skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości, planowanych likwidacji lub sprzedaży. Dla pewnych składników założenia przyjęte w związku z możliwością użytkowania, likwidacji i sprzedaży aktywów mogą ulec zmianie. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w notcie 11.2.

W przypadku majątku kopalnianego istnieje niepewność związana z szacunkami zasobów gazu i ropy naftowej, na podstawie których szacowane są przepływy pieniężne dotyczące tego majątku. Zmiana szacunków zasobów ma bezpośredni wpływ na wielkość odpisów aktualizujących majątek kopalniany. Istotnym elementem niepewności jest też ryzyko zmiany decyzji URE co do poziomu cen na usługi dystrybucji paliwa gazowego. Zmiana tych cen ma istotny wpływ na zmianę przepływów środków pieniężnych w spółkach dystrybucyjnych, co może skutkować koniecznością aktualizacji odpisów aktualizujących wartość majątku dystrybucyjnego.

#### Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W punkcie 2.3. sprawozdania podano stawki amortyzacyjne dla głównych grup środków trwałych. Okresy ekonomicznej użyteczności środków trwałych oparto na ocenie służb technicznych, zajmujących się ich eksploatacją. Szacunkom takim towarzyszy niepewność, co do przyszłych warunków prowadzenia działalności gospodarczej, zmian technologicznych i konkurencji na rynku, które skutkować mogą inną oceną ekonomicznej przydatności składników i pozostałego okresu ich użyteczności, co w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość środków trwałych oraz koszty amortyzacji w przyszłości.

#### Szacowanie sprzedaży gazu

W celu prawidłowego zaliczenia przychodów ze sprzedaży gazu do właściwego okresu sprawozdawczego na dzień bilansowy dokonywane są szacunki gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych.

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a nie zafakturowanego, szacuje się w oparciu o ich dotychczasową charakterystykę odbioru w porównywalnych okresach sprawozdawczych. Istnieje ryzyko, że ostateczne rzeczywiste wielkości sprzedaży paliwa gazowego mogą się różnić od wartości szacowanych. Może to skutkować uznaniem wyniku za dany okres wartością części doszacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

#### Rezerwy na ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na koszty likwidacji odwiertów oraz inne rezerwy na ochronę środowiska opisane w nocie 29. Rezerwa ta jest oparta na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

#### Utrata wartości akcji SGT EUROPOL GAZ S.A

Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ S.A na lata 2006 – 2019, o czym mowa szerzej w nocie 6. Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń dotyczących przyszłych przepływów pieniężnych, przyjętej stopy dyskontowej oraz szacunkowego okresu przepływów pieniężnych, w rezultacie może istotnie wpłynąć na wartość udziałów w przyszłości.

## **2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym**

### **Zmiany prezentacji w rachunku zysków i strat**

Spółka dokonała zmiany w rachunku zysków i strat za I półrocze 2008 roku w celu doprowadzenia danych za okres poprzedni do porównywalności z okresem bieżącym.

W III kwartale 2008 roku Jednostka Dominująca wprowadziła zmianę prezentacji wyceny i rozliczenia transakcji pochodnych zabezpieczających aktywa zagraniczne. Do końca II kwartału 2008 roku wycena i rozliczenia tych transakcji były prezentowane w działalności finansowej a różnice kursowe dotyczące zabezpieczonych aktywów były wykazywane w działalności operacyjnej. W związku z tym, że pozycje zabezpieczające dotyczą aktywów wykorzystywanych w działalności operacyjnej, Jednostka Dominująca prezentuje je obecnie w rachunku zysków i strat w działalności operacyjnej. W związku z tym Jednostka Dominująca dokonała również odpowiednią reklasyfikację w rachunku zysków i strat za I półrocze 2008 roku. Zmiana ta w ocenie Jednostka Dominującej pozwala na lepsze odzwierciedlenie w sprawozdaniu finansowym wyników na działalności operacyjnych i na działalności finansowej Grupy.

W IV kwartale 2008 roku Jednostka Dominująca dodatkowo zmieniła prezentację ujęcia dyskonta dotyczącego rezerw na likwidację środków trwałych. Do końca I półrocza 2008 roku zmiany tej rezerwy w części dotyczącej dyskonta były prezentowane w działalności finansowej w rachunku zysków i strat. Obecnie jest ona prezentowana w działalności operacyjnej łącznie z innymi zmianami dotyczącymi tej rezerwy. W związku z tym Jednostka Dominująca dokonała również odpowiedniej reklasyfikację w rachunku zysków i strat za I półrocze 2008 roku. Wynik przed opodatkowaniem oraz wynik netto nie uległy zmianie.

Zmiany wyniku operacyjnego wynikające z wprowadzenia powyższej korekty zostały przedstawione w poniższej tabeli.

	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Wynik z działalności operacyjnej - przed zmianami</b>	<b>1 210 326</b>
Reklasyfikacja wyceny i rozliczenia instrumentów pochodnych związanych z aktywami zagranicznymi*	88 285
Reklasyfikacja dyskonta dotyczącego rezerw na likwidację środków trwałych*	(6 065)
<b>Wynik z działalności operacyjnej - po zmianach</b>	<b>1 292 546</b>

\* Zmiany te mają wpływ na segment poszukiwanie i wydobywanie.

### Zmiany prezentacji w rachunku przepływów pieniężnych

W związku z zmianą prezentacji w rachunku zysków i strat wyników na transakcjach pochodnych zabezpieczających kurs walutowy przy zakupie gazu z importu Jednostka Dominująca dokonała również odpowiednich zmian w rachunku przepływów środków pieniężnych. Obecnie zrealizowane wartości na transakcjach pochodnych zabezpieczających kurs walutowy przy zakupie gazu z importu oraz zrealizowane transakcje zabezpieczające wartości pożyczek udzielonych spółkom zagranicznym prezentowane są w działalności operacyjnej. W związku z tym z działalności finansowej rachunku przepływów za I półrocze została przeniesiona kwota 37.493 tysięcy złotych (41.662 tysięcy złotych wpływów i 4.169 tysięcy złotych wydatków) do działalności operacyjnej do pozycji „pozostałe pozycje netto”. Zmiana ta spowodowała spadek środków pieniężnych z działalności finansowej i jednoczesny wzrost środków pieniężnych z działalności operacyjnej o kwotę 37.493 tysięcy złotych.

Zmiana stanu środków pieniężnych netto oraz pozostałe pozycje z tytułu powyższych reklasyfikacji nie uległy zmianie.

### Zmiany prezentacji w sprawozdaniu z segmentów działalności

W rachunku wyników segmentów działalności Jednostka Dominująca dokonała przeniesienia przychodów w kwocie 26.228 tysięcy złotych z zewnętrznych przychodów segmentu obrót i magazynowanie do przychodów zewnętrznych segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Są to przychody z usług geofizyczno – geologicznych refakturowane na kooperanta wspólnego przedsięwzięcia. W trakcie przeglądu sprawozdania z działalności segmentów związanego z implementacją MSSF 8 stwierdzono że koszty dotyczące tych usług ujmowane są w segmencie poszukiwanie i wydobywanie. W związku z tym konieczne było przeniesienie ww. kwoty przychodów do segmentu poszukiwanie i wydobywanie w celu zapewnienia poprawnego obrazu sytuacji finansowej segmentów. Jednocześnie z kosztów segmentu obrót i magazynowanie zostały przeniesione koszty nagrody z zysku i zasilenie ZFŚS w części przypadającej na segment poszukiwanie i wydobywanie w wysokości 22.037 tysięcy złotych i w części przypadającej na segment pozostałe w wysokości 277 tysięcy złotych. W wyniku tych reklasyfikacji wynik segmentu poszukiwanie i wydobywanie zwiększył się o 4.191 tysięcy złotych, wynik segmentu pozostałe zmniejszył się o 277 tysięcy złotych a wynik segmentu obrót i magazynowanie zmniejszył się o 3.914 tysięcy złotych.

Ponadto w obrębie segmentu poszukiwanie i wydobywanie została dokonana reklasyfikacja polegająca na przeniesieniu przychodów w kwocie 158.543 tysięcy złotych z pozycji przychodów międzysegmentowych do pozycji pozostałych kosztów. Jednocześnie o tą samą kwotę zmieniły się wartości w kolumnie eliminacji. Zmiana ta nie miała wpływu na wynik segmentu ani pozostałe wyniki w sprawozdaniu, natomiast lepiej odzwierciedla strukturę przychodów i kosztów segmentu poszukiwanie i wydobywanie. Przenoszona kwota przychodów jest przychodem jednostek poszukiwawczych segmentu poszukiwanie ale w jednostkach wydobywczych staje się nakładem dlatego powinna być (i tak obecnie są prezentowane te przychody) zaprezentowana w koszcie wytworzenia świadczeń na własne potrzeby (które pomniejszają wartość kosztów) a nie w przychodach.

## 3. INFORMACJE DOTYCZĄCE SEGMENTÓW DZIAŁALNOŚCI

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty działalności jest podział wg segmentów branżowych. Grupa prowadzi działalność w czterech, następujących segmentach:

a) *Segment poszukiwanie i wydobywanie.* Podstawową działalnością tego segmentu są: pozyskanie węgłowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, poczynając od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż. Działalność poszukiwawczo-wydobywczą prowadzą zarówno PGNiG S.A., POGC Libya BV, PGNiG Norway AS jak i spółki Grupy Kapitałowej świadczące usługi w tym zakresie.

b) *Segment obrotu i magazynowania.* Segment ten prowadzi sprzedaż gazu ziemnego importowanego oraz wydobywanego ze złóż krajowych, a także wykorzystuje podziemne magazyny gazu na potrzeby handlowe. W konsekwencji zakończenia procesu integracji obrotu, sprzedaż gazu ziemnego zajmuje się PGNiG S.A. Segment wykorzystuje na swoje potrzeby trzy podziemne magazyny gazu zlokalizowane w Mogilnie, Wierchowicach i Husowie. Obsługą oraz rozbudową magazynów gazu zajmuje się PGNiG S.A. oraz INVESTGAS S.A. – spółka wchodząca w skład Grupy Kapitałowej. Segment prowadzi sprzedaż gazu wysokometanowego i zaazotowanego wprowadzanego do systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego. Obrót gazem regulowany jest przez Prawo energetyczne, a ceny ustalane są na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

c) *Segment dystrybucji.* Podstawową działalność tego segmentu stanowi przesyłanie gazu ziemnego siecią dystrybucyjną. Dystrybucją gazu ziemnego zajmuje się sześć spółek – Spółki Gazownictwa,

---

które dostarczają gaz do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych. Ponadto spółki prowadzą eksploatację, remonty oraz rozbudowę sieci dystrybucyjnej

d) *Segment pozostała działalność*. Segment ten zajmuje się projektowaniem oraz realizacją obiektów budowlanych, maszyn i urządzeń dla sektora górniczego oraz paliwowo-energetycznego, a także świadczy usługi z zakresu branży hotelarsko-gastronomicznej. Powyższą działalność prowadzą przede wszystkim spółki Grupy Kapitałowej.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o umorzenie i odpisy aktualizujące. Podczas gdy większość aktywów może być bezpośrednio przyporządkowana do poszczególnych segmentów, wartość aktywów użytkowanych przez dwa lub więcej segmentów alokowana jest do poszczególnych segmentów na podstawie stopnia wykorzystania tych aktywów przez odpowiednie segmenty.

Zobowiązania segmentu obejmują wszelkie zobowiązania operacyjne, głównie zobowiązania handlowe, zobowiązania z tytułu wynagrodzeń i podatków, zarówno wymagalne jak i naliczone oraz wszystkie rezerwy na zobowiązania, które można przypisać do danego segmentu.

Zarówno aktywa jak i zobowiązania segmentu nie obejmują podatku odroczonego.

Transakcje wewnętrzne w ramach segmentu zostały wyeliminowane.

Wszystkie transakcje pomiędzy segmentami realizowane są na podstawie wewnętrznie ustalonych cen.

### 3.1. Segmenty branżowe

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów i zysków oraz aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Grupy za okresy zakończone 30 czerwca 2009 roku i 30 czerwca 2008 roku.

<b>Okres zakończony 30 czerwca 2009 roku</b>	<b>Poszukiwanie i wydobywanie</b>	<b>Obrót i magazynowanie</b>	<b>Dystrybucja</b>	<b>Pozostałe</b>	<b>Eliminacje</b>	<b>Razem</b>
<b>Rachunek zysków i strat</b>						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	953 210	9 190 319	26 551	83 508	-	10 253 588
Sprzedaż między segmentami	651 535	107 267	1 509 290	86 375	(2 354 467)	-
<b>Przychody segmentu ogółem</b>	<b>1 604 745</b>	<b>9 297 586</b>	<b>1 535 841</b>	<b>169 883</b>	<b>(2 354 467)</b>	<b>10 253 588</b>
Amortyzacja	(325 540)	(69 144)	(362 739)	(5 066)	-	(762 489)
Pozostałe koszty	(1 087 105)	(10 390 746)	(871 484)	(169 219)	2 348 217	(10 170 337)
<b>Koszty segmentu ogółem</b>	<b>(1 412 645)</b>	<b>(10 459 890)</b>	<b>(1 234 223)</b>	<b>(174 285)</b>	<b>2 348 217</b>	<b>(10 932 826)</b>
<b>Wynik na działalności operacyjnej segmentu</b>	<b>192 100</b>	<b>(1 162 304)</b>	<b>301 618</b>	<b>(4 402)</b>	<b>(6 250)</b>	<b>(679 238)</b>
Koszty finansowe netto						102 577
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		(196)				(196)
<b>Wynik przed opodatkowaniem</b>						<b>(576 857)</b>
Podatek dochodowy						83 850
<b>Wynik netto</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(493 007)</b>
<b>Bilans</b>						
Aktywa segmentu	10 732 542	9 306 352	10 400 811	295 679	(2 726 079)	28 009 305
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 686				556 686
Aktywa nieprzypisane						108 034
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						617 316
<b>Aktywa ogółem</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29 291 341</b>
Kapitał własny ogółem						19 752 412
Zobowiązania segmentu	1 698 183	3 116 400	1 989 499	95 079	(2 726 079)	4 173 082
Zobowiązania nieprzypisane						4 093 944
Rezerwa na podatek odroczonego						1 271 903
<b>Pasywa ogółem</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>29 291 341</b>
<b>Pozostałe informacje dotyczące segmentu</b>						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwale i wartości niematerialne i prawne	(828 534)	(480 826)	(459 037)	(16 443)	-	(1 784 840)
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 641 705)	(2 350 418)	(10 879 501)	(8 441)	-	(15 880 065)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(53 339)

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.  
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku  
 (w tysiącach złotych)

<b>Okres zakończony 30 czerwca 2008 roku</b>	<b>Poszukiwanie i wydobywanie</b>	<b>Obrót i magazynowanie</b>	<b>Dystrybucja</b>	<b>Pozostałe</b>	<b>Eliminacje</b>	<b>Razem</b>
<b>Rachunek zysków i strat</b>						
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 129 323	8 047 312	11 903	71 065	-	9 259 603
Sprzedaż między segmentami	565 958	522 361	1 745 463	75 509	(2 909 291)	-
Przychody segmentu ogółem	1 695 281	8 569 673	1 757 366	146 574	(2 909 291)	9 259 603
Amortyzacja	(307 410)	(70 644)	(338 352)	(5 017)	-	(721 423)
Pozostałe koszty	(758 386)	(8 065 336)	(1 165 254)	(144 163)	2 887 505	(7 245 634)
Koszty segmentu ogółem	(1 065 796)	(8 135 980)	(1 503 606)	(149 180)	2 887 505	(7 967 057)
<b>Wynik na działalności operacyjnej segmentu</b>	<b>629 485</b>	<b>433 693</b>	<b>253 760</b>	<b>(2 606)</b>	<b>(21 786)</b>	<b>1 292 546</b>
Koszty finansowe netto						77 317
Udział w wyniku finansowym jednostek wycenianych metodą praw własności		61				61
<b>Wynik przed opodatkowaniem</b>						<b>1 369 924</b>
Podatek dochodowy						(310 653)
<b>Wynik netto</b>	-	-	-	-	-	<b>1 059 271</b>
<b>Bilans</b>						
Aktywa segmentu	9 614 154	9 989 096	9 825 570	258 918	(1 754 556)	27 933 182
Inwestycje w jednostkach wycenianych metodą praw własności		556 722				556 722
Aktywa nieprzypisane						163 664
Aktywo z tytułu odroczonego podatku						434 299
<b>Aktywa ogółem</b>						<b>29 087 867</b>
Kapitał własny ogółem						20 926 938
Zobowiązania segmentu	2 601 185	3 311 743	2 012 328	82 296	(1 754 556)	6 252 996
Zobowiązania nieprzypisane						476 529
Rezerwa na podatek odroczonego						1 431 404
<b>Pasywa ogółem</b>						<b>29 087 867</b>
<b>Pozostałe informacje dotyczące segmentu</b>						
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne i prawne	(644 101)	(149 442)	(391 642)	(8 302)	-	<b>(1 193 487)</b>
Odpisy aktualizujące aktywa	(2 638 153)	(2 259 716)	(10 904 502)	(3 593)	-	<b>(15 805 964)</b>
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane						(34 424)



**3.2. Segmenty geograficzne**

Grupa prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w I półroczu 2009 roku stanowiły 4,71% (5,26% w I półroczu 2008 roku) ogólnej kwoty przychodów netto ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Sprzedaż krajowa	9 770 973	8 772 703
Gaz wysokometanowy	8 595 417	7 468 092
Gaz zaazotowany	753 763	708 725
Ropa naftowa	168 136	262 257
Hel	5 150	6 349
Gaz propan butan	17 610	22 408
Gazolina	929	2 005
Gaz LNG	10 117	9 552
Usługi geofizyczno - geologiczne	15 343	66 545
Usługi poszukiwawcze	29 922	50 776
Produkcja budowlano-montażowa	43 221	22 745
Usługi projektowe	10 938	9 506
Usługi hotelowe	16 721	16 557
Pozostałe usługi	83 647	102 697
Pozostałe produkty	10 383	15 146
Towary i materiały	9 676	9 343
Sprzedaż eksportowa	482 615	486 900
Gaz wysokometanowy	22 630	13 814
Gaz zaazotowany	-	-
Ropa naftowa	149 442	185 102
Hel	10 563	7 090
Gaz propan butan	-	-
Gazolina	-	-
Gaz LNG	-	-
Usługi geofizyczno - geologiczne	108 619	134 232
Usługi poszukiwawcze	161 147	133 866
Produkcja budowlano-montażowa	15 922	1 565
Usługi projektowe	1 750	-
Usługi hotelowe	-	-
Pozostałe usługi	5 325	3 147
Pozostałe produkty	6 772	7 170
Towary i materiały	445	914
<b>Razem</b>	<b>10 253 588</b>	<b>9 259 603</b>

Grupa sprzedaje głównie do takich krajów jak: Szwajcaria, Indie, Kazachstan, Niemcy, Pakistan, Egipt, Tajlandia, Słowenia, Uganda, Libia, Ukraina, Belgia, Czechy, Węgry, Słowacja, Rosja, Norwegia, Dania.

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Grupy w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku stanowiła 9,97% (7,51% na dzień 31 grudnia 2008 roku) ogólnej kwoty aktywów.

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Wartość aktywów trwałych inne niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	19 457 614	19 189 034
Wartość aktywów trwałych inne niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą*	2 155 099	1 557 895
<b>Razem</b>	<b>21 612 713</b>	<b>20 746 929</b>

\*Z tego kwota 1.864.219 tysięcy złotych na dzień 30 czerwca 2009 roku dotyczyło PGNiG Norway AS (1.260.534 - na koniec 2008 roku)

Działalność spółek Grupy na terenie Polski nie wykazuje istotnego regionalnego zróżnicowania w zakresie ryzyka i poziomu zwrotu z poniesionych nakładów inwestycyjnych. W związku z powyższym Grupa prezentuje jedynie dane w podziale na segmenty branżowe.

#### 4. KOSZTY OPERACYJNE

##### 4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Zakup gazu	(7 310 017)	(4 599 727)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(300 181)	(294 060)
<b>Razem</b>	<b>(7 610 198)</b>	<b>(4 893 787)</b>

##### 4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Wynagrodzenia	(889 813)	(750 932)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(338 662)	(285 474)
<b>Razem</b>	<b>(1 228 475)</b>	<b>(1 036 406)</b>

##### 4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Zakup usług przesyłowych	(679 430)	(724 373)
Pozostałe usługi obce	(668 718)	(614 525)
<b>Razem</b>	<b>(1 348 148)</b>	<b>(1 338 898)</b>

##### 4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Zmiana stanu odpisów netto	(284 582)	(32 702)
Zmiana stanu rezerw netto	18 227	4 785
Podatki i opłaty	(354 219)	(374 143)
Odsetki netto dotyczące działalności operacyjnej	50 272	90 240
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	290 149	(116 620)
Wynik na instrumentach pochodnych dotyczących działalności operacyjnej	(231 567)	27 524
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(10 465)	(10 038)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w bilansie przychodów przyszłych okresów	37 390	42 534
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	(4 530)	(11 247)
Ubezpieczenia majątkowe	(16 332)	(13 576)
Delegacje krajowe i zagraniczne	(26 799)	(22 783)
Zmiana stanu zapasów	148 505	144 546
Pozostałe koszty netto	40 868	(12 973)
<b>Razem</b>	<b>(343 083)</b>	<b>(284 453)</b>

**5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE**

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Przychody finansowe</b>	<b>169 951</b>	<b>110 910</b>
Zysk z instrumentów pochodnych	-	-
Przychody z tytułu odsetek	23 596	39 099
Dodatnie różnice kursowe	2 458	-
Aktualizacja wartości inwestycji	133 412	33 454
Zysk ze zbycia inwestycji	5 607	33 167
Dywidendy i udziały w zyskach	4 025	4 757
Pozostałe przychody finansowe	853	433
<b>Koszty finansowe</b>	<b>(67 374)</b>	<b>(33 593)</b>
Strata z instrumentów pochodnych	-	-
Koszty z tytułu odsetek	(23 517)	(11 303)
Ujemne różnice kursowe	-	(16 896)
Aktualizacja wartości inwestycji	(38 748)	(2 184)
Strata ze zbycia inwestycji	-	-
Prowizje od kredytów	(736)	(1 117)
Koszt udzielonych gwarancji	(3 647)	-
Pozostałe koszty finansowe	(726)	(2 093)
<b>Wynik na działalności finansowej</b>	<b>102 577</b>	<b>77 317</b>

**6. WYCENA JEDNOSTEK STOWARZYSZONYCH METODĄ PRAW WŁASNOŚCI****6.1. Wartości bilansowa udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.**

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
<b>SGT EUROPOL GAZ S.A.</b>		
Udział Grupy PGNiG S.A. w kapitale spółki*	49,74%	49,74%
Podstawowa działalność	Przesył paliwa gazowego	Przesył paliwa gazowego
Wycena udziałów metodą praw własności	1 588 297	1 389 089
Cena nabycia	38 400	38 400
Udział w zmianie kapitałów	1 626 697	1 427 489
Odpis z tytułu utraty wartości	(1 087 997)	(888 789)
<b>Wartość bilansowa inwestycji</b>	<b>538 700</b>	<b>538 700</b>
<b>GAS-TRADING S.A.</b>		
Udział Grupy PGNiG S.A. w kapitale spółki	43,41%	43,41%
Podstawowa działalność	Handel	Handel
Wycena udziałów metodą praw własności	16 695	16 891
Cena nabycia	1 291	1 291
Udział w zmianie kapitałów	17 986	18 182
Odpis z tytułu utraty wartości	-	-
<b>Wartość bilansowa inwestycji</b>	<b>17 986</b>	<b>18 182</b>
<b>Razem wartość bilansowa inwestycji</b>	<b>556 686</b>	<b>556 882</b>

\* W tym 48% to udział bezpośredni a 1,74% udział pośredni poprzez spółkę GAS - TRADING S.A.

## 6.2. Uzgodnienie wartości udziałów w jednostkach stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Wartość bilansowa inwestycji na początek okresu</b>	556 882	557 529
Wypłacona dywidenda przez <b>GAS-TRADING S.A.</b>	-	(868)
<b>Wycena odniesiona w wynik finansowy, w tym:</b>	<b>(196)</b>	<b>61</b>
Wycena <b>SGT EUROPOL GAZ S.A.</b>	-	-
Wycena <b>GAS-TRADING S.A.</b>	(196)	61
<b>Wartość bilansowa inwestycji na koniec okresu</b>	<b>556 686</b>	<b>556 722</b>

Jednostka Dominująca dokonała szacunku udziału w kapitałach własnych SGT EUROPOL GAZ S.A. opierając się na wartości tych kapitałów wynikającej ze sprawozdania finansowego SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 30 czerwca 2009 roku sporządzonego zgodnie z Ustawą o rachunkowości, skorygowanego o różnice stosowanych w Grupie zasad rachunkowości oraz wyniki na transakcjach wewnątrz Grupy. Różnice zasad rachunkowości dotyczyły ujęcia (do końca 2008 roku) kosztów odsetek w wartości netto środków trwałych. Grupa do końca 2008 roku stosowała podejście wzorcowe ujmowania kosztów finansowania (MSR 23), w którym wartość początkowa środków trwałych nie obejmowała kosztów finansowania. W związku z tym, że obecnie Grupa (od początku 2009 roku) aktywuje koszty finansowe w wartości środków trwałych, korekta dotyczy kontynuacji eliminacji tych kosztów z lat poprzednich. Następnie Jednostka Dominująca przeprowadziła analizę pod kątem utraty wartości wycenianych akcji SGT EUROPOL GAZ S.A. stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych, opierając wyliczenia na danych zawartych w planie finansowym SGT EUROPOL GAZ S.A. na lata 2006 – 2019. Zdyskontowane przepływy obejmują wszystkie przepływy gotówkowe generowane przez SGT EUROPOL GAZ S.A., w tym również przepływy związane z obsługą oprocentowanych obcych źródeł finansowania (koszty odsetkowe oraz spłatę kapitału kredytów i pożyczek). Na dzień 30 czerwca 2009 roku, używając metody praw własności, Jednostka Dominująca wyliczyła wartość udziału w kapitale własnym spółki współzależnej w wysokości 1.626.697 tysięcy złotych.

Wyniki przeprowadzonych testów na utratę wartości wykazują znaczne różnice w zależności od przyjętych założeń.

Założenia przyjęte do wyceny wartości akcji zawierają, z przyczyn od Spółki niezależnych, duży element niepewności wynikający przede wszystkim z dużych zmian kursów walut obcych oraz polityki taryfowej.

Biorąc pod uwagę powyższe, Jednostka Dominująca stosując metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych wyceniła wartość bilansową spółki SGT EUROPOL GAZ S.A. na dzień 30 czerwca 2009 roku na 538.700 tysięcy złotych. Wycena ta nie uległa zmianie w stosunku do wyceny na dzień 31 grudnia 2008 roku.

## 7. PODATEK DOCHODOWY

Grupa Kapitałowa nie stanowi grupy podatkowej według polskich przepisów. Każdy z podmiotów wchodzących w jej skład jest oddzielnym podatnikiem.

### 7.1. Podatek dochodowy wykazywany w rachunku zysków i strat

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Wynik przed opodatkowaniem	(576 857)	1 369 924
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	109 603	(260 286)
Różnice trwałe pomiędzy wynikiem przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	(25 753)	(50 367)
<b>Obciążenie podatkowe wykazane w skonsolidowanym rachunku zysków i strat</b>	<b>83 850</b>	<b>(310 653)</b>
Bieżący podatek dochodowy	7.2. (92 169)	(422 847)
Odroczony podatek dochodowy	7.3. 176 019	112 194
Efektywna stopa podatkowa	15%	23%

Niska wartość efektywnej stawki podatkowej w I półroczu 2009 wynika głównie z braku możliwości skompensowania zysków (Grupa Kapitałowa nie stanowi grupy podatkowej) części spółek za I półrocze 2009 roku (głównie spółki gazownictwa i geofizyczno-poszukiwawcze) ze stratami

pozostałych spółek (głównie PGNiG S.A.) przy wyliczaniu podatku bieżącego. Z kolei w I półroczu 2008 roku zwiększone przychody podatkowe dotyczące aportów, były głównym powodem nieznacznego wzrostu efektywnej stawki podatkowej ponad obowiązującą stawkę podatkową.

## 7.2. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Wynik przed opodatkowaniem (skonsolidowany)	(576 857)	1 369 924
Korekty konsolidacyjne	226 820	31 004
Różnice pomiędzy wynikiem przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	528 948	751 177
Przychody podatkowe nie zaliczane do księgowych	166 639	1 096 557
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, nie zaliczane do kosztów księgowych	(1 237 887)	(615 664)
Przychody nie zaliczane do dochodu do opodatkowania	212 193	352 910
Koszty nie uznawane za koszty uzyskania przychodu	(1 810 217)	(623 267)
Odliczenia od dochodu	2 172	(73)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	178 911	2 152 105
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy	(33 993)	(408 900)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(58 176)	(13 947)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(92 169)	(422 847)
<b>Bieżący podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat</b>	<b>(92 169)</b>	<b>(422 847)</b>

## 7.3. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu ujemnych różnic przejściowych*</b>	<b>98 796</b>	<b>14 957</b>
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	11 032	(3 967)
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	(1 704)	(1 204)
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	41 400	1 269
Ujemne różnice kursowe	(25 618)	19 766
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	42 608	-
Strata podatkowa bieżącego okresu	28 513	-
Pozostałe	2 565	(907)
<b>Powstanie i odwrócenie się podatku odroczonego z tytułu dodatnich różnic przejściowych</b>	<b>77 223</b>	<b>97 237</b>
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	34 803	95 669
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	26 869	(11 439)
Dodatnie różnice kursowe od kredytów i lokat	3 147	308
Naliczone odsetki	3 341	(855)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	8 773	12 134
Pozostałe	290	1 420
<b>Odroczony podatek dochodowy wykazany w skonsolidowanym rachunku zysków i strat</b>	<b>176 019</b>	<b>112 194</b>

\* Bez zmiany podatku odroczonego ujmowanej bezpośrednio w kapitałach (6.863) tysięcy złotych (2.926 tysięcy złotych w I półroczu 2008 roku), dotyczących wyceny instrumentów finansowych i różnic z przeliczenia podatku odroczonego spółek zagranicznych 13.631 tysięcy złotych (1.680 tysięcy złotych w I półroczu 2008 roku).

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2009 roku do 30 czerwca 2009 roku.

W I półroczu 2009 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. w I półroczu 2008 roku stawka ta wynosiła również 19%.

Przepisy dotyczące podatku od towarów i usług, podatku dochodowego od osób prawnych, fizycznych, czy składek na ubezpieczenia społeczne podlegają częstym zmianom, wskutek czego niejednokrotnie brak jest odniesienia do utrwalonych regulacji bądź precedensów prawnych. Obowiązujące przepisy zawierają również niejasności, które powodują różnice w opiniach, co do interpretacji prawnej przepisów podatkowych zarówno między organami państwowymi, jak i między organami państwowymi i przedsiębiorstwami. Rozliczenia podatkowe oraz inne (na przykład celne czy dewizowe) mogą być przedmiotem kontroli organów, które uprawnione są do nakładania wysokich kar, a ustalone w wyniku kontroli dodatkowe kwoty zobowiązań muszą zostać wpłacone wraz z wysokimi odsetkami. Zjawiska te powodują, że ryzyko podatkowe w Polsce jest wyższe niż istniejące zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. W Polsce nie istnieją formalne procedury dotyczące uzgadniania ostatecznego poziomu wymiaru podatku. Rozliczenia podatkowe mogą zostać poddane kontroli przez okres pięciu lat. W efekcie kwoty wykazane w sprawozdaniu finansowym mogą ulec zmianie w późniejszym terminie po ostatecznym ustaleniu ich wysokości przez organa skarbowe.

Spółki zależne zagraniczne oraz oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej oraz polskich spółek zależnych podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikający z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych spółek zależnych, w I półroczu 2009 i w I półroczu 2008 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 30 do 37 % podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne Jednostki Dominującej w I półroczu 2009 i w I półroczu 2008 roku nie płaciły podatku dochodowego.

W przypadku spółki zależnej PGNiG Norway AS marginalna stopa podatkowa wynosi 78% podstawy opodatkowania. Wynika to z tego, że działalność PGNiG Norway AS na szelfie kontynentalnym podlega opodatkowaniu w ramach dwóch równoległych systemów podatkowych:

- System podatku dochodowego (stawka podatku 28%);
- System podatku naftowego (dodatkowa stawka podatku 50%).

Tak wysoka stopa podatkowa jest jednak związana z szeregiem ulg inwestycyjnych i dodatkowych odliczeń, takich jak:

- Możliwość zastosowania wysokiej amortyzacji (roczna stawka amortyzacji wynosi 16,67 % ) i rozpoczęcia okresu amortyzacji natychmiast po poniesieniu nakładów inwestycyjnych. W pierwszym roku, spółce przysługuje prawo do pełnej rocznej amortyzacji, niezależnie od daty poniesienia wydatku,
- Możliwość zastosowania w ramach reżimu podatku naftowego ulgi inwestycyjnej w wysokości 7,5% rocznie przez okres czterech lat. Ulga dotyczy nakładów inwestycyjnych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NSK) (z wyjątkiem kosztów poszukiwań) i wynosi 30% wydatków, które podlegają amortyzacji (7,5% razy 4 lata). Ulga ta jest odejmowana wyłącznie od podstawy opodatkowania podatkiem naftowym (stawka 50%) i nie dotyczy normalnego podatku dochodowego. Ma on stanowić zachętę do dalszych inwestycji na NSK. Jeżeli wartość ulgi przekracza wysokość dochodu w danym roku, może być odejmowany w kolejnych latach,
- Możliwość natychmiastowego odjęcia od przychodów całości wydatków na poszukiwania złoża. W sytuacji, gdy spółka nie uzyskuje dochodu, od którego może odliczyć koszty poszukiwań (jak obecnie PGNiG Norway AS), przysługuje jej prawo do natychmiastowego zwrotu 78% kosztów poszukiwań. Zwrot ma formę pieniężną, a przelew na konto spółki jest realizowany do końca kolejnego roku po roku objętym zeznaniem podatkowym.
- Koszty finansowe mogą być odliczane w obu systemach podatkowych.

W związku z powyższym spółka PGNiG Norway AS już w 2008 roku zaczęła amortyzować dokonane nakłady inwestycyjne oraz stosować opisaną ulgę inwestycyjną, ujmując je na razie jako podatek odroczony (w wysokości ujętej w pozycji „Ulgę inwestycyjne (Norwegia)” w tabeli 7.3.). W chwili uzyskania przychodów (tj. po 2011 roku) kwoty te zostaną odjęte od podstawy podatku bieżącego.

Istotne dla GK PGNiG jest też to, że norweski system podatkowy pozwala rozliczać straty bez ograniczeń czasowych, a dodatkowo straty poniesione po 2002 roku są oprocentowane. Stopa oprocentowania takich strat jest kalkulowana jako stopa wolna od ryzyka powiększona o marżę po uwzględnieniu podatku dochodowego (28%). Innymi słowy wszystkie straty poniesione przez PGNiG Norway AS w okresie 2007-2011 powiększone o oprocentowanie obniżą wysokość podatku bieżącego, płaconego po uruchomieniu produkcji ze złoża Skarv.

Salda podatku odroczonego prezentowane w sprawozdaniu finansowym są pomniejszone o korektę wyceny dla różnic przejściowych, których realizacja dla celów podatkowych nie jest w 100% uprawdopodobniona.

## 8. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W I półroczu 2009 roku Grupa nie zaniechała żadnej działalności. Grupa nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

## 9. ZYSK\STRATA PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk\strata podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie wyniku netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Jednostki Dominującej przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk\strata rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie wyniku netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy (po potrąceniu odsetek od umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe) przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu okresu sprawozdawczego (skorygowaną o wpływ opcji rozwadniających oraz rozwadniających umarzalnych akcji uprzywilejowanych zamiennych na akcje zwykłe).

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Zysk\strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej	(493 448)	1 059 601
Zysk\strata netto przypadający na akcjonariuszy jednostki dominującej zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję	(493 448)	1 059 601
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk\strata podstawowy za okres obrotowy na jedna akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	(0,08)	0,18
Zysk\strata rozwodniony za okres obrotowy na jedna akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy jednostki dominującej	(0,08)	0,18

Średnia ważona liczba akcji została obliczona w sposób zaprezentowany w poniższej tabeli:

Data początku	Data końca	Liczba akcji zwykłych na rynku (w tys. szt.)	Liczba dni	Średnia ważona liczba akcji (w tys. szt.)
<b>30 czerwca 2009</b>				
2009-01-01	2009-06-30	5 900 000	181	5 900 000
<b>Razem</b>			<b>181</b>	<b>5 900 000</b>
<b>30 czerwca 2008</b>				
2008-01-01	2008-06-30	5 900 000	182	5 900 000
<b>Razem</b>			<b>182</b>	<b>5 900 000</b>

## 10. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

Dywidendy zadeklarowane i wypłacone w okresie	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Wypłacona dywidenda na jedną akcję w złotych	0,09	0,19
Liczba akcji (tysiące sztuk)	5 900 000	5 900 000
Wartość wypłaconej dywidendy w tysiącach złotych, w tym:	531 000	1 121 000
- dywidenda wypłacona w formie rzeczowej do Skarbu Państwa*	382 500	949 994
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej do Skarbu Państwa*	-	6
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy	148 500	171 000

\*Ostateczny podział dywidendy za 2008 rok na dywidendę rzeczową i pieniężną może ulec niewielkiej zmianie, w przypadku gdy składniki rzeczowe nie wyczerpią kwoty 382.500 tysięcy złotych.

Dzień dywidendy za 2008 rok został ustalony na 26 sierpnia 2009 roku a wypłaty na 2 października 2009 roku. Dywidenda za 2007 rok została wypłacona 1 października 2008 roku.

## 11. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Grunty	83 076	82 372
Budynki i budowle	13 324 140	13 557 215
Urządzenia techniczne i maszyny	2 233 834	2 322 574
Środki transportu i pozostałe	908 649	903 316
<b>Razem środki trwałe</b>	<b>16 549 699</b>	<b>16 865 477</b>
Środki trwałe w budowie	4 895 355	3 721 550
<b>Razem rzeczowe aktywa trwałe</b>	<b>21 445 054</b>	<b>20 587 027</b>

### ŚRODKI TRWAŁE

#### 30 czerwca 2009

Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia

Zwiększenie stanu

Zmniejszenie stanu

Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami

Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

Amortyzacja za rok obrotowy

**Na dzień 30 czerwca 2009 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji**

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia	82 372	13 557 215	2 322 574	903 316	<b>16 865 477</b>
Zwiększenie stanu	-	126 543	697	21 326	<b>148 566</b>
Zmniejszenie stanu	(491)	(83 201)	(16 730)	(16 579)	<b>(117 001)</b>
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 620	288 912	119 562	74 155	<b>484 249</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	64	(76 485)	(15 442)	8 082	<b>(83 781)</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	(489)	(488 844)	(176 827)	(81 651)	<b>(747 811)</b>
<b>Na dzień 30 czerwca 2009 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji</b>	<b>83 076</b>	<b>13 324 140</b>	<b>2 233 834</b>	<b>908 649</b>	<b>16 549 699</b>

Na dzień 1 stycznia 2009 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

**Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku**

Na dzień 1 stycznia 2009 roku	91 488	29 962 452	4 320 545	1 764 607	<b>36 139 092</b>
Wartość brutto	91 488	29 962 452	4 320 545	1 764 607	<b>36 139 092</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(9 116)	(16 405 237)	(1 997 971)	(861 291)	<b>(19 273 615)</b>
<b>Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku</b>	<b>82 372</b>	<b>13 557 215</b>	<b>2 322 574</b>	<b>903 316</b>	<b>16 865 477</b>

Na dzień 30 czerwca 2009 roku

Wartość brutto

Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości

**Wartość bilansowa netto na dzień 30 czerwca 2009 roku**

Na dzień 30 czerwca 2009 roku	92 616	30 281 629	4 404 466	1 826 913	<b>36 605 624</b>
Wartość brutto	92 616	30 281 629	4 404 466	1 826 913	<b>36 605 624</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(9 540)	(16 957 489)	(2 170 632)	(918 264)	<b>(20 055 925)</b>
<b>Wartość bilansowa netto na dzień 30 czerwca 2009 roku</b>	<b>83 076</b>	<b>13 324 140</b>	<b>2 233 834</b>	<b>908 649</b>	<b>16 549 699</b>



<b>31 grudnia 2008</b>	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia	83 570	12 542 252	2 129 116	860 554	<b>15 615 492</b>
Zwiększenie stanu	1 988	1 129 077	66 973	14 463	<b>1 212 501</b>
Zmniejszenie stanu	(3 621)	(284 105)	(17 483)	(20 799)	<b>(326 008)</b>
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 392	1 049 653	456 035	186 539	<b>1 693 619</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	20	28 186	29 866	10 598	<b>68 670</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	(977)	(907 848)	(341 933)	(148 039)	<b>(1 398 797)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji</b>	<b>82 372</b>	<b>13 557 215</b>	<b>2 322 574</b>	<b>903 316</b>	<b>16 865 477</b>
Na dzień 1 stycznia 2008 roku					
Wartość brutto	91 877	28 486 648	3 857 286	1 609 789	<b>34 045 600</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(8 307)	(15 944 396)	(1 728 170)	(749 235)	<b>(18 430 108)</b>
<b>Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku</b>	<b>83 570</b>	<b>12 542 252</b>	<b>2 129 116</b>	<b>860 554</b>	<b>15 615 492</b>
Na dzień 31 grudnia 2008 roku					
Wartość brutto	91 488	29 962 452	4 320 545	1 764 607	<b>36 139 092</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(9 116)	(16 405 237)	(1 997 971)	(861 291)	<b>(19 273 615)</b>
<b>Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku</b>	<b>82 372</b>	<b>13 557 215</b>	<b>2 322 574</b>	<b>903 316</b>	<b>16 865 477</b>

### 11.1. Rzeczowe aktywa trwale użytkowane na podstawie leasingu finansowego

Grupa Kapitałowa jako leasingobiorca używa na podstawie umowy leasingu finansowego następujące rzeczowe aktywa trwale.

	30 czerwca 2009				31 grudnia 2008			
	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość bilansowa netto	Wartość początkowa aktywowanego leasingu finansowego	Umorzenie	Odpis aktualizujący	Wartość bilansowa netto
Budynki i budowle	27 685	(5 609)	-	22 076	-	-	-	-
Urządzenia techniczne i maszyny	76 116	(27 830)	-	48 286	98 010	(28 619)	-	69 391
Środki transportu i pozostałe	24 291	(5 263)	(677)	18 351	19 302	(3 310)	(490)	15 502
	<b>128 092</b>	<b>(38 702)</b>	<b>(677)</b>	<b>88 713</b>	<b>117 312</b>		<b>(490)</b>	<b>84 893</b>

## 11.2. Odpisy aktualizujące rzeczowe aktywa trwałe

	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem środki trwałe	Środki trwałe w budowie	Razem rzeczowe aktywa trwałe
<b>Na dzień 1 stycznia 2009 roku</b>	4 380	12 353 217	597 358	257 391	<b>13 212 346</b>	395 291	<b>13 607 637</b>
Zwiększenie stanu	210	95 701	21 943	862	<b>118 716</b>	47 770	<b>166 486</b>
Zmniejszenie stanu	(274)	(19 216)	(6 501)	(8 944)	<b>(34 935)</b>	(7)	<b>(34 942)</b>
<b>Na dzień 30 czerwca 2009 roku</b>	<b>4 316</b>	<b>12 429 702</b>	<b>612 800</b>	<b>249 309</b>	<b>13 296 127</b>	<b>443 054</b>	<b>13 739 181</b>
<b>Na dzień 1 stycznia 2008 roku</b>	4 400	12 381 403	627 224	267 989	<b>13 281 016</b>	379 105	<b>13 660 121</b>
Zwiększenie stanu	886	303 260	52 778	3 363	<b>360 287</b>	81 420	<b>441 707</b>
Zmniejszenie stanu	(906)	(331 446)	(82 644)	(13 961)	<b>(428 957)</b>	(65 234)	<b>(494 191)</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2008 roku</b>	<b>4 380</b>	<b>12 353 217</b>	<b>597 358</b>	<b>257 391</b>	<b>13 212 346</b>	<b>395 291</b>	<b>13 607 637</b>

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 13.212.346 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 1.969.164 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 10.444.209 tysięcy złotych,
- pozostały 798.973 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 118.716 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 288.398 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę 34.935 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej - 126.148 tysięcy złotych).

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 13.296.127 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 2.131.414 tysięcy złotych,
- majątek dystrybucyjny 10.422.042 tysięcy złotych,
- pozostały 742.671 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec I półrocza 2009 roku, 409.476 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2008 roku odpis ten wynosił 361.362 tysięcy złotych).

## 12. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia	8 181	10 578
Zwiększenie stanu	-	1 759
Zmniejszenie stanu	(77)	(4 357)
Przeniesienia z/do rzeczowych aktywów trwałych	25	160
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	16	575
Amortyzacja za rok obrotowy	(271)	(534)
<b>Na koniec okresu, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji</b>	<b>7 874</b>	<b>8 181</b>
Na początek okresu		
Wartość brutto	11 334	14 398
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 153)	(3 820)
<b>Wartość bilansowa netto</b>	<b>8 181</b>	<b>10 578</b>
Na koniec okresu		
Wartość brutto	11 296	11 334
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(3 422)	(3 153)
<b>Wartość bilansowa netto</b>	<b>7 874</b>	<b>8 181</b>

Składnikami inwestycji w nieruchomości Grupy są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe a także grunty. Wartość bilansowa budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 4.089 tysięcy złotych (4.201 tysięcy złotych na koniec 2008 roku), natomiast wartość bilansowa budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 3.558 tysięcy złotych (3.755 tysięcy złotych na koniec 2008 roku). Wartość gruntów oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów wynosiła 227 tysięcy złotych na koniec bieżącego okresu (225 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

Grupa w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 1.634 tysięcy złotych (1.406 tysiące złotych w I półroczu 2008 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1.214 tysięcy złotych (1.274 tysięcy złotych w I półroczu 2008 roku).

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w bilansie, Grupa nie dokonuje wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwych.

### 13. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

<b>30 czerwca 2009</b>	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Inne wartości niematerialne i prawne	<b>Razem</b>
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia	1 459	-	51 134	99 128	<b>151 721</b>
Zwiększenie stanu	-	-	(3 707)	7 700	<b>3 993</b>
Zmniejszenie stanu	-	-	(1 156)	(1 331)	<b>(2 487)</b>
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	480	-	1 096	20 305	<b>21 881</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(916)	-	<b>(916)</b>
Amortyzacja za rok obrotowy	(157)	-	(298)	(13 952)	<b>(14 407)</b>
<b>Na dzień 30 czerwca 2009 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji</b>	<b>1 782</b>	<b>-</b>	<b>46 153</b>	<b>111 850</b>	<b>159 785</b>
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	2 693	-	66 394	214 396	<b>283 483</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 234)	-	(15 260)	(115 268)	<b>(131 762)</b>
<b>Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku</b>	<b>1 459</b>	<b>-</b>	<b>51 134</b>	<b>99 128</b>	<b>151 721</b>
Na dzień 30 czerwca 2009 roku					
Wartość brutto	3 163	-	64 789	240 705	<b>308 657</b>
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 381)	-	(18 636)	(128 855)	<b>(148 872)</b>
<b>Wartość bilansowa netto na dzień 30 czerwca 2009 roku</b>	<b>1 782</b>	<b>-</b>	<b>46 153</b>	<b>111 850</b>	<b>159 785</b>

**31 grudnia 2008**

Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia  
 Zwiększenie stanu  
 Zmniejszenie stanu  
 Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami  
 Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości  
 Amortyzacja za rok obrotowy  
**Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem skumulowanej amortyzacji**

Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
1 132	-	13 691	69 813	<b>84 636</b>
-	-	18 730	5 414	<b>24 144</b>
-	-	(15 638)	(6 857)	<b>(22 495)</b>
548	-	34 695	55 701	<b>90 944</b>
-	-	105	-	<b>105</b>
(221)	-	(449)	(24 943)	<b>(25 613)</b>
<b>1 459</b>	<b>-</b>	<b>51 134</b>	<b>99 128</b>	<b>151 721</b>

Na dzień 1 stycznia 2008 roku  
 Wartość brutto  
 Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości  
**Wartość bilansowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku**

2 145	-	25 555	164 250	<b>191 950</b>
(1 013)	-	(11 864)	(94 437)	<b>(107 314)</b>
<b>1 132</b>	<b>-</b>	<b>13 691</b>	<b>69 813</b>	<b>84 636</b>

Na dzień 31 grudnia 2008 roku  
 Wartość brutto  
 Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości  
**Wartość bilansowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku**

2 693	-	66 394	214 396	<b>283 483</b>
(1 234)	-	(15 260)	(115 268)	<b>(131 762)</b>
<b>1 459</b>	<b>-</b>	<b>51 134</b>	<b>99 128</b>	<b>151 721</b>

**13.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne i prawne**

**Na dzień 1 stycznia 2009 roku**  
 Zwiększenie stanu  
 Zmniejszenie stanu  
**Na dzień 30 czerwca 2009 roku**

Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów	Inne wartości niematerialne i prawne	Razem
-	-	339	7 588	<b>7 927</b>
-	-	916	-	<b>916</b>
-	-	-	-	<b>-</b>
<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 255</b>	<b>7 588</b>	<b>8 843</b>

**Na dzień 1 stycznia 2008 roku**  
 Zwiększenie stanu  
 Zmniejszenie stanu  
**Na dzień 31 grudnia 2008 roku**

-	-	444	7 588	<b>8 032</b>
-	-	15	-	<b>15</b>
-	-	(120)	-	<b>(120)</b>
<b>-</b>	<b>-</b>	<b>339</b>	<b>7 588</b>	<b>7 927</b>

#### 14. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY - DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	24 671	11 004
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 000	78 000
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	56 365	56 316
<b>Razem brutto</b>	<b>159 036</b>	<b>145 320</b>
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	21 652	8 153
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)**	63 800	27 680
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	7 102	7 102
<b>Razem netto</b>	<b>92 554</b>	<b>42 935</b>

\* Pomniejszone o odpis aktualizujący.

\*\* Akcje Zakładów Azotowych w Tarnowie.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” zostały zaprezentowane aktywa finansowe przeznaczone do sprzedaży, jednakże nie spełniające warunków do zakwalifikowania ich do aktywów finansowych krótkoterminowych lub aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży ze względu na fakt, że nie jest znany termin ich ewentualnego zbycia.

W pozycji „Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży” zaprezentowano akcje Zakładów Azotowych Mościce S.A. w Tarnowie (ZAT). Ujemna wycena akcji ZAT została ujęta w kapitale z aktualizacji wyceny. Grupa ujęła spadek wartości akcji jako przeszacowanie, a nie utratę wartości ze względu na krótki okres posiadania akcji (od czerwca 2008 roku). Inwestycję w tę jednostkę, Grupa traktuje jako inwestycję długoterminową, dla której istnieje aktywny rynek, w związku z tym zmiany wartości inwestycji, wynikające ze zmiany jej bieżącej wartości rynkowej, odnoszone są bezpośrednio w kapitały Grupy do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

#### 15. INNE AKTYWA FINANSOWE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 15.1.)	651 284	674 484
Należności z tytułu koncesji i użytkowania górniczego	1 435	1 435
Lokaty długoterminowe	211	251
Należności z tytułu gwarancji i zabezpieczeń	62	62
Pozostałe	924	444
<b>Razem brutto</b>	<b>653 916</b>	<b>676 676</b>
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(48)	(42)
<b>Razem netto</b>	<b>653 868</b>	<b>676 634</b>

##### 15.1. Leasing finansowy

Umowa leasingu z dnia 6 lipca 2005 roku zawarta pomiędzy PGNiG S.A. i OGP Gaz - System Sp. z o.o. (obecnie OGP Gaz - System S.A.) stanowi element "Programu restrukturyzacji i prywatyzacji PGNiG S.A." przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 5 października 2004 roku. Rozdzielenie działalności przesyłowej od działalności produkcyjno - handlowej nastąpiło poprzez oddanie majątku przesyłowego do używania Gaz-System S.A. Przedmiot leasingu stanowią nieruchomości, rzeczy ruchome i prawa majątkowe. Umowa została zawarta na okres 17 lat.

Suma opłat pomniejszonych o dyskonto, ustalona w dniu zawarcia umowy i przypadająca do zapłaty w okresie jej obowiązywania, przekracza 90% wartości rynkowej przedmiotu umowy na ten dzień. W związku z tym leasing ten ujmowany jest jako leasing finansowy zgodnie z MSR 17. Opłata leasingowa zawiera część kapitałową i odsetkową. Część odsetkowa ustalana jest w oparciu o stawki WIBOR 3M w miesiącu poprzedzającym miesiąc, którego dotyczy naliczana rata leasingowa, powiększona o marżę.

Wpływy związane z umową leasingu systemu przesyłowego:

	30 czerwca 2009	30 czerwca 2008
Rata odsetkowa	25 601	69 672
Rata kapitałowa	23 201	52 599
<b>Razem</b>	<b>48 802</b>	<b>122 271</b>

W poniższej tabeli został przedstawiony podział należności z tytułu leasingu finansowego, według okresów spłaty:

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
- poniżej 1 roku	51 543	52 385
- powyżej 1 roku do 5 lat	185 604	185 603
- powyżej 5 lat	465 680	488 881
<b>Razem</b>	<b>702 827</b>	<b>726 869</b>
- należności krótkoterminowe	51 543	52 385
- należności długoterminowe	651 284	674 484

## 16. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZONEGO

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów emerytalnych	5 816	7 775
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw i nagród jubileuszowych	64 844	60 723
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	2 156	6 546
Rezerwa na likwidację odwiertów	101 139	95 531
Pozostałe rezerwy	41 968	38 384
Odpisy aktualizujące środki trwałe	81 981	74 265
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	9 635	9 594
Odpisy aktualizujące na odsetki od należności	3 719	53
Wycena negatywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	44 820	3 421
Ujemne różnice kursowe	228	25 870
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	97	224
Opłata przyłączeniowa	70 277	66 180
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	5 747	19 424
Strata podatkowa bieżącego okresu	28 513	-
Hiperinflacyjne przeszacowanie RMP	10 274	10 788
Ulgi inwestycyjne (Norwegia)	117 576	65 418
Pozostałe	28 526	30 671
<b>Razem</b>	<b>617 316</b>	<b>514 867</b>

## 17. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Udostępnienie informacji geologicznej	26 891	28 244
Opłaty za ustanowienie użytkownika górniczego	5 602	3 618
Opłata przyłączeniowa	5 931	-
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	830	3 481
<b>Razem</b>	<b>39 254</b>	<b>35 343</b>

## 18. ZAPASY

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Materiały		
Według cen nabycia, w tym:	1 345 708	1 718 379
- paliwo gazowe	1 023 075	1 378 648
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 330 572	1 703 697
- paliwo gazowe	1 023 075	1 378 648
Półprodukty i produkty w toku	-	-
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	21 728	11 007
Według wartości netto możliwej do uzyskania	21 665	10 888
Produkty gotowe	-	-
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	5 629	5 444
Według wartości netto możliwej do uzyskania	5 569	5 384
Towary	-	-
Według cen nabycia	1 205	1 437
Według wartości netto możliwej do uzyskania	985	1 290
<b>Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania</b>	<b>1 358 791</b>	<b>1 721 259</b>

## 19. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Należności z tytułu dostaw i usług	2 816 760	3 888 697
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	44 680	46 632
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	152 290	363 433
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	22 702	9 192
Wymagalna część udzielonych pożyczek	97 194	136 869
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 880	3 840
Należności z tytułu leasingu finansowego	51 543	52 385
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	90 470	83 638
Zaliczki na środki trwałe w budowie	99 917	3 079
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	87 273	-
Pozostałe należności	148 825	162 759
<b>Razem należności brutto</b>	<b>3 614 534</b>	<b>4 750 524</b>
W tym należności brutto od jednostek powiązanych (nota 39.1.)	235 224	270 979
<b>Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 19.1.)</b>	<b>(1 027 069)</b>	<b>(1 033 601)</b>
<b>Razem należności netto</b>	<b>2 587 465</b>	<b>3 716 923</b>
w tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług	2 135 184	3 216 506
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	1 032	2 822
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	152 290	363 433
Należności z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	22 702	9 192
Wymagalna część udzielonych pożyczek	79 099	-
Należności od jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	2 880	3 840
Należności z tytułu leasingu finansowego	51 543	52 385
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	6 713	37
Zaliczki na środki trwałe w budowie	99 916	3 079
Należności z tytułu niedotrzymania warunków kontraktu	-	-
Pozostałe należności	36 106	65 629
W tym należności netto od jednostek powiązanych (nota 39.1.)	89 724	6 699

Należności z tytułu dostaw i usług wynikają głównie ze sprzedaży paliwa gazowego oraz usług dystrybucyjnych.

Standardowe terminy płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowane w spółkach Grupy Kapitałowej wynoszą 14 - 30 dni.

### 19.1. Odpisy aktualizujące należności

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Odpis aktualizujący, bilans otwarcia	(1 033 601)	(1 086 351)
Utworzenie odpisu	(176 403)	(149 921)
Rozwiązanie odpisu	166 798	186 600
Wykorzystanie odpisu	16 144	17 944
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(7)	(1 873)
<b>Odpis aktualizujący na koniec okresu</b>	<b>(1 027 069)</b>	<b>(1 033 601)</b>

## 20. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	47 552	281 399
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego*	131 449	42 115
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek	59 614	17 499
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec	191 063	59 614
Podatek dochodowy (koszt okresu)	92 169	333 593
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(229 030)	(609 555)
<b>Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu</b>	<b>42 140</b>	<b>47 552</b>

\*Grupa Kapitałowa nie jest podatkową grupą kapitałową w związku z tym należności i zobowiązania z tytułu podatku bieżącego od osób prawnych nie są kompensowane.



## 21. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Podatek od nieruchomości	140 889	24
Koszty zagospodarowania złóż	8 293	25 392
Ubezpieczenia majątkowe	4 009	7 961
Wycena kontraktów długoterminowych	16 862	17 571
Udostępnienie informacji geologicznej	3 049	3 020
Serwis, aktualizacja programów	4 249	1 413
Czynsze i opłaty	920	2 514
Koszty finansowe rozliczane w czasie	231	116
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	33 710	12 251
<b>Razem</b>	<b>212 212</b>	<b>70 262</b>

## 22. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY- KRÓTKOTERMINOWE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość brutto)	103	113
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	8 181	7 662
Bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
<b>Razem brutto</b>	<b>8 284</b>	<b>7 775</b>
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Akcje notowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Lokata krótkoterminowa (wartość netto)	103	113
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	7 123	6 382
Bony skarbowe (wartość netto)	-	-
<b>Razem netto</b>	<b>7 226</b>	<b>6 495</b>

\*Pomniejszone o odpis aktualizujący

## 23. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Środki pieniężne w kasie i w banku	401 283	155 600
Lokaty bankowe	937 934	763 022
Krótkoterminowe papiery wartościowe o wysokiej płynności *	-	496 010
Inne środki pieniężne**	6 763	7 307
<b>Razem</b>	<b>1 345 980</b>	<b>1 421 939</b>

\* Są to bony (handlowe, skarbowe, NBP, itp.), certyfikaty depozytowe o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

\*\* Są to środki pieniężne w drodze oraz czeki i weksle obce o terminie zapadalności poniżej 3 miesięcy.

Spółki Grupy lokują środki pieniężne w renomowanych polskich i międzynarodowych bankach, w efekcie wystąpienie koncentracji ryzyka związanego z lokowaniem środków pieniężnych jest ograniczone.

## 24. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

W Grupie Kapitałowej do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano aktywa o wartości bilansowej 732 tysiące złotych (1.009 tysięcy złotych na koniec 2008 roku). Są to głównie budynki i prawa wieczystego użytkowania gruntów, które planowane są do zbycia w II połowie 2009 roku.

## 25. AKTYWA WARUNKOWE

### 25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
<b>Należności warunkowe otrzymane przez PGNiG S.A.</b>					
Zakłady Chemiczne Police SA	215 000	PLN	215 000	bezterminowo	Oświadczenie*
ING Bank Śląski	108 900	PLN	108 900	7 styczeń 2012	gwarancja należytego wykonania umowy
Bank Pekao S.A.	85 217	PLN	85 217	30 kwiecień 2013	gwarancja dobrego wykonania umowy
PZU S.A.	66 429	PLN	66 429	18 styczeń 2013	ubezpieczeniowa należytego wykonania kontraktu
Glas Trosch Holding AG EuroGlas Polska Sp. z o.o.	8 000	PLN	8 000	30 czerwiec 2011	list gwarancyjny
Huta Szkła Wymiarki S.A.	7 000	PLN	7 000	31 grudzień 2019	Oświadczenie*
KDP Sp. z o.o.	7 000	PLN	7 000	31 grudzień 2015	Oświadczenie*
Stocznia Marynarki Wojennej S.A.	7 000	PLN	7 000	31 grudzień 2015	oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji
STAR - DUST Sp. z o.o.	5 100	PLN	5 100	31 grudzień 2013	Oświadczenie*
KDP Sp. z o.o.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2015	Oświadczenie*
HSBC Bank Polska S.A.	3 500	PLN	3 500	31 grudzień 2009	gwarancja bankowa
Bank PEKAO SA	3 307	PLN	3 307	31 grudzień 2009	gwarancja bankowa płatności
Gaslinia Sp. o.o.	3 056	PLN	3 056	21 grudzień 2017	Oświadczenie*
Ceramika Tubądzin Sp. z o.o. Ozorków	3 200	PLN	3 200	bezterminowo	Oświadczenie*
Dresdner Bank AG S.A.	3 000	PLN	3 000	31 grudzień 2009	gwarancja bankowa
Warta	2 722	PLN	2 722	16 październik 2009	ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania i właściwego usunięcia wad
Termisil Huta Szkła Wołomin	2 894	PLN	2 894	31 styczeń 2014	Oświadczenie*
KDP Sp. z o.o.	2 500	PLN	2 500	28 maj 2018	Oświadczenie*
Bank PEKAO S.A.	2 364	PLN	2 364	31 styczeń 2010	gwarancja bankowa
Fortis Bank Polska S.A.	2 250	PLN	2 250	31 marzec 2010	gwarancja bankowa
ING Bank Śląski	2 000	PLN	2 000	31 grudzień 2010	gwarancja bankowa
Ceramika Końskie Sp.z o.o.	2 000	PLN	2 000	31 grudzień 2013	Oświadczenie*
Farmutil	2 000	PLN	2 000	max12 m-cy od daty ustania umowy sprzedaży gazu	Oświadczenie*
KRI S.A.	2 000	PLN	2 000	31 grudzień 2017	Oświadczenie*
Warta	1 963	PLN	1 963	15 grudzień 2009	ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania i właściwego usunięcia wad
Bank Handlowy w Warszawie S.A.	1 910	PLN	1 910	31 lipiec 2009	gwarancja bankowa
PZU S.A.	1 750	PLN	1 750	11 sierpień 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
Huta Szkła SŁAWA	1 600	PLN	1 600	bezterminowo	Oświadczenie*
Trzuskawica	1 600	PLN	1 600	bezterminowo	Oświadczenie*
Philip Morris Polska S.A. Kraków	1 450	PLN	1 450	31 grudzień 2011	Oświadczenie*

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.  
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku  
 (w tysiącach złotych)

**25.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji cd.**

Jednostka przekazująca należność warunkową	Wysokość otrzymanej należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowych	Wysokość otrzymanej należności warunkowej* w PLN	Data ważności należności warunkowej	Rodzaj udzielonych należności warunkowych
AGROS NOVA Sp. z o.o.	1 218	PLN	1 218	bezterminowo	Oświadczenie*
INTERSPEED	1 200	PLN	1 200	31 marzec 2010	gwarancja bankowa
SPZOZ Szpital Uniwersytecki w Krakowie	1 173	PLN	1 173	bezterminowo	umowa o przelew wiarytelności bezterminowo
Ozorkowskie Przeds.Komunalne Sp.z o.o.	1 116	PLN	1 116	bezterminowo	Oświadczenie*
Błonie Pass Leszek Mirkowicz	1 056	PLN	1 056	21 listopad 2018	Oświadczenie*
Warta TUIR SA Poznań	1 035	PLN	1 035	30 sierpień 2009	ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania
INTERSPEED	1 000	PLN	1 000	31 marzec 2013	Oświadczenie*
Zakłady Chemiczne "Alwernia" S.A.	1 000	PLN	1 000	18 kwiecień 2011	Oświadczenie*
Pozostałe każda poniżej 1000 tyś	53 412	PLN	53 412	2009-2025	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu, ubezpieczeniowe, przetargowe itp., Oświadczenie*
<b>Należności warunkowe otrzymane przez Spółki Gazownictwa</b>					
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	699	PLN	699	31 grudzień 2011	gwarancja dobrego wykonania umowy
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń S.A. Vienna Insurance Group	777	PLN	777	31 grudzień 2011	gwarancja dobrego wykonania umowy
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia S.A.	1 171	PLN	1 171	31 lipiec 2010	gwarancja dobrego wykonania umowy
Polskie Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.	854	PLN	854	30 listopad 2009	gwarancja należytego wykonania umowy
PZU S.A.	1 339	PLN	1 339	12 luty 2013	gwarancja należytego wykonania umowy
Svenska Handelsbanken AB Spółka Akcyjna Oddział w Polsce	1 079	PLN	1 079	4 czerwiec 2010	gwarancja bankowa
INTERRISK SA	735	PLN	735	30 kwiecień 2011	gwarancja ubezpieczeniowa
TU ALLIANZ POLSKA S.A.	673	PLN	673	10 czerwiec 2009	gwarancja ubezpieczeniowa
Pozostałe poniżej 500 tyś	5 952	PLN	5 952	2009-2018	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
<b>Należności warunkowe otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG</b>					
PZU SA O/Poznań	717	PLN	717	5 listopad 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Siemens Financial Service GmbH	4 612	PLN	4 612	9 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Sopockie Towarzystwo Ubezpieczeń Ergo Hestia SA	586	PLN	586	30 czerwiec 2009	gwarancja usunięcia wad i usterek
Pozostałe poniżej 500 tyś	2 346	PLN	2 346	2009-2018	gwarancje bankowe, należytego wykonania kontraktu itp.
<b>Razem</b>			<b>645 462</b>		

\*Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji w trybie art. 777 § 1 pkt 4 k. p. c.

## 25.2. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
<b>Weksle otrzymane przez PGNiG S.A.</b>				
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	13 530	PLN	13 530	30 styczeń 2011
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	6 765	PLN	6 765	30 styczeń 2011
K&K Sp. z o.o.	3 000	PLN	3 000	bezterminowo
Fabryka Porcelany Krzysztof S.A	2 500	PLN	2 500	30 kwiecień 2010
HUTA SZKŁA LUCYNA Zakład NYSA	800	PLN	800	bezterminowo
Porcelana Śląska Sp. z o.o. Katowice	4 018	PLN	4 018	bezterminowo
ZP Jopex Franciszek Jopek Zabrze	1 146	PLN	1 146	bezterminowo
Huta Będzin S.A. Będzin	940	PLN	940	bezterminowo
Jopex Sp. z o.o.	1 749	PLN	1 749	bezterminowo
Kuźnia "Glinik" Sp. z o.o. Gorlice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła "MAKORA" s.j. Krosno	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
Huta Szkła Deco-Glass Krosno	2 000	PLN	2 000	bezterminowo
Spółdzielnia Mleczarska Ryki	532	PLN	532	4 kwiecień 2018
"POLMOS" Sp.z.o.o	680	PLN	680	2 styczeń 2018
DEKORGLASS DZIAŁDOWO S.A.	790	PLN	790	bezterminowo
Stocznia Marynarki Wojennej S.A.	5 000	PLN	5 000	bezterminowo
Bioagra S.A.	8 000	PLN	8 000	bezterminowo
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	10 517		10 517	2009-2012, bezterminowo
<b>Weksle otrzymane przez Spółki Gazownictwa</b>				
PBG Przeźmierowo	1 458	PLN	1 458	2009-2011
ZRUG Spółka z o.o. Poznań	1 473	PLN	1 473	2009-2011
TESGAS Sp.z o.o. Przeźmierowo	1 185	PLN	1 185	2009-2012
PHARMGAS Sp.z o.o.	1 109	PLN	1 109	2009-2011
PHARMAGAZ POZNAŃ	723	PLN	723	28 grudzień 2009
PHARMGAS Sp.z o.o. Poznań	524	PLN	524	30 styczeń 2012
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	2 687	PLN	2 687	2009-2012
<b>Weksle otrzymane przez pozostałe Spółki GK PGNiG</b>				
IZOSTAL S.A. Zawadzkie	1 500	PLN	1 500	6 wrzesień 2012
ZDZ Toruń	400	EUR	1 788	30 wrzesień 2009
Pozostałe otrzymane weksle (każdy poniżej 500 tys. zł)	1 958	PLN	2 149	2009-2012
<b>Razem</b>			<b>78 563</b>	

## 26. KAPITAŁ PODSTAWOWY

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Liczba akcji razem w tysiącach sztuk	5 900 000	5 900 000
Wartość nominalna jednej akcji w złotych	1	1
Kapitał zakładowy, razem	5 900 000	5 900 000

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.  
Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku  
(w tysiącach złotych)

## 27. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	Zabezpieczenie
		Wartości w walucie			Wartości w PLN			
<b>Długoterminowe</b>								
Zobowiązania z tytułu leasingu	PLN	24 093	17 880	6 - 9%	2008-2010	24 093	17 880	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	CHF	3 378	5 029	Średnio 8%	11 lipiec 2010	9 903	14 087	-
Zobowiązania z tytułu leasingu	USD	2 953	3 068	Libor 1M	20 wrzesień 2012	6 656	9 088	-
Kredyt w banku Pekao S.A.	PLN	2 300	-	Wibor1M+marża	27 lipiec 2010	2 300	-	Weksel in blanco
Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy)	PLN	1 074 748	-	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	1 074 749	-	Gwarancje spółek gazownictwa
<b>Razem długoterminowe</b>						<b>1 117 701</b>	<b>41 055</b>	
<b>Krótkoterminowe</b>								
	Waluta	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	Zabezpieczenie
		Wartość w walucie			Wartość w PLN			
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	PLN	13 000	11 356	6 - 9%	2009	13 000	11 356	-
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	CHF	3 516	4 418	Średnio 8%	2009	11 584	12 376	-
Część bieżąca zobowiązań z tytułu leasingu	USD	1 018	1 359	Libor 1M	2009	3 507	4 027	-
Linia kredytowa w banku Pekao S.A. oddział Kraków	PLN	13 753	17 869	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	13 753	17 869	Hipoteka kaucyjna
Linia kredytowa w banku Societe Generale S.A.	PLN	903	341	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	903	341	Cesja należności i weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Bank Handlowy S.A.	PLN	-	2 268	Wibor 1M+marża	8 luty 2009	-	2 268	Cesja należności i weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Millennium S.A.	PLN	-	7 560	Wibor 1M+marża	23 grudzień 2009	-	7 560	Pełnomocnictwo w rachunku bieżącym
Kredyt w rachunku bieżącym w Raiffeisen Bank Polska S.A.	PLN	-	3 291	Wibor 1W+marża	29 maj 2009	-	3 291	Weksel in blanco
Kredyt obrotowy w banku BRE S.A.	PLN	-	2 600	Wibor 1M+marża	21 sierpień 2009	-	2 600	Weksel in blanco
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Societe Generale S.A.	PLN	-	1 911	Wibor 1M+marża	31 maj 2010	-	1 911	Pełnomocnictwo w rachunku bieżącym
Kredyt obrotowy w banku Pekao S.A.	PLN	5 000	5 501	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2009	5 000	5 501	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	6 249	4 041	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2009	6 249	4 041	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	9 755	4 232	Wibor 1M+marża	27 sierpień 2009	9 755	4 232	Weksel, zastaw rejestrowy
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	-	19 878	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2009	-	19 878	Cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym w banku Pekao S.A.	PLN	5 430	23	Wibor 1M+marża	30 wrzesień 2009	5 430	23	Zastaw rejestrowy, cesja należności
Kredyt w rachunku bieżącym BGK S.A Piła	PLN	8 098	12 533	Wibor 3M+marża	31 maj 2010	8 098	12 533	Hipoteka kaucyjna, zastaw rejestrowy, cesja należności
Limit kart Visa w Kredyt Bank	PLN	148	148	limit kart VISA	-	148	148	-
Linia kredytowa w banku ING Bank Śląski	PLN	4 332	-	Wibor 1M+marża	31 styczeń 2010	4 332	-	Weksel in blanco, cesje wierzytelności
Linia kredytowa w banku Deutsche Bank	PLN	4 883	-	Wibor 1M+marża	31 grudzień 2010	4 883	-	Weksel in blanco, hipoteka
Kredyt krótkoterminowy w banku ING Bank Śląski S.A.	PLN	300	300	Wibor 1M+marża	30 czerwiec 2010	300	300	Cesja wierzytelności
Kredyt w rachunku bieżącym Bank Zach.WBK S.A. Wrocław	PLN	-	908	Wibor 1M+marża	29 wrzesień 2009	-	908	Zastaw rejestrowy na FI ARKA, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego.
Kredyt w banku Pekao S.A.	PLN	600	-	Wibor 1M+marża	30 kwiecień 2014	600	-	Weksel in blanco
Konsorcjum Kredytowe (Bank Handlowy)	PLN	283 233	760 592	Wibor 1M+marża	27 lipiec 2010	283 234	760 592	Gwarancje spółek gazownictwa
<b>Razem krótkoterminowe</b>						<b>370 776</b>	<b>871 755</b>	

Ponadto Grupa dysponowała liniami kredytowymi, które zostały przedstawione w poniższej notcie.

### 27.1. Wysokość przyznanych i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	30 czerwca 2009		31 grudnia 2008	
	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznanych linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Pekao S.A.	21 000	11 508	21 000	3 131
Societe Generale S.A.	3 000	2 097	3 000	2 659
Komercni Banka a.s.	1 700	1 700		
Bank Handlowy S.A.	-	-	5 000	2 732
Millennium S.A.	10 000	10 000	10 000	2 440
RAIFFEISEN BANK S.A.	-	-	6 000	2 709
BRE Bank S.A.	6 000	6 000	6 000	3 400
Societe Generale S.A.	6 000	6 000	6 000	4 089
Deutsche Bank Polska S.A.	6 000	6 000		
Pekao S.A.	12 000	751	15 000	959
ING Bank Śląski S.A.	12 000	2 245	12 000	7 768
Pekao S.A.	20 000	20 000	20 000	122
Societe Generale S.A.	4 760	4 760	3 615	3 615
Bank BGK	-	-	25 000	12 467
Pekao S.A.	3 000	2 400	6 000	5 977
HSBC	6 347	568		
Kredyt Bank S.A.	1 500	1 500		
BRE Bank S.A.	-	-	11 000	8 985
Kredyt Bank S.A.	-	-	3 000	2 814
ING Bank Śląski S.A.	6 000	1 668	5 000	5 000
Deutsche Bank Polska S.A.	5 000	117		
ING Bank Śląski S.A.	300	-		
BZ WBK S.A.	5 900	5 900	3 900	2 992
PKO BP S.A.	500	500	500	500
Pekao S.A.	5 000	2 100	-	-
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP S.A.	-	-	30 000	30 000
Pekao S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Societe Generale S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank S.A.	-	-	40 000	40 000
Konsorcjum banków (agent: Bank Handlowy w Warszawie)*	2 681 760	1 300 172	2 503 440	1 705 093
<b>Razem</b>	<b>2 977 767</b>	<b>1 545 986</b>	<b>2 895 455</b>	<b>2 007 452</b>

\*Linia kredytowa na 600 milionów EUR z datą zapadalności 27 lipca 2010 roku od konsorcjum banków (Bank Handlowy w Warszawie S.A., Bank Polska Kasa Opieki S.A., Calyon S.A., Fortis Bank (Nederland) N.V., Powszechna Kasa Oszczędności BP, Societe Generale S.A. O. w Polsce, ING Bank Śląski S.A., West LB AG, Pekao S.A., Bank Millennium S.A., Nordea Bank Polska S.A., Landesbank Sachsen Girozentrale, DnB NOR Bank ASA).

Linie kredytowe, jakkolwiek nie w pełni wykorzystywane, podnoszą bezpieczeństwo Grupy w zakresie regulowania bieżących zobowiązań.

**28. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU LEASINGU FINANSOWEGO (WYKAZANE W ZOBOWIĄZANIACH)**

	30 czerwca 2009		
	Wartość płatności (zdyskontowanyc h) ujętych w bilansie	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
Zapadalność w terminie:			
do 1 roku	28 091	604	28 695
od 1 roku do 5 lat	40 652	368	41 020
pow. 5 lat	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>68 743</b>	<b>972</b>	<b>69 715</b>

	31 grudnia 2008		
	Wartość płatności (zdyskontowanyc h) ujętych w bilansie	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
Zapadalność w terminie:			
do 1 roku	27 759	2 368	30 127
od 1 roku do 5 lat	41 055	2 188	43 243
pow. 5 lat	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>68 814</b>	<b>4 556</b>	<b>73 370</b>

**29. REZERWY**

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa na karę UOKiK	Rezerwy związane z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	317 089	40 923	1 041 431	-	133 853	44 300	6 760	90 965	<b>1 675 321</b>
Utworzone w ciągu roku	32 758	-	57 570	179	918	-	5 000	65 309	<b>161 734</b>
Przeniesienia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wykorzystane	(10 431)	(10 314)	(14 589)	-	(469)	(26 109)	(1 310)	(13 196)	<b>(76 418)</b>
<b>Na dzień 30 czerwca 2009 roku</b>	<b>339 416</b>	<b>30 609</b>	<b>1 084 412</b>	<b>179</b>	<b>134 302</b>	<b>18 191</b>	<b>10 450</b>	<b>143 078</b>	<b>1 760 637</b>
Długoterminowe	329 099	9 701	1 060 553	-	128 581	-	-	33 419	<b>1 561 353</b>
Krótkoterminowe	10 317	20 908	23 859	179	5 721	18 191	10 450	109 659	<b>199 284</b>
<b>Na dzień 30 czerwca 2009 roku</b>	<b>339 416</b>	<b>30 609</b>	<b>1 084 412</b>	<b>179</b>	<b>134 302</b>	<b>18 191</b>	<b>10 450</b>	<b>143 078</b>	<b>1 760 637</b>
Długoterminowe	301 710	19 516	1 017 468	-	129 015	-	-	34 230	<b>1 501 939</b>
Krótkoterminowe	15 379	21 407	23 963	-	4 838	44 300	6 760	56 735	<b>173 382</b>
<b>Na dzień 31 grudnia 2008 roku</b>	<b>317 089</b>	<b>40 923</b>	<b>1 041 431</b>	<b>-</b>	<b>133 853</b>	<b>44 300</b>	<b>6 760</b>	<b>90 965</b>	<b>1 675 321</b>



### Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

Spółki Grupy Kapitałowej prowadzą program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów programu odpisywane są w koszty rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w poszczególnych spółkach. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,0%, jako wypadkowa zwrotu z długoletnich obligacji skarbowych o rentowności 6,5% rocznie i rocznej inflacji w wysokości 4,4% (w 2008 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,0% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,5% i 4,4%).

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w bilansie w wysokości zobowiązania netto, czyli po skorygowaniu o nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia – świadczenia, do których nie nabyto uprawnień.

Nieujęte zyski i straty aktuarialne oraz koszty przeszłego zatrudnienia rozliczne są w bieżący rachunek wyników przez okres 15 lat.

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
<b>Nagrody jubileuszowe</b>		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	216 894	263 096
Koszty odsetek	9 543	11 576
Koszty bieżącego zatrudnienia	9 800	9 490
Koszty przeszłego zatrudnienia	-	1 303
Wypłacone świadczenia	(16 018)	(43 485)
Aktuarialny zysk/strata	6 067	(25 082)
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Inne (wyłączenie z konsolidacji spółki zależnej)	-	(4)
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	<b>226 286</b>	<b>216 894</b>
<b>Odprawy emerytalne</b>		
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na początek okresu	100 195	95 776
Koszty bieżącego zatrudnienia	6 359	6 219
Koszty odsetek	7 318	5 152
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	3 105	954
Wypłacone świadczenia	(4 330)	(10 220)
Koszty przeszłego zatrudnienia	483	2 314
Straty/zyski z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu	<b>113 130</b>	<b>100 195</b>
<b>Razem wartość zobowiązania ujęta w bilansie na koniec okresu</b>	<b>339 416</b>	<b>317 089</b>

Przy wyliczaniu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne Grupa przyjmuje następujące założenia:

- Założenia dotyczące prawdopodobieństwa rotacji i odejść na emeryturę: do wyliczeń brane są tablice prawdopodobieństw rotacji oraz odejść na emeryturę pracowników w zależności od płci, wieku, stażu pracy ogółem, stażu pracy w Grupie oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Grupy o pracownikach, w stosunku do których ustalił stosunek pracy w latach 2005 – I półrocze 2009. Tablica prawdopodobieństw rotacji nie obejmuje przypadków związanych z realizacją planów restrukturyzacyjnych oraz zmian organizacyjnych w ostatnich latach,
- Założenia dotyczące zgonów: do wyliczeń brane są wartości na podstawie standardowych Tablic trwania życia,
- Założenie o wzroście wynagrodzeń: do wyliczeń brane są wartości na podstawie trendów rynkowych,
- Stopa dyskonta: do wyliczeń przyjęto stopę w wysokości 2%.

### **Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom**

Jednostka Dominująca dokonuje wypłat deputatów gazowych emerytom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Jednostka Dominująca zaprzestanie wypłaty deputatów. Wysokość rezerwy na koszty deputatów jest ustalona zgodnie z zasadami wyceny aktuarialnej stosowanej do wyliczenia rezerwy na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne.

### **Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych**

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwę na wypłatę osłon socjalnych wypłacaną pracownikom zwalnianym w związku z realizacją programu restrukturyzacji zatrudnienia. Rezerwa ta wyliczona jest w oparciu o planowaną redukcję zatrudnienia oraz kwoty jednorazowych wypłat odpraw osłonowych.

Rezerwa na koszty wypłat osłon socjalnych ujmowana jest tylko wtedy, gdy Grupa ogłosiła wszystkim zainteresowanym stronom szczegółowy i formalny plan restrukturyzacji.

W związku z faktycznym zakończeniem w 2008 roku restrukturyzacji zatrudnienia w GK PGNiG, Grupa rozwiązała rezerwę z tego tytułu na koniec 2008 roku. W I półroczu 2009 Grupa nie zawiązywała rezerwy z tego tytułu.

### **Pozostałe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne**

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą również inne rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne, m.in. rezerwę na wypłatę odpraw z tytułu zwolnień grupowych.

### **Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów**

Jednostka Dominująca tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów wyliczona jest w oparciu o koszt stanowiący średni koszt likwidacji odwiertów w poszczególnych zakładach wydobywczych w ciągu ostatnich trzech lat, skorygowany o prognozowany wskaźnik wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych oraz zmianę wartości pieniądza w czasie. Uwzględnienie trzyletniego horyzontu czasowego wiąże się ze zróżnicowaniem ilości likwidowanych odwiertów i ich kosztu likwidacji w poszczególnych latach.

Początkowa wartość rezerwy zwiększa wartość odpowiedniego środka trwałego. Późniejsze korekty wysokości rezerwy będące skutkiem zmian szacunków są również traktowane jako korekta wartości środka trwałego.

Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego tworzony jest na podstawie Ustawy z dnia 27 lipca 2001 roku o zmianie ustawy Prawo Geologiczne i Górnicze. Odpisy na fundusz dokonywane są w wysokości od 3% do 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego w korespondencji z pozostałymi kosztami operacyjnymi.

Wartość rezerwy na koszty likwidacji odwiertów korygowana jest o sumę niewykorzystanych odpisów na FLZG.

### **Rezerwa na karę Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKiK)**

Grupa zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kary nakładanych na spółki Grupy przez UOKiK. W I półroczu 2009 spółka zależna DSG Sp. z o.o. zawiązała rezerwę na karę nałożoną na spółkę przez UOKiK, który zarzuciła spółce nadużywanie pozycji na rynku paliw gazowych poprzez żądanie wpłaty 100 % zaliczki przy zawieraniu umowy na przyłączenie do sieci.

### **Rezerwy związane z ochroną środowiska**

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą rezerwy na przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

### **Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej**

W związku z wniesieniem przez firmę SGT EUROPOL GAZ S.A. sprawy przeciwko decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dotyczącej taryf za przesył gazu w roku 2007, Jednostka Dominująca przeprowadziła kalkulację dodatkowych kosztów, które poniesie PGNiG S.A. w sytuacji uchYLENIA taryfy za 2007 rok. Zgodnie z ostatnią ważną taryfą obowiązującą w drugiej połowie 2005 roku szacunkowa dopłata za usługę przesyłu gazu w 2007 roku może wynieść 22.500 tysięcy złotych. W związku z powyższym PGNiG S.A. zawiązała w 2007 roku rezerwę w kwocie 22.500 tysięcy złotych na poczet ww. opłaty powiększając ją na koniec 2008 roku o wartość szacunkową dopłaty za usługę przesyłu gazu za 2008 rok w kwocie 21.800 tysięcy złotych. W związku z zatwierdzeniem taryf za

2008 rok PGNiG S.A. w I półroczu 2009 roku otrzymała faktury korygujące zwiększające koszty usługi przesyłowej co spowodowało wykorzystanie rezerwy w kwocie 26.109 tysięcy złotych.

### Centralny Fundusz Restrukturyzacji

Centralny Fundusz Restrukturyzacji został utworzony w celu zapewnienia świadczeń osłonowych dla uprawnionych pracowników objętych Programem Restrukturyzacji. Szczegółowe zasady działania funduszu oraz katalog zwiększeń i wydatków z funduszu są określone w uchwałach wewnętrznych Spółki.

### Pozostałe rezerwy

Spółki Grupy Kapitałowej tworzą też inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością handlową.

## 30. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
<b>Długoterminowe</b>		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	615 819	646 792
Opłata przyłączeniowa	512 242	487 461
Pozostałe	9 321	5 079
<b>Razem długoterminowe</b>	<b>1 137 382</b>	<b>1 139 332</b>
<b>Krótkoterminowe</b>		
Nie zamortyzowana wartość przyłączy gazowych finansowanych przez odbiorców	60 411	60 377
Opłata przyłączeniowa	22 131	24 412
Prognoza sprzedaży gazu	510 719	540 029
Pozostałe	19 521	13 953
<b>Razem krótkoterminowe</b>	<b>612 782</b>	<b>638 771</b>

### 31. REZERWA NA PODATEK ODRO CZONY

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Dodatnie różnice kursowe	1 047	5 170
Naliczone odsetki	291	3 624
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	-	26 871
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	2	8 774
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	1 259 773	1 300 010
Pozostałe	10 790	7 792
<b>Razem</b>	<b>1 271 903</b>	<b>1 352 241</b>

### 32. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	20 199	21 741
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	1 809	2 321
<b>Razem</b>	<b>22 008</b>	<b>24 062</b>

### 33. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	1 002 513	1 475 214
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	6 965	7 697
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	488 805	934 766
Zobowiązania z tytułu innych podatków, cel i ubezpieczeń społecznych	254 055	138 739
Zobowiązanie z tytułu dywidendy dla właściciela	531 205	-
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	86 851	52 487
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	19 472	28 744
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	118 482	228 827
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	31 897	37 253
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału*	92 372	82 472
Zobowiązania wobec spółek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	8 231	7 955
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1 617	7 148
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	232 275	124 025
Pozostałe	96 401	97 213
<b>Razem</b>	<b>2 971 141</b>	<b>3 222 540</b>
W tym jednostki powiązane (nota 39.1.)	141 082	142 525

\* Sprawa sporna dotycząca dopłat do kapitału Gazotech Sp. z o.o., opisana szerzej w nocie 2.4.

### 34. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY BILANSOWYMI POZYCJAMI ORAZ ZMIANAMI WYNIKAJĄCYMI ZE ZMIAN NIEKTÓRYCH POZYCJI Z RACHUNKU PRZEPŁYWÓW ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
1) Środki pieniężne w bilansie na początek okresu	1 421 939	1 583 635
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	1 076	(1 233)
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w rachunku przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)</b>	<b>1 420 863</b>	<b>1 584 868</b>
2) Środki pieniężne w bilansie na koniec okresu	1 345 980	2 456 015
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	234	(940)
<b>Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w rachunku przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)</b>	<b>1 345 746</b>	<b>2 456 955</b>
<b>I. Zmiana stanu środków pieniężnych w bilansie (2-1)</b>	<b>(75 959)</b>	<b>872 380</b>
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	(842)	293
<b>Zmiana stanu środków pieniężnych w rachunku przepływów pieniężnych (I. - II.)</b>	<b>(75 117)</b>	<b>872 087</b>

\* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w bilansie. W rachunku przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Bilansowa zmiana innych aktywów finansowych</b>	<b>22 766</b>	<b>763 743</b>
<b>Bilansowa zmiana stanu należności netto</b>	<b>1 129 458</b>	<b>851 840</b>
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu w aktywach finansowych - korekta działalności inwestycyjnej	(23 200)	(763 723)
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekty dział. inwest.	(842)	(42 277)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży i zakupu WNIIP oraz rzeczowych aktywów trwałych	86 303	(7 188)
Zmiana stanu pożyczki do jednostki powiązanej	79 099	-
Pozostałe	-	(2 072)
<b>Zmiana stanu należności netto w rachunku przepływów pieniężnych</b>	<b>1 293 584</b>	<b>800 323</b>

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Bilansowa zmiana stanu zapasów</b>	<b>362 468</b>	<b>(148 704)</b>
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy - korekty dział. inwest.	-	-
<b>Zmiana stanu zapasów w rachunku przepływów pieniężnych</b>	<b>362 468</b>	<b>(148 704)</b>

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Bilansowa zmiana stanu rezerw</b>	<b>85 316</b>	<b>129 296</b>
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe - korekta działalności inwestycyjnej	(36 560)	(70 694)
<b>Zmiana stanu rezerw w rachunku przepływów pieniężnych</b>	<b>48 756</b>	<b>58 602</b>

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.  
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku  
 (w tysiącach złotych)

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Bilansowa zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych</b>	<b>(251 399)</b>	<b>686 420</b>
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu WNiP oraz rzeczowych aktywów trwałych	115 701	201 193
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dywidendy do właściciela	(531 000)	(1 121 000)
Pozostałe	(3 178)	(2 570)
<b>Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w rachunku przepływów pieniężnych</b>	<b>(669 876)</b>	<b>(235 957)</b>

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Bilansowa zmiana stanu pozostałych aktywów</b>	<b>(3 911)</b>	<b>14</b>
<b>Bilansowa zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów</b>	<b>(141 950)</b>	<b>(144 269)</b>
RMC dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	-	(18 183)
<b>Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w rachunku przepływów pieniężnych</b>	<b>(145 861)</b>	<b>(162 438)</b>

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Bilansowa zmiana stanu przychodów przyszłych okresów</b>	<b>(27 939)</b>	<b>40 726</b>
PPO dotyczące środków trwałych wyleasingowanych - reklasyfikacja w obrębie działalności operacyjnej	5	-
Nieodpłatnie otrzymany majątek trwały	-	-
<b>Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w rachunku przepływów pieniężnych</b>	<b>(27 934)</b>	<b>40 726</b>

### 35. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

#### 35.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości bilansowe)

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży ( udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	28 754	15 255
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży ( akcje notowane na giełdzie)	63 800	27 680
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	4 011 501	5 286 459
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	15 481	174 186
Środki pieniężne (środki w kasie i na rachunku oraz czeki i środki pieniężne w drodze)	408 046	162 907
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 632 443	3 004 676
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	232 459	16 723

\*Jednostka Dominująca od 1 kwietnia 2009 roku zaczęła stosować rachunkowości zabezpieczeń.

Wykazane wartości instrumentów finansowych nie różnią się lub różnią się nieznacznie od ich wartości godziwej. Można więc uznać że wartości wykazane w powyższej tabeli są tożsame z ich wartościami godziwymi.

#### 35.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	(217)	129
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	(217)	129
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	56 292	151 713
Odsetki od lokat, BSB, REPO	18 885	34 103
Odsetki od należności*	51 255	90 637
Odsetki od udzielonych pożyczek	4 710	4 996
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	5 607	32 873
Odpisy aktualizujące należności	(124 937)	(25 069)
Odpisy aktualizujące pożyczki	94 139	31 909
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	6 633	(17 736)
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	138 307	203 662
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(32 905)	(5 708)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(371 500)	(119 881)
<b>Razem wpływ na wynik finansowy</b>	<b>(210 023)</b>	<b>229 915</b>

\*W tym 25.601 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (69.672 tysięcy złotych w I półroczu 2008 roku).

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	36 120	(15 400)
<b>Razem wpływ na kapitały</b>	<b>36 120</b>	<b>(15 400)</b>

Zmiana wyceny wynikająca z przeszacowania instrumentów finansowych, odniesiona bezpośrednio na kapitały, dotyczy w całości akcji spółki Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A.

### **35.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym**

Jednostka Dominująca prowadząc swoją działalność gospodarczą narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności na następujące rodzaje tego ryzyka:

- ryzyko kredytowe
- ryzyko rynkowe w tym:
  - ryzyko stóp procentowych,
  - ryzyko walutowe,
  - ryzyko cen towarów,
- ryzyko płynności.

#### **Ryzyko kredytowe**

Przez ryzyko kredytowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta firmy ze zobowiązań. Ryzyko kredytowe wynikające z niemożności wypełnienia przez strony trzecie warunków umowy dotyczących instrumentów finansowych jest zasadniczo ograniczone do ewentualnych kwot, o które zobowiązania stron trzecich przewyższają zobowiązania Grupy. Grupa Kapitałowa stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Grupa kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją.

Grupa posiada ekspozycję na ryzyko kredytowe z tytułu:

- udzielonych pożyczek,
- należności handlowych,
- transakcji lokacyjnych,
- udzielonych gwarancji finansowych,
- zawartych finansowych instrumentów pochodnych.

Poniżej zostały przedstawione maksymalne wartości ekspozycji na ryzyko kredytowe dla poszczególnych klas instrumentów finansowych.

#### **Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe**

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Udzielone pożyczki	79 099	-
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	945 372	1 265 778
Należności handlowe	2 987 030	4 020 681
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	15 481	174 186
Udzielone gwarancje finansowe	8 857 768	8 276 643
<b>Razem</b>	<b>12 884 750</b>	<b>13 737 288</b>

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych jedynie spółkom zależnym i stowarzyszonym z Grupy Kapitałowej przez Jednostkę Dominującą. Udzielanie pożyczek tym spółkom odbywa się na podstawie procedury wewnętrznej „Zasady udzielania pożyczek przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. spółkom z Grupy Kapitałowej oraz z udziałem kapitałowym PGNiG S.A.”, regulującej szczegółowo proces zawierania umów pożyczkowych oraz ich monitorowania, przez co minimalizuje się ekspozycję Jednostki Dominującej na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane jedynie po spełnieniu przez wnioskującą spółkę szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym spółki te działają we wspólnym interesie firmy co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Na największe wartościowo ryzyko kredytowe narażone są należności. Większość kwoty należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego, które realizowane są przez PGNiG S.A.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, dotyczące zabezpieczenia należności handlowych.

Przed zawarciem umów sprzedaży o znacznej wartości przeprowadzana jest weryfikacja i analiza sytuacji finansowej przyszłego odbiorcy na podstawie ogólnie dostępnych informacji finansowych spółki (sprawdzenie przyszłego odbiorcy w Rejestrach Dłużników) w celu określenia jego



wiarygodności finansowej. W przypadku ujawnienia wpisów w rejestrze dłużników PGNiG S.A. żąda specjalnych warunków zabezpieczenia umowy.

Jednostka Dominująca przeprowadza bieżące analizy w zakresie wykonywania przez odbiorców warunków umów w obszarze rozliczeń finansowych. Większość zawartych umów zobowiązuje odbiorców do dokonywania przedpłat w terminach określonych w umowach. Na koniec okresu rozliczeniowego określonego w umowach odbiorcy są zobowiązani dokonać zapłaty za faktycznie odebrane paliwo gazowe w terminach przewidzianych w umowach. Standardowo jest to termin 14 dni od daty wystawienia faktury. Stosowane są również inne terminy płatności.

PGNiG S.A. zamierza wprowadzić badanie wiarygodności wszystkich odbiorców na podstawie dokumentów finansowych spółki w określonym cyklu (raz na 6 miesięcy lub raz na 1 rok). Badanie to ma pokazać kondycję finansową każdego odbiorcy oraz określić na jaką skalę dany odbiorca może się zadłużyć aby nie stracić płynności finansowej, oraz doprowadzić do wykrycia przesłanek umożliwiających odbiorcy ogłoszenie upadłości.

PGNiG S.A. stosuje poniższe zabezpieczenia należytego wykonania umowy:

- Hipoteka (zwykła, kaucyjna)
- Gwarancja Bankowa;
- Kaucja;
- Zastaw zwykły i rejestrowy;
- Gwarancja Ubezpieczeniowa;
- Weksel In blanco;
- Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji na podstawie art. 777 k.p.c.;
- Cesja wierzytelności na umowach długoterminowych;
- Depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG SA;
- Poręczenie.

W odniesieniu do nowo zawieranych umów wybór formy zabezpieczenia uzgadniany jest pomiędzy PGNiG S.A. a odbiorcą. W ramach obligatoryjnego procesu dostosowania zawartych umów do wymogów prawa energetycznego podejmowane są z niektórymi odbiorcami negocjacje zmierzające do ustanowienia lub wzmocnienia zabezpieczenia wykonania umowy.

Stan należności od odbiorców jest monitorowany na bieżąco, zgodnie z wewnętrznymi procedurami funkcjonującymi w Jednostce Dominującej. W przypadku stwierdzenia braku wpływu zapłaty w umownym terminie, podejmowane są stosowne czynności windykacyjne.

Podstawą podejmowania czynności windykacyjnych są „Wytyczne w sprawie zasad monitoringu i windykacji należności od odbiorców gazu/ropy/innych produktów” oraz „Procedura zarządzania należnościami odsetkowymi”. W trakcie czynności windykacyjnych wykorzystywane są instrumenty prawne oraz podejmowane czynności windykacyjne zmierzające do oceny poziomu zagrożenia i jego przyczyn. W tym względzie stosowane są standardowe sekwencje czynności windykacyjnych: wezwanie do zapłaty, rozmowa telefoniczna z odbiorcą, zawiadomienie oraz realizacja wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności kierowane są powództwa do sądu oraz zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej SA we Wrocławiu.

Opóźnienia w uregulowaniu płatności skutkują naliczeniem odsetek ustawowych.

W przypadku, gdy odbiorca znajduje się przejściowo w trudnej sytuacji finansowej, na jego wniosek zawierane są porozumienia o ratalnej spłacie zadłużenia oraz jednocześnie negocjowane wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

Co do zasady aktualnie nie zawiera się porozumień o umorzeniu należności głównej i odsetek.

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek na wniosek odbiorcy (przekraczające równowartość 5 000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej o uzyskanie zgody.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w bilansie Grupy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości wynosiła 436.707 tysięcy złotych (797.748 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

Analiza wiekowa należności przeterminowanych na dzień bilansowy, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości.

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
do 1 miesiąca	303 877	639 081
od 1 do 3 miesięcy	106 231	152 019
od 3 miesięcy do 1 roku	16 122	5 970
od 1 roku do 5 lat	10 468	587
pow. 5 lat	9	91
<b>Razem należności netto przeterminowane</b>	<b>436 707</b>	<b>797 748</b>

Grupa identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową na poszczególne banki, z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Efekt redukcji ekspozycji kredytowej został osiągnięty przez dywersyfikację portfela kontrahentów (w szczególności dotyczy to banków), z którymi zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, z wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Grupa podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w I półroczu 2009 roku Grupa lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa.

Grupa wycenia ryzyko kredytowe z tego tytułu poprzez ciągłą weryfikację kondycji finansowej banków, odzwierciedlającej się w zmianach ratingu finansowego przyznawanego przez agencje ratingowe Fitch, Standards&Poor's i Moody's.

Ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych gwarancji, na które narażona jest Grupa Kapitałowa zasadniczo ogranicza się do ryzyka defaultu banku, w którym Grupa zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Grupa zakupiła gwarancje są instytucjami o uznanej renomie i wysokim ratingu, zatem prawdopodobieństwo wystąpienia defaultu i ryzyko związane z tym jest znikome.

Podobnie jak w przypadku ryzyka związanego z transakcjami lokacyjnymi ryzyko z tego tytułu jest wyceniane przez bieżącą weryfikację kondycji finansowej banków sprzedających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości bilansowej dodatniej wyceny według wartości godziwej. Podobnie jak w przypadku transakcji lokacyjnych pochodne transakcje finansowe są zawierane z bankami o uznanej renomie i wysokim standingu finansowym. Ponadto ze wszystkimi współpracującymi bankami zawarte są Umowy Ramowe lub umowy ISDA regulujące szczegółowe zasady współpracy i określające kwoty progowe.

Dzięki wszystkim tym działaniom Grupa nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

**Ryzyko rynkowe**

Poprzez ryzyko rynkowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy firmy. Podstawowym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem rynkowym jest identyfikacja, pomiar, monitorowanie i ograniczanie podstawowych źródeł ryzyka, do których zalicza się:

- ryzyko walutowe;
- ryzyko stopy procentowej;
- ryzyko cen towarów (gaz, ropa naftowa).

*Ryzyko walutowe*

Przez ryzyko walutowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy firmy.

W I półroczu 2009 roku Grupa nie posiadała istotnych kredytów denominowanych w walutach obcych. Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakupy paliwa gazowego denominowane są w USD i EUR.

Stopień narażenia na ryzyko walutowe dla Grupy jest znaczny i został przedstawiony w punkcie „Analiza wrażliwości”.

Głównym celem podejmowanych przez Jednostkę Dominującą działań zabezpieczających przed ryzykiem walutowym jest ochrona przed wahaniami kursów wymiany, które towarzyszą realizowanym

---

w obcych walutach płatnościom za dostawy paliwa gazowego. Do zabezpieczenia swoich zobowiązań Spółka wykorzystuje transakcje forward oraz strategie opcyjne.

#### *Ryzyko stopy procentowej*

Przez ryzyko stopy procentowej Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy firmy.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z udzielonych przez Grupę Kapitałową pożyczek nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Pod koniec drugiego kwartału 2009 roku Jednostka Dominująca skorzystała z linii kredytowej i na dzień 30 czerwca 2009 roku wykorzystana wartość wynosi 1.360 milionów złotych. Kredyt jest oparty o zmienną stopę WIBOR 1M plus marża bankowa. Ryzyko stopy procentowej związanej z tym kredytem jest minimalne i nie jest zabezpieczone. Ryzyko stopy procentowej, wynikające z zaciągniętych kredytów przez spółki zależne z Grupy Kapitałowej nie było znaczące i Grupa nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Jednostka Dominująca wycenia ryzyko rynkowe (walutowe i stopy procentowej) codziennie monitorując wartość VAR. VAR (value at risk) czyli wartość zagrożona oznacza, że maksymalna strata z tytułu zmiany wartości rynkowej (godziwej) z określonym prawdopodobieństwem (np. 99 proc.) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariacji – kowariancji przy użyciu aplikacji Mondrian.

#### *Ryzyko towarowe*

Przez ryzyko towarowe Grupa rozumie prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy firmy.

Ryzyko cenowe w Grupie związane głównie z kontraktami na dostawy paliwa gazowego jest znaczące. Czynnikiem ryzyka jest zmienność cen produktów ropopochodnych na giełdach paliwowych. W niektórych kontraktach formuła wyliczenia ceny zakupu paliwa gazowego ogranicza zmienność poprzez zastosowanie średnioważonych cen z poprzednich miesięcy. Dodatkowo prawo energetyczne dopuszcza możliwość wnioskowania o zmianę taryfy w przypadku wzrostu kosztu pozyskania paliwa gazowego w okresie kwartału o więcej niż 5%.

Jednostka Dominująca w I połowie 2009 roku nie identyfikowała szczegółowo i nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku Grupa posiadała instrument finansowy w postaci 4.000.001 akcji w spółce Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach S.A. notowanej na GPW w Warszawie, który był narażony na ryzyko zmian cen. Ze względu na to, że Spółka traktuje tą inwestycję jako inwestycję długoterminową a jednocześnie nie jest dostępny na rynku odpowiedni instrument zabezpieczający zmiany cen akcji tej spółki, Spółka nie zabezpieczała tego ryzyka. Zmiana wartości tego instrumentu, ujmowana bezpośrednio w kapitale własnym została przedstawiona w nocie 35.2.

#### *Ryzyko płynności*

Głównym zadaniem w procesie zarządzania ryzykiem płynności jest bieżąca kontrola i planowanie poziomu płynności. Poziom płynności jest kontrolowany poprzez przygotowywanie prognozy przepływów pieniężnych obejmującej okres co najmniej 12 miesięcy i aktualizowany cyklicznie co miesiąc. Realizacja planowanych przepływów jest cyklicznie weryfikowana i obejmuje m.in. analizę niezrealizowanych przepływów pieniężnych, ich przyczyny i skutki. Zagrożenia związanego z ryzykiem płynności nie należy wyłącznie utożsamiać z ryzykiem utraty płynności przez Spółkę. Równie istotnym zagrożeniem może być strukturalna nadpłynność, która niekorzystnie wpływa na rentowność prowadzonej przez firmę działalności.

Grupa Kapitałowa na bieżąco kontroluje i planuje poziom swojej płynności finansowej. Zabezpieczając się przed ryzykiem płynności Grupa na koniec 30 czerwca 2009 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 2.977.767 tysięcy złotych ( 2.895.455 tysięcy złotych na koniec 2008 roku). Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w nocie 27.1.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku Jednostka Dominująca wykorzystwała linię kredytową na 600 milionów EURO w wysokości 309 milionów EURO. Pozostałe spółki z Grupy wykorzystywały swoje linie kredytowe w I półroczu 2009 roku na poziomie znacznie niższym w porównaniu do końca 2008 roku.

Aby nie wykazywać nadpłynności Grupa Kapitałowa nadwyżki środków finansowych lokuje przede wszystkim w rentowne papiery emitowane przez Skarb Państwa oraz deponuje w bankach o uznanej renomie.

Ryzyko płynności zostało znacząco ograniczone na skutek przyjęcia przez Zarząd Jednostki Dominującej w dniu 4 lipca 2007 roku „Procedury zarządzania płynnością w PGNiG S.A.” Procedura

została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne firmy i usystematyzowała działania zapewniające prawidłowe zarządzanie płynnością finansową Spółki, poprzez: realizację płatności, prognozowanie przepływów pieniężnych, optymalne zarządzanie wolnymi środkami pieniężnymi, pozyskanie i restrukturyzację finansowania działalności bieżącej i przedsięwzięć inwestycyjnych, zabezpieczenie ryzyka chwilowej utraty płynności wskutek niespodziewanych zakłóceń oraz obsługę zawartych umów kredytowych.

Wycena ryzyka płynności oparta jest o bieżącą i szczegółową kontrolę przepływów pieniężnych uwzględniającą prawdopodobieństwo terminu realizacji danych przepływów oraz planowaną pozycję gotówkową netto.

W poniższych tabelach została zaprezentowana analiza wymagalności zobowiązań finansowych.

#### Analiza wymagalności zobowiązań finansowych wycenianych wg zamortyzowanego kosztu.

30 czerwca 2009	Zobowiązania z			Razem wydatki
	tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	
do 1 roku	342 685	28 695	2 971 141	3 342 521
od 1 roku do 5 lat	1 077 048	41 020	15 756	1 133 824
pow. 5 lat	-	-	6 252	6 252
<b>Razem</b>	<b>1 419 733</b>	<b>69 715</b>	<b>2 993 149</b>	<b>4 482 597</b>

  

31 grudnia 2008	Zobowiązania z			Razem wydatki
	tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek	Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	Zobowiązania handlowe	
do 1 roku	843 996	30 127	3 222 540	4 096 663
od 1 roku do 5 lat	-	43 243	17 810	61 053
pow. 5 lat	-	-	6 252	6 252
<b>Razem</b>	<b>843 996</b>	<b>73 370</b>	<b>3 246 602</b>	<b>4 163 968</b>

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Grupa terminowo spłacała zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i pożyczek. Nie wystąpiły również żadne przypadki naruszeń umowy, które mogłyby skutkować przyspieszeniem terminu wymagalności zobowiązań.

#### Analiza wymagalności instrumentów pochodnych.

	wartość bilansowa na dzień 30 czerwca 2009	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(219 645)	127 250	14 875	112 375	-
- wpływy	-	1 910 575	98 394	1 812 181	-
- wypływy	-	(1 783 325)	(83 519)	(1 699 806)	-
- opcje walutowe**	(15 193)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	17 860	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>(216 978)</b>	<b>127 250</b>	<b>14 875</b>	<b>112 375</b>	<b>-</b>

	<b>wartość bilansowa na dzień 31 grudnia 2008*</b>	<b>kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:</b>	<b>do 1 roku</b>	<b>od 1 roku do 5 lat</b>	<b>powyżej 5 lat</b>
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) oraz forwardy użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	2 527	68 633	9 961	58 672	-
- wpływy	-	1 349 674	95 874	1 253 800	-
- wypływy	-	(1 281 041)	(85 913)	(1 195 128)	-
- opcje walutowe**	122 166	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	32 770	-	-	-	-
<b>Razem</b>	<b>157 463</b>	<b>68 633</b>	<b>9 961</b>	<b>58 672</b>	<b>-</b>

\* Wartość bilansowa (pozytywna wycena z aktywów minus ujemna wycena z aktywów) pokazuje wartość godziwą, czyli płatności z tytułu transakcji swap zdyskontowane natomiast przepływy pieniężne są przedstawione bez dyskontowania.

\*\* W przypadku opcji walutowych ze względu na ich opcyjny charakter czyli uwarunkowanie wystąpienia przepływu pieniężnego w zależności od poziomu kursów walutowych w momencie realizacji opcji na rynku, nie przedstawiono przepływów.

Grupa Kapitałowa nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk w swojej codziennej działalności.

### **Polityka Zarządzania Ryzykiem**

W celu efektywnego zarządzania ryzykiem finansowym Zarząd Jednostki Dominującej przyjął w dniu 17 lutego 2003 roku do realizacji „Politykę zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” określającą podział kompetencji i zadań pomiędzy poszczególne jednostki organizacyjne firmy w procesie zarządzania i kontroli ryzyka finansowego.

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Jednostce Dominującej i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd, natomiast konkretne obowiązki związane z procesem zarządzania ryzykiem spoczywają na poszczególnych jednostkach organizacyjnych.

Za przestrzeganie „Polityki zarządzania ryzykiem finansowym w PGNiG S.A.” oraz jej okresową aktualizację odpowiadają:

1. Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest odpowiednia i wprowadza konieczne modyfikacje;
2. Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

### **Analiza wrażliwości**

Do ustalenia racjonalnego zakresu zamian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego Jednostka Dominująca wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 20% dla analizy wrażliwości na koniec I półrocza 2009 roku (dla 2008 roku była przyjęta zmienność na poziomie 30%). Okres półroczny odpowiada częstotliwości, z jaką PGNiG S.A. ujawnia wrażliwość instrumentów finansowych w sprawozdaniach Spółki.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 30 czerwca 2009 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 326,89 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 20% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 312,51 milionów złotych z powodu umocnienia NOK, o 11,76 milionów złotych z powodu umocnienia USD, o 4,91 milionów złotych z umocnienia EUR przy jednoczesnym wzroście o 2,29 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut).

Największy wpływ na analizę wrażliwości ma spadek wyceny dodatniej i wzrost ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w bilansie (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby częściowo osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach.

Z powodu wzrostu kursu o 20% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na tych walutach od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 30 czerwca 2009 roku byłby o 360,74 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 20% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 312,51 milionów złotych z powodu osłabienia NOK, o 45,54 milionów złotych z powodu osłabienia USD i o 4,98 milionów złotych z powodu osłabienia EUR przy jednoczesnym spadku o 2,92 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w znacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2008 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 271,51 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut umocnił się o 30% w stosunku do złotówki przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (spadek zysku o 296,53 milionów złotych z powodu umocnienia NOK i o 5,65 milionów złotych z powodu umocnienia USD oraz 0,28 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut, przy jednoczesnym wzroście o 30,94 milionów złotych z powodu umocnienia EUR). Największy wpływ na analizę wrażliwości ma spadek wyceny dodatniej i wzrost ujemnej instrumentów pochodnych typu CCIRS zabezpieczających pożyczkę udzieloną spółce PGNiG Norway AS, która w sprawozdaniu skonsolidowanym jest wyeliminowana.

W przypadku gdyby pożyczka została ujęta w bilansie (tak jak w sprawozdaniu jednostkowym) przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie by się kompensowały, dlatego też zmiany w dodatniej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane byłyby ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te byłyby niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Niższy zysk byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji swap).

Ujemny wpływ na wynik instrumentów finansowych w walucie NOK zostałby częściowo osłabiony przez wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wyceny aktywów w tych walutach. Z powodu wzrostu kursu o 30% nastąpiłby wzrost dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych na walucie USD i EUR oraz wzrost ujemnych różnic kursowych na tych walutach od zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2008 roku byłby o 419,73 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK, oraz pozostałych walut osłabił się o 30% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (wzrost o 316,93 milionów złotych z powodu osłabienia NOK i o 111,96 milionów złotych z powodu osłabienia USD przy jednoczesnym spadku o 9,43 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, oraz wzroście o 0,28 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Dodatni wynik byłby przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (dodatnia wartość godziwa transakcji swap w NOK). Dodatni wynik byłby w znacznym stopniu osłabiony przez spadek dodatniej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych dla waluty USD zabezpieczających zobowiązania i wydatki z tytułu zakupów paliwa gazowego.

Na następnych stronach zostały przedstawione szczegółowe zestawienia analizy wrażliwości instrumentów finansowych w walucie w Grupie na zmiany kursów walutowych, odpowiednio dla I półrocza 2009 roku i 2008 roku.

**Analiza wrażliwości instrumentów finansowych w walutach obcych na zmiany kursów walut**

	Wartość bilansowa na 30 czerwca 2009										
	Zmian kursu o:					Ryzyko walutowe					
	20%					-20%					
	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut			
<b>Aktywa finansowe</b>											
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	13 856	2 771	-	-	-	(2 771)	-	-	-	-	
Inne aktywa finansowe	19	-	4	-	-	-	(4)	-	-	-	
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	341 967	2 875	58 071	643	6 805	(2 875)	(58 071)	(643)	(6 805)		
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	15 481	2 837	48 804	-	-	(2 757)	(7 102)	398 974	-	-	
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	342 676	11 240	9 001	46 208	2 181	(11 240)	(9 001)	(46 208)	(2 181)		
<b>Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>19 723</b>	<b>115 880</b>	<b>46 851</b>	<b>8 986</b>	<b>8 986</b>	<b>(19 643)</b>	<b>(74 178)</b>	<b>352 123</b>	<b>(8 986)</b>		
Podatek 19%		(3 747)	(22 017)	(8 902)	(1 707)	3 732	14 094	(66 903)	1 707		
<b>Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>15 976</b>	<b>93 863</b>	<b>37 949</b>	<b>7 279</b>	<b>7 279</b>	<b>(15 911)</b>	<b>(60 084)</b>	<b>285 220</b>	<b>(7 279)</b>		
<i>razem waluty</i>											
		155 067					201 946				
<b>Zobowiązania finansowe</b>											
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	31 650	-	2 033	-	4 297	-	(2 033)	-	(4 297)		
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	948 547	25 789	128 370	33 691	1 860	(25 789)	(128 370)	(33 691)	(1 860)		
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	232 459	-	-	398 974	-	-	-	-	-		
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem</b>	<b>25 789</b>	<b>130 403</b>	<b>432 665</b>	<b>6 157</b>	<b>6 157</b>	<b>(25 789)</b>	<b>(130 403)</b>	<b>(33 691)</b>	<b>(6 157)</b>		
Podatek 19%	-	(4 900)	(24 776)	(82 206)	(1 170)	4 900	24 776	6 401	1 170		
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>	<b>20 889</b>	<b>105 627</b>	<b>350 459</b>	<b>4 987</b>	<b>4 987</b>	<b>(20 889)</b>	<b>(105 627)</b>	<b>(27 290)</b>	<b>(4 987)</b>		
<i>razem waluty</i>											
		481 962					(158 793)				
<b>Razem zwiększenie/zmniejszenie</b>											
<i>razem waluty</i>		(4 913)	(11 764)	(312 510)	2 292	4 978	45 543	312 510	(2 292)		
		<b>(326 895)</b>					<b>360 739</b>				
<b>Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:</b>											
kurs EUR/PLN	4,4696	5,3635	4,4696	4,4696	4,4696	3,5757	4,4696	4,4696	4,4696		
kurs USD/PLN	3,1733	3,1733	3,8080	3,1733	3,1733	3,1733	2,5386	3,1733	3,1733		
kurs NOK/PLN	0,4936	0,4936	0,4936	0,5923	0,4936	0,4936	0,4936	0,3949	0,4936		

\*W przypadku pochodnych instrumentów finansowych w tabeli został przedstawiony jedynie wpływ zmiany kursów na rachunek zysków i strat. W związku z wprowadzeniem z dniem 1 kwietnia 2009 roku w Jednostce Dominującej rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. W przypadku zmiany kursów walut o +20% kapitały zwiększyłyby się o kwotę 61.398 tysięcy złotych (49.733 tysiące złotych po opodatkowaniu). Natomiast w przypadku zmiany kursów o -20% kapitały zostałyby zmniejszone o kwotę 166.422 tysięcy złotych (134.802 tysiące złotych po opodatkowaniu).

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.  
 Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku  
 (w tysiącach złotych)

	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2008					Ryzyko walutowe			
	Zmian kursu o:					-30%			
		dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
<b>Aktywa finansowe</b>									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	435	125	5	-	-	(125)	(5)	-	-
Inne aktywa finansowe	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	123 757	5 465	25 013	438	6 210	(5 465)	(25 013)	(438)	(6 210)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	174 186	63 474	251 441	(7 489)	-	(36 921)	(113 871)	368 753	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	92 830	10 826	4 602	7 302	5 119	(10 826)	(4 602)	(7 302)	(5 119)
<b>Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem</b>		<b>79 890</b>	<b>281 061</b>	<b>251</b>	<b>11 329</b>	<b>(53 337)</b>	<b>(143 491)</b>	<b>361 013</b>	<b>(11 329)</b>
Podatek 19%		(15 179)	(53 402)	(48)	(2 152)	10 134	27 263	(68 592)	2 152
<b>Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu</b>		<b>64 711</b>	<b>227 659</b>	<b>203</b>	<b>9 177</b>	<b>(43 203)</b>	<b>(116 228)</b>	<b>292 421</b>	<b>(9 177)</b>
<i>razem waluty</i>			301 750				123 813		
<b>Zobowiązania finansowe</b>									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	39 578	-	3 934	-	7 939	-	(3 934)	-	(7 939)
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	1 182 740	41 692	284 097	25 301	3 732	(41 692)	(284 097)	(25 301)	(3 732)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	16 723	-	-	341 033	-	-	6 322	(4 962)	-
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem</b>		<b>41 692</b>	<b>288 031</b>	<b>366 334</b>	<b>11 671</b>	<b>(41 692)</b>	<b>(281 709)</b>	<b>(30 263)</b>	<b>(11 671)</b>
Podatek 19%		(7 922)	(54 726)	(69 603)	(2 218)	7 922	53 525	5 750	2 218
<b>Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu</b>		<b>33 770</b>	<b>233 305</b>	<b>296 731</b>	<b>9 453</b>	<b>(33 770)</b>	<b>(228 184)</b>	<b>(24 513)</b>	<b>(9 453)</b>
<i>razem waluty</i>			573 259				(295 920)		
<b>Razem zwiększenie/zmniejszenie</b>		30 941	(5 646)	(296 528)	(276)	(9 433)	111 956	316 934	276
<i>razem waluty</i>			<b>(271 509)</b>				<b>419 733</b>		
<b>Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:</b>									
kurs EUR/PLN	4,1724	5,4241	4,1724	4,1724	4,1724	2,9207	4,1724	4,1724	4,1724
kurs USD/PLN	2,9618	2,9618	3,8503	2,9618	2,9618	2,9618	2,0733	2,9618	2,9618
kurs NOK/PLN	0,4238	0,4238	0,4238	0,5509	0,4238	0,4238	0,4238	0,2967	0,4238



Spółka zbadała wrażliwość instrumentów finansowych z tytułu udzielonych pożyczek, zaciągniętych kredytów oraz zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie. Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka stopy procentowej Spółka przyjmuje średnie wartości o które nastąpiły zmiany stóp procentowych w okresie ostatniego półrocza (z wyłączeniem stóp procentowych na których nie zanotowano zmiany). Średni zakres zmiany stóp przyjętych do analizy wrażliwości stopy procentowej przyjęto na poziomie +/-150 punktów bazowych dla I półrocza 2009 roku (dla 2008 roku zmienność była ustalona na +/-300 punktów bazowych).

Na dzień 30 czerwca 2009 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-150 punktów bazowych wyniosła +/- 22,33 milionów złotych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wrażliwość zobowiązań z tytułu kredytów oraz leasingu opartych o zmienną stopę, na zmianę stóp procentowych o +/-300 punktów bazowych wyniosła +/- 27,38 milionów złotych.

**Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej**

	<i>wartość bilansowa</i>	<i>zmiana o:</i>	
	<i>stan na 30.06.2009</i>	<b>+150 bp</b>	<b>-150 bp</b>
<b>Otrzymane kredyty</b>	1 419 734	21 296	(21 296)
<b>Zobowiązania leasingowe</b>	68 743	1 031	(1 031)
<b>Razem</b>	<b>1 488 477</b>	<b>22 327</b>	<b>(22 327)</b>

  

	<i>wartość bilansowa</i>	<i>zmiana o:</i>	
	<i>stan na 31.12.2008</i>	<b>+300 bp</b>	<b>-300 bp</b>
<b>Otrzymane kredyty</b>	843 996	25 320	(25 320)
<b>Zobowiązania leasingowe</b>	68 814	2 064	(2 064)
<b>Razem</b>	<b>912 810</b>	<b>27 384</b>	<b>(27 384)</b>

Ze względu na niedokładnie zidentyfikowane ryzyko cen towarów analiza wrażliwości dla tego ryzyka nie została przeprowadzona.

## 36. POCHODNE INSTRUMENTY ZABEZPIEZAJĄCE WYCENIANE WEDŁUG WARTOŚCI GODZIWEJ

### Metody wyceny instrumentów pochodnych

Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej Jednostka Dominująca wykazuje w sprawozdaniu finansowym wycenę wszystkich instrumentów pochodnych wyliczoną w wartości godziwej.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku Jednostka Dominująca posiadała 3 rodzaje instrumentów pochodnych: Currency Basis Swapy, zakupione opcje Call oraz tzw. strategię risk reversal (zakupione opcje walutowe Call i sprzedane opcje Put). Wycena do wartości godziwej została przeprowadzona przy użyciu aplikacji Risk Hedging a w przypadku transakcji swap wycena została przesłana przez banki, z którymi zostały zawarte transakcje.

Wycena do wartości godziwej opcji Call i Put została przeprowadzona wg modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility), z dnia 30 czerwca 2009 roku.

### Rachunkowość zabezpieczeń

Jednostka Dominująca w I półroczu 2009 roku z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.1. W związku z tym, że na dzień 30 czerwca 2009 roku nie wystąpiła część stanowiąca efektywne zabezpieczenie zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych wszystkie zmiany wartości godziwej otwartych instrumentów pochodnych zostały przedstawione w rachunku zysków i strat za bieżący okres sprawozdawczy. W poprzednich okresach porównawczych nie była stosowana rachunkowość zabezpieczeń w związku z tym wszelkie zmiany wartości godziwej odnoszone były w rachunek zysków i strat danego okresu sprawozdawczego.

### Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczany	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
<b>Opcja Call*</b>						
Płatności za gaz	10 mln USD	25 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,1900	-	7 738
Płatności za gaz	5 mln EUR	25 lipiec 2008	9 styczeń 2009	3,3200	-	4 270
Płatności za gaz	20 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,3000	-	13 279
Płatności za gaz	20 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	1,9100	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	28 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,2000	-	11 457
Płatności za gaz	15 mln USD	29 lipiec 2008	9 styczeń 2009	2,2200	-	11 158
Płatności za gaz	15 mln USD	29 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,2200	-	11 197
Płatności za gaz	5 mln EUR	29 lipiec 2008	20 styczeń 2009	3,3200	-	4 279
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,3100	-	13 134
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	2,2300	-	14 729
Płatności za gaz	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	2,3350	-	12 579
Płatności za gaz	6 mln EUR	17 wrzesień 2008	9 styczeń 2009	3,4500	-	4 345
Płatności za gaz	7 mln EUR	17 wrzesień 2008	10 luty 2009	3,4900	-	4 852
Płatności za gaz	8 mln EUR	18 wrzesień 2008	20 luty 2009	3,5050	-	5 463
Płatności za gaz	8 mln EUR	19 wrzesień 2008	10 marzec 2009	3,4600	-	5 848
Płatności za gaz	9 mln EUR	22 wrzesień 2008	20 marzec 2009	3,4400	-	6 785
Płatności za gaz	3 mln EUR	23 wrzesień 2008	20 luty 2009	3,4300	-	2 265
Płatności za gaz	20 mln USD	15 październik	10 luty 2009	2,8000	-	4 819
Płatności za gaz	10 mln USD	5 listopad 2008	10 luty 2009	3,0000	-	1 392
Płatności za gaz	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	3,3000	-	114
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	10 luty 2009	3,4000	-	506
Płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3800	-	193
Płatności za gaz	10 mln USD	14 listopad 2008	10 luty 2009	3,3000	-	639
Płatności za gaz	10 mln USD	14 listopad 2008	10 luty 2009	3,3000	-	639
Płatności za gaz	10 mln USD	17 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3000	-	264
Płatności za gaz	10 mln USD	17 listopad 2008	10 luty 2009	3,3800	-	530
Płatności za gaz	10 mln USD	24 listopad 2008	20 luty 2009	3,4500	-	597
Płatności za gaz	10 mln USD	24 listopad 2008	20 luty 2009	3,4500	-	597

## Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.

Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku

(w tysiącach złotych)

Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4500	-	762
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4500	-	762
Płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2008	20 luty 2009	3,4200	-	633
Płatności za gaz	10 mln USD	26 listopad 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	27 listopad 2008	10 marzec 2009	3,3300	-	944
Płatności za gaz	10 mln USD	28 listopad 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	8 grudzień 2008	20 luty 2009	3,3800	-	686
Płatności za gaz	10 mln USD	9 grudzień 2008	20 luty 2009	3,4000	-	659
Płatności za gaz	10 mln USD	9 grudzień 2008	20 luty 2009	3,4000	-	659
Płatności za gaz	10 mln USD	12 grudzień 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
Płatności za gaz	10 mln USD	15 grudzień 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
Płatności za gaz	10 mln USD	19 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,9900	-	-
Płatności za gaz	10 mln USD	5 maj 2009	20 sierpień 2009	3,6000	173	-
Płatności za gaz	10 mln USD	20 maj 2009	18 wrzesień 2009	3,6000	345	-
Płatności za gaz	10 mln USD	1 czerwiec 2009	20 październik 2009	3,6000	515	-
Płatności za gaz	10 mln USD	9 czerwiec 2009	20 październik 2009	3,6000	515	-
Płatności za gaz	10 mln USD	30 czerwiec 2009	20 sierpień 2009	3,6920	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,9900	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	23 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,9900	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,9900	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	2 kwiecień 2009	10 lipiec 2009	4,0500	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	2 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	4,0500	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	3 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	3,9900	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	3 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	3,9900	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	6 kwiecień 2009	10 sierpień 2009	4,0000	11	-
Płatności za gaz	15 mln USD	6 kwiecień 2009	10 sierpień 2009	4,0000	11	-
Płatności za gaz	15 mln USD	15 kwiecień 2009	20 sierpień 2009	4,0000	35	-
Płatności za gaz	15 mln USD	15 kwiecień 2009	10 wrzesień 2009	4,0000	109	-
Płatności za gaz	15 mln USD	30 kwiecień 2009	10 wrzesień 2009	3,9900	114	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 maj 2009	9 październik 2009	4,0000	249	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 maj 2009	20 sierpień 2009	3,6500	209	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 maj 2009	10 sierpień 2009	3,6500	118	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 maj 2009	10 wrzesień 2009	3,7000	324	-
Płatności za gaz	15 mln USD	7 maj 2009	18 wrzesień 2009	3,7000	386	-
Płatności za gaz	15 mln USD	12 maj 2009	9 październik 2009	3,8000	425	-
Płatności za gaz	15 mln USD	13 maj 2009	10 listopad 2009	3,8000	617	-
Płatności za gaz	15 mln USD	13 maj 2009	10 wrzesień 2009	3,8000	231	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 maj 2009	9 październik 2009	3,8200	404	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 maj 2009	10 listopad 2009	3,8500	556	-
Płatności za gaz	15 mln USD	20 maj 2009	20 listopad 2009	3,8000	689	-
Płatności za gaz	15 mln USD	22 maj 2009	10 grudzień 2009	3,8000	806	-
Płatności za gaz	15 mln USD	3 czerwiec 2009	20 listopad 2009	3,7700	731	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 czerwiec 2009	10 listopad 2009	3,6000	936	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 czerwiec 2009	20 listopad 2009	3,6500	927	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 czerwiec 2009	20 październik 2009	3,8800	399	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 czerwiec 2009	18 grudzień 2009	3,8800	740	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 czerwiec 2009	10 grudzień 2009	3,8500	736	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 czerwiec 2009	10 listopad 2009	3,8500	556	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 czerwiec 2009	18 grudzień 2009	3,8500	780	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	7 maj 2009	10 wrzesień 2009	4,7000	290	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	7 maj 2009	18 wrzesień 2009	4,7000	321	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	20 maj 2009	9 październik 2009	4,6000	528	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	22 maj 2009	20 październik 2009	4,6000	564	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	1 czerwiec 2009	10 listopad 2009	4,7500	448	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	30 czerwiec 2009	10 grudzień 2009	4,9000	-	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	13 marzec 2009	10 lipiec 2009	4,8000	2	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	15 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	4,5500	189	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	15 kwiecień 2009	10 sierpień 2009	4,6000	290	-
Płatności za gaz	6 mln EUR	30 kwiecień 2009	20 sierpień 2009	4,7500	202	-
					<b>15 481</b>	<b>154 936</b>

Grupa Kapitałowa PGNiG S.A.  
Śródroczne Skonsolidowane Sprawozdanie Finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku  
(w tysiącach złotych)

<b>Opcje put</b>						
Płatności za gaz	20 mln USD	31 lipiec 2008	20 styczeń 2009	1,9230	-	-
Płatności za gaz	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	1,9300	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	2,4705	-	-
Płatności za gaz	5 mln EUR	30 czerwiec 2009	10 grudzień 2009	4,2940	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,0505	(43)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	30 czerwiec 2009	20 sierpień 2009	2,9000	-	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,0760	(105)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	23 marzec 2009	10 lipiec 2009	3,0650	(85)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 marzec 2009	10 lipiec 2009	2,9450	(4)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	2 kwiecień 2009	10 lipiec 2009	3,0988	(156)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	2 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	3,0600	(198)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	3 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	3,0050	(94)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	3 kwiecień 2009	20 lipiec 2009	3,0130	(106)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	6 kwiecień 2009	10 sierpień 2009	2,9740	(230)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	6 kwiecień 2009	10 sierpień 2009	3,0065	(307)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	15 kwiecień 2009	20 sierpień 2009	2,9025	(181)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	15 kwiecień 2009	10 wrzesień 2009	2,9430	(402)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	30 kwiecień 2009	10 wrzesień 2009	2,9950	(561)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	5 maj 2009	9 październik 2009	2,9250	(529)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	12 maj 2009	9 październik 2009	2,9620	(650)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	13 maj 2009	10 listopad 2009	2,9720	(862)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	13 maj 2009	10 wrzesień 2009	2,9530	(429)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 maj 2009	9 październik 2009	2,9825	(726)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	19 maj 2009	10 listopad 2009	2,9620	(822)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	20 maj 2009	20 listopad 2009	2,9140	(706)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	22 maj 2009	10 grudzień 2009	2,8850	(698)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	3 czerwiec 2009	20 listopad 2009	2,9155	(711)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 czerwiec 2009	20 październik	2,9110	(536)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	10 czerwiec 2009	18 grudzień 2009	2,9095	(814)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 czerwiec 2009	10 grudzień 2009	2,9600	(971)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 czerwiec 2009	10 listopad 2009	2,9660	(838)	-
Płatności za gaz	15 mln USD	24 czerwiec 2009	18 grudzień 2009	2,9700	(1 051)	-
					<b>(12 815)</b>	-
<b>Cross Currency Interest Rate Swap</b>						
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	8 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4686	(10 134)	3 430
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	12 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4627	(12 011)	(1)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	15 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4596	(12 980)	1 645
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	19 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4534	(14 918)	(2 954)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	22 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4588	(13 230)	1 388
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	30 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4461	(17 169)	(1 682)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(17 136)	1 026
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(17 157)	(325)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(28 249)	-
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(28 028)	-
PGNiG Norway pożyczka	322 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4400	(23 679)	-
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4380	(24 953)	-
					<b>(219 644)</b>	<b>2 527</b>
<b>Razem</b>					<b>(216 978)</b>	<b>157 463</b>
Z tego:		premia od opcji	aktywa		<b>17 860</b>	<b>32 770</b>
		wycena pozytywna*	aktywa		<b>(2 379)</b>	<b>141 416</b>
		Wycena negatywna	zobowiązania		<b>(232 459)</b>	<b>(16 723)</b>

\*Zawiera odwrócenie się dodatniej wyceny, ze względu jednak na przewagę premii za opcje oraz ich wyceny zostały one łącznie zaprezentowane w aktywach.

Wycena pozytywna instrumentów pochodnych na koniec okresu jest prezentowana w bilansie w odrębnej pozycji aktywów obrotowych. Natomiast wycena negatywna jest prezentowana w bilansie w odrębnej pozycji zobowiązań krótkoterminowych. Skutki wyceny otwartych pozycji odnoszone są w wynik finansowy okresu lub bezpośrednio w kapitały w przypadku wystąpienia części skutecznej stanowiącej efektywne zabezpieczenie zmiany wartości godziwej finansowych instrumentów pochodnych wyznaczonych do zabezpieczenia przepływów pieniężnych. W takim przypadku w momencie realizacji instrumentu pochodnego i pozycji zabezpieczanej zmniejszeniu/zwiększeniu ulegają kapitały Spółki, a wartość skuteczna odnoszona jest w rachunek wyników w miejscu powstawania kosztów pozycji zabezpieczanej. Część nieskuteczna oraz wartość godziwa transakcji niewyznaczonych jako transakcje zabezpieczające odnoszona jest w pozostałe pozycje wyniku finansowego danego okresu.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych- niezrealizowane	(237 365)	54 499
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	4 172	(26 975)
<b>Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat</b>	<b>(233 193)</b>	<b>27 524</b>
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	(231 567)	27 524
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów*	(1 626)	-

\*Od 1 kwietnia 2009 Jednostka Dominująca stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

**37. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE****37.1. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji**

Kredytobiorca	Udzielone zobowiązanie warunkowego w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Udzielone zobowiązanie warunkowego* w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.</b>					
EUROPOL GAZ S.A.	56 000	PLN	56 000	30 wrzesień 2012	poręczenie kredytu
Polish Oil and Gas Company LIBYA B.V.	108 000	USD	342 716	1 czerwiec 2013	gwarancja
PGNiG Norway AS	627 556	EUR	2 804 923	1 styczeń 2050	gwarancja
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa</b>					
Zobowiązania warunkowe udzielone przez Spółki Gazownictwa	1 250 000	EUR	5 587 000	27 styczeń 2012	gwarancja spłaty
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.</b>					
Oil Gas Development Company Pakistan	800	USD	2 539	31 grudzień 2009	gwarancja celna
Oil India Company LTD	2 363	USD	4 154	31 sierpień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Oil India Limited Libya	837	EUR	3 742	23 marzec 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Komercni Banka a.s.	5 000	CZK	864	27 styczeń 2009	gwarancja wadialna
Oil Gas Development Company Pakistan	1 470	USD	4 664	28 kwiecień 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.</b>					
Oil India	408	USD	1 295	25 grudzień 2009	gwarancja bankowa
Oil India	558	USD	1 769	15 listopad 2010	gwarancja bankowa
Cairn	1 240	USD	3 935	8 luty 2010	gwarancja bankowa
Cairn	1 194	USD	3 789	11 listopad 2010	gwarancja bankowa
Oil India	1 801	USD	5 715	15 wrzesień 2009	gwarancja bankowa
RIL	640	USD	2 031	30 grudzień 2009	gwarancja bankowa
ADANI	1 259	USD	3 997	25 lipiec 2010	gwarancja bankowa
Jubilant	354	USD	1 123	5 październik 2009	gwarancja bankowa
Comissioner	2 223	INR	148	10 luty 2009	gwarancja bankowa
ADANI	20 000	USD	1 864	11 luty 2010	gwarancja bankowa
GSPC	3 130	USD	9 931	18 grudzień 2009	gwarancja bankowa
Oil India	333	USD	1 057	15 listopad 2009	gwarancja bankowa
Oil India	658	USD	2 087	17 grudzień 2010	gwarancja bankowa
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	1 017	USD	1 017	2009-2010	gwarancja bankowa
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez BUG Gazobudowa Zabrze Sp. z o.o.</b>					
GAZ-SYSTEM S.A. Warszawa	388	PLN	388	30 maj 2012	gwarancja należytego wykonania kontraktu
IMP Promont Montaza Lubljana	128	EUR	571	8 marzec 2013	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Hydrobudowa Polska S.A. Przeźmierowo	2 298	PLN	2 298	31 grudzień 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
GAZ-SYSTEM Oddz.w Gdańsku	655	PLN	655	30 grudzień 2012	gwarancja należytego wykonania kontraktu
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.</b>					
MICROTECH Ltd SA Wrocław	112	PLN	112	18 grudzień 2009	poręczenie wekslowe
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez Diament Sp. z o.o.</b>					
GS Engineering&Construction Poland Sp. z o.o.	535	PLN	535	14 luty 2010	gwarancja należytego wykonania kontraktu
GS Engineering&Construction Poland Sp. z o.o.	658	PLN	658	30 lipiec 2009	gwarancja należytego wykonania kontraktu
Pozostałe (każda poniżej 500 tys. zł)	2 891	PLN	2 891	2009-2011	gwarancja należytego wykonania kontraktu
<b>Zobowiązania warunkowe udzielone przez Geovitę Sp. z o.o.</b>					
PKO BP	1 300	PLN	1 300	31 marzec 2010	hipoteka kaucyjna do kwoty na nieruchomości
PKO BP	2 000	PLN	2 000	31 marzec 2010	przelew prawa do wierzytelności z tyt. umowy ubezpieczeniowej
<b>Razem</b>			<b>8 857 768</b>		

\* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone wg kursów NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku obowiązywała umowa zawarta 22 września 2005 roku przez PGNiG S.A. ze Spółkami Gazownictwa, dotycząca udzielenia gwarancji w związku z Umową Kredytową zawartą przez PGNiG S.A. z konsorcjum banków w dniu 27 lipca 2005 roku. Umowa ta dotyczy udzielonych solidarnie przez Spółki, Bankowi Handlowemu w Warszawie S.A. (Agentowi Kredytu) nieodwołalnych i bezwarunkowych gwarancji terminowej spłaty kredytu do kwoty 1.250.000 tysięcy EUR do dnia przypadającego 18 miesięcy po dacie rozwiązania umowy odnośnie Transzy A Kredytu, tj. do dnia 27 stycznia 2012 roku. Spółka dokonała spłaty kredytu terminowego w kwocie 600.000 tysięcy EUR zapewniając sobie jednocześnie możliwość wykorzystania kwoty w tej samej wysokości w ramach kredytu odnawialnego. Gwarancje Spółek Gazownictwa stanowią teraz jego zabezpieczenie.

W tabeli 37.1. Spółka nie prezentuje gwarancji bankowych, które na zlecenie Jednostki Dominującej zostały wystawione przez banki na rzecz beneficjentów, wobec których Jednostka Dominująca posiada istotne zobowiązania z tytułu zawartych umów na dostawę towarów i usług. Na dzień 30 czerwca 2009 roku wartość takich gwarancji bankowych wynosiła 1.229.546 tysięcy złotych a na dzień 31 grudnia 2008 roku 754.714 tysięcy złotych.

### 37.2. Zobowiązania warunkowe z tytułu wystawionych weksli

Podmiot, któremu został wystawiony weksel	Wysokość wystawionego weksla w walucie	Waluta wystawionego weksla	Wysokość wystawionego weksla w złotych	Data obowiązywania weksla
<b>Weksle wystawione przez Geofizykę Kraków Sp. z o.o.</b>				
ECS,BPH Leasing,Sogelege	906	PLN	906	30 wrzesień 2012
<b>Weksle wystawione przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o.</b>				
BRE BANK SA	6 000	PLN	6 000	21 sierpień 2009
<b>Weksle wystawione przez PNiG Jasło Sp. z o.o.</b>				
Bank PeKaO S.A.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2009
Bank PeKaO S.A.	7 000	PLN	7 000	31 grudzień 2009
Bank PeKaO S.A.	987	PLN	987	4 grudzień 2009
ING BANK ŚLĄSKI S.A.	12 000	PLN	12 000	27 sierpień 2009
<b>Weksle wystawione przez Diament Sp. z o.o.</b>				
BRE BANK S.A.	4 000	PLN	4 000	bezterminowo
<b>Weksle wystawione przez Gazobudowę Zabrze Sp. z o.o.</b>				
PKN Orlen	20	PLN	20	bezterminowo
TU ALLIANZ Polska S.A.	8 000	PLN	8 000	14 marzec 2009
ERGO HESTIA Katowice	1 000	PLN	1 000	bezterminowo
PKN Orlen	10	PLN	10	bezterminowo
ING BANK ŚLĄSKI S.A.	6 000	PLN	6 000	30 styczeń 2010
DEUTSCHE BANK POLSKA S.A.	5 000	PLN	5 000	31 grudzień 2009
<b>Weksle wystawione przez Naftomontaż Krosno Sp. z o.o.</b>				
TU InterRisk SA O/Kielce	608	PLN	608	5 sierpień 2009
TU InterRisk SA O/Kielce	600	PLN	600	24 sierpień 2009
Pozostałe (każdy poniżej 500 tys. zł)	632	PLN	632	2009-2011
<b>Weksle wystawione przez Geovitę Sp. z o.o.</b>				
PKO BP S.A.	1 000	PLN	1 000	31 marzec 2010
<b>Razem</b>			<b>58 763</b>	

### 37.3. Inne zobowiązanie warunkowe

#### Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zadecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa ropy i gazu wyrobiskiem górniczym jest odwiert wiertniczy, urzędy gmin z rejonu działania Oddziału w Zielonej Górze odstąpiły od egzekucji podatku od nieruchomości z tego tytułu, natomiast niektóre z nich uznały, że przedmiotem opodatkowania jest system składający się na uzbrojenie tych odwiertów.

Obowiązek podatkowy od rurociągów istnieje od 2001 roku. Oddział w Zielonej Górze w poprzednich latach utworzył rezerwy na roszczenia gmin z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 821,3 tysięcy złotych. W związku z pozytywnym rozwiązaniem dotychczasowych spraw sądowych związanych z tym roszczeniem PGNiG S.A. ponownie oszacowała ryzyko roszczeń z tego tytułu i

uznając, że jest ono niewielkie rozwiązała w 2007 roku rezerwę z tego tytułu. Z kolei gminy Podkarpacia nie występowały do chwili obecnej z roszczeniami z tego tytułu. W związku z tym zakłady górnicze zlokalizowane na terenie Podkarpacia nie deklarowały i nie zarachowały podatku od nieruchomości od wyrobisk górniczych za lata 2001 – I półrocze 2009. Ewentualne nie przeterminowane zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, nie wykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 30 czerwca 2009 roku 150.443,6 tysięcy złotych (na koniec 2008 roku zobowiązanie to wynosiło 123.145,6 tysięcy złotych).

### Roszczenia dotyczące nieruchomości

Ponadto wobec PGNiG S.A. zgłaszane są roszczenia właścicieli nieruchomości gruntowych:

- przez które mają przebiegać planowane gazociągi,
- przez które przebiegają wybudowane już gazociągi i urządzenia gazownicze.

Ze względu na fakt, że roszczenia dotyczące nieruchomości wynikają z żądań właścicieli, którzy często swoje roszczenia zgłaszają bezpodstawnie, (co jest potwierdzone w orzeczeniach rzeczoznawców), nie jest możliwe oszacowanie wielkości ewentualnego zobowiązania.

## 38. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

### 38.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
W okresie 1 roku	-	18
W okresie od 1 do 5 lat	-	30
Powyżej 5 lat	-	-
<b>Razem</b>	<b>-</b>	<b>48</b>

### 38.2. Zobowiązania inwestycyjne

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	3 077 985	3 071 099
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	355 734	302 909
<b>Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym</b>	<b>2 722 251</b>	<b>2 768 190</b>



### 39. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

#### 39.1. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany	Obroty za okres od 1 stycznia do	Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Salda na dzień	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązany	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązany	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki stowarzyszone konsolidowane metodą praw własności	30 czerwca 2009	14 833	62 680	30 czerwca 2009	2 880	2 880	79 099	79 099	8 231
	30 czerwca 2008	17 798	39 260	31 grudnia 2008	3 840	3 840	120 526	-	7 955
Podmioty zależne i stowarzyszone nie konsolidowane	30 czerwca 2009	2 642	105 539	30 czerwca 2009	135 150	7 745	18 095	-	132 851
	30 czerwca 2008	12 391	90 762	31 grudnia 2008	130 270	2 859	16 343	-	134 570
<b>Razem podmioty powiązane</b>	<b>30 czerwca 2009</b>	<b>17 475</b>	<b>168 219</b>	<b>30 czerwca 2009</b>	<b>138 030</b>	<b>10 625</b>	<b>97 194</b>	<b>79 099</b>	<b>141 082</b>
	<b>30 czerwca 2008</b>	<b>30 189</b>	<b>130 022</b>	<b>31 grudnia 2008</b>	<b>134 110</b>	<b>6 699</b>	<b>136 869</b>	<b>-</b>	<b>142 525</b>

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w I półroczu 2009 oraz 2008 roku były wypłaty dywidendy przedstawione dokładnie w nocie 10.

W I półroczu 2009 roku Jednostka Dominująca ani spółki od niej zależne nie zawarły żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Grupa sporządza dokumentację dla transakcji z jednostkami powiązаныmi zgodną z art. 9a Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych. Procedura stosowana jest każdorazowo przy zawieraniu przez podmioty z Grupy Kapitałowej PGNiG umów (w tym umów ramowych), aneksów do umów, zleceń (umów szczegółowych) lub zamówień składanych na podstawie umów ramowych z podmiotami powiązаныmi, w przypadku gdy łączna kwota zobowiązań/należności (z jednym kontrahentem na podstawie jednej umowy) lub jej równowartość w złotych przekracza w roku kalendarzowym wartość 100 tysięcy EURO dla transakcji towarowych oraz 30 tysięcy EURO dla transakcji związanych ze świadczeniem usług, sprzedażą lub udostępnieniem wartości niematerialnych i prawnych. Grupa stosuje metody i sposób kalkulacji zysków oraz określenia ceny przedmiotu transakcji wskazane w art. 11 Ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, tj. porównywalnej ceny niekontrolowanej, ceny odsprzedaży, rozsądnej marży („koszt plus”) oraz dodatkowe metody zysku transakcyjnego (podziału zysków, marży transakcyjnej netto).

#### 39.2. Transakcje z jednostkami, których udziałowcem/akcjonariuszem jest Skarb Państwa

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. uzyskała największe obroty z następującymi podmiotami, których akcjonariuszem lub udziałowcem jest Skarb Państwa: Operator Gazociągów Przesyłowych „GAZ-SYSTEM” S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., Rafineria Trzebinia S.A., Zakłady Azotowe ANWIL S.A., Zakłady Azotowe POLICE S.A., Zakłady Azotowe PUŁAWY S.A. Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w I półroczu 2009 roku wyniosła 1.389 milionów złotych, co stanowiło 13,5 % przychodów ze sprzedaży (w pierwszym półroczu 2008 roku odpowiednio 1.517 milionów złotych i 16,4%). Wartość zakupów od powyższych jednostek w I półroczu 2009 roku wyniosła 698 milionów złotych, co stanowiło 6,4% kosztów operacyjnych (w pierwszym półroczu 2008 roku odpowiednio 745 milionów złotych i 9,4%). Na dzień 30 czerwca 2009 roku wartość bilansowa należności wyniosła 1.007 milionów złotych (na koniec 2008 roku było 1.119 milionów złotych), natomiast wartość zobowiązań wyniosła 66 miliony złotych (na koniec 2008 roku było 84 milionów złotych).

### 39.3. Informacje o wynagrodzeniach osób wchodzących w skład organów zarządzających i nadzorujących w spółkach Grupy Kapitałowej

	Okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 30 czerwca 2008
<b>Wynagrodzenie osób zarządzających</b>	<b>18 187</b>	<b>9 744</b>
Jednostka dominująca	1 416	2 318
Jednostki zależne	6 882	5 988
Jednostka współzależna	9 459	1 085
Jednostki stowarzyszone	430	353
<b>Wynagrodzenie osób nadzorujących</b>	<b>5 165</b>	<b>2 737</b>
Jednostka dominująca	178	144
Jednostki zależne	1 898	1 865
Jednostka współzależna	2 723	521
Jednostki stowarzyszone	366	207
<b>Razem</b>	<b>23 352</b>	<b>12 481</b>

### 39.4. Pożyczki udzielone Członkom Zarządu oraz Rady Nadzorczej w spółkach Grupy Kapitałowej

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
<b>Członkowie Zarządów</b>		
Oprocentowanie (%)	1%-5%	1%-5%
Warunki spłaty (na ile lat)	3-10 lat	3-10 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	64	128
<b>Członkowie Rad Nadzorczych</b>		
Oprocentowanie (%)	0%-4%	0%-5%
Warunki spłaty (na ile lat)	1,5-5 lat	1,25-5 lat
Wartości pożyczek pozostałych do spłaty	10	8
<b>Razem wartości pożyczek pozostałych do spłaty</b>	<b>74</b>	<b>136</b>

### 39.5. Wspólne przedsięwzięcia nie podlegające konsolidacji

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. współpracowała na terytorium Polski z następującymi firmami: FX Energy Poland Sp. z o.o., EuroGas Polska Sp. z o.o., Energia Bieszczady Sp. z o.o. oraz PKN Orlen S.A.

**FX Energy Poland sp. z o.o.**, siedziba: Warszawa 00-613, ul. Chałubińskiego 8

W I półroczu 2009 roku PGNiG S.A. kontynuowała prowadzenie wspólnych prac 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 ramach „Porozumienia w sprawie rozliczeń gazu ziemnego wydobywanego z otworu Kłęka 11” prowadzona była eksploatacja złoża Kłęka. Na obszarze „Płotki” również kontynuowano reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych. W I półroczu 2009 na obszarze „Poznań” kontynuowano wiercenia w otworze Kromolice-2 oraz rozpoczęto reprocessing i interpretację zdjęcia sejsmicznego 2D (Lutynia-Taczanów) i 3D (Żerków-Pleszew). Ponadto prowadzono eksploatację złoża gazu ziemnego Zaniemyśl na obszarze „Płotki”-„PTZ”.

W I półroczu 2009 roku kontynuowano wydobywanie gazu ziemnego ze złoża Wilga (Blok 255) oraz rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Ostrowiec-1 (obszar „Ostrowiec”).

**EuroGas Polska Sp. z o.o.**, siedziba: Pszczyna 43-200, ul. Górnosłaska 3  
**Energia Bieszczady Sp. z o.o.**, siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

W I półroczu 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, kontynuowała prace sejsmiczne 2D Kostarowce-Zahutyń w rejonie Karpat. Koncesja na powyższym obszarze należy do PGNiG S.A.

**PKN Orlen S.A.**, siedziba: Płock 09-411, ul. Chemików 7  
22 czerwca 2009 roku Spółka podpisała z PKN Orlen S.A. 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%, PKN Orlen S.A. – 49%.

Wszystkie opisane powyżej wspólne przedsięwzięcia nie były konsolidowane w I półroczu 2009 oraz I półroczu 2008 roku, ponieważ wszystkie związane z nimi aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty zostały ujęte w bilansie i rachunku zysków i strat PGNiG S.A. w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

### 39.6. Działalność poza granicami kraju

#### Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

##### **Ukraina**

Spółka **”Dewon” Z.S.A.** jest spółką akcyjną typu zamkniętego (nie giełdowa). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, rekonstrukcją odwiertów oraz zagospodarowaniem i eksploatacją złóż na Ukrainie.

Fundusz statutowy (kapitał zakładowy) spółki wynosi 11.146,8 tysięcy UAH to jest 4.619,2 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku) i dzieli się na 120,0 tysięcy akcji o wartości nominalnej 92,89 UAH każda. Zaangażowanie w spółce wynosi 4.055,2 tysięcy UAH to jest 1.680,5 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku).

Struktura własności akcji przedstawia się następująco:

- PGNiG S.A. 36,38%
- Prawniczyj Alians Sp. z o.o. 25,99%
- Ferrous Trading Ltd. 25,08%
- NAK Neftiegaz Ukrainy 12,13%
- Oszkader Walentyna Georgijewna 0,41%
- SZJu Ltawa Sp. z o.o. 0,01%

Produkcja gazu ziemnego została uruchomiona przez spółkę w listopadzie 2003 roku. Obiektem eksploatacji jest sachalińskie złożo gazokondensatu w Rejonie Krasnokuckim Obwodu Charkowskiego (wschodnia Ukraina). Spółka wydobywa węglowodory, prowadzi produkcję gazu ziemnego i kondensatu oraz zajmuje się ich sprzedażą na rynku ukraińskim.

Eksploatacja złoża Sachalińskiego odbywa się w ramach joint venture, na podstawie umowy zawartej przez spółkę **”Dewon” Z.S.A.** z NAK „Nadra Ukrainy” (posiadaczem licencji na eksploatację węglowodorów) i spółką PoltavaNaftoGasGeologia. W dniu 24 kwietnia 2009 roku wygasła licencja na prowadzenie prac na złożu Sachalińskim, która była posiadana przez NAK „Nadra Ukrainy”. Od tego czasu eksploatacja złoża przez spółkę **”Dewon” Z.S.A.** nie jest prowadzona. Obecnie oczekiwane jest podjęcie decyzji przez władze ukraińskie komu i na jaki okres zostanie przyznana licencja.

##### **Oman**

Kapitał zakładowy spółki **„Sahara Petroleum Technology Llc”** wynosi 150,0 tysięcy RO (omańskich riali), to jest 1.255,7 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 24 czerwca 2009) i dzieli się na 150,0 tysięcy udziałów o wartości 1 RO każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 615,3 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 24 czerwca 2009 roku). Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

---

• PGNiG S.A.	73.500 udziałów	49%,
• Petroleum and Gas Technology llc P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu.	76.500 udziałów	51%

---

Spółka zawiązana została z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG S.A. a obecnie jest to spółka, w której PGNiG SA posiada 100% udziałów) w 2000 roku. Głównym celem zawiązania spółki było prowadzenie przez nią usług serwisowych w zakresie obróbki i rekonstrukcji odwiertów, operacji techniką linową, konserwacji głowic eksploatacyjnych i lekkich oraz średnich wierceń z wykorzystaniem potencjału technologicznego PGNiG S.A. Spółka nigdy nie podjęła działalności, do której prowadzenia została powołana. W dniu 7 czerwca 2009 roku wspólnicy podjęli uchwały o rozwiązaniu spółki i wyznaczeniu likwidatora.

### Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG-Verbundez Gas AG zostały podpisane dwie umowy założycielskie spółek na prawie niemieckim:

- InterTransGas GmbH (ITG),
- InterGasTrade GmbH (IGT).

Obaj partnerzy objęli po 50% udziałów w każdej ze spółek. Kapitał zakładowy założonych spółek wynosi po 200 tysięcy EURO (to jest 893,9 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku), a ich siedziby znajdują się w Poczdamie (InterGasTrade GmbH (IGT)) i Lipsku (InterTransGas GmbH (ITG)).

Spółka InterGasTrade GmbH nie została wpisana do rejestru handlowego.

W dniu 9 sierpnia 2005 roku spółka InterTransGas GmbH została wpisana do rejestru handlowego w Poczdamie. Przedmiotem działalności spółki jest budowa, eksploatacja i sprzedaż mocy przesyłowych.

Celem zawiązania spółki InterTransGas GmbH była realizacja budowy interkonektora łączącego polski i europejski system przesyłowy stanowiącego jeden z elementów dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. Aktualnie na podstawie decyzji Wspólników, InterTransGas GmbH działa przy założeniu ponoszenia minimalnych kosztów niezbędnych do funkcjonowania spółki. Po zaistnieniu okoliczności umożliwiających budowę gazociągu łączącego polski i niemiecki system przesyłu paliwa gazowego, spółka będzie mogła podjąć podstawową działalność określoną w Umowie Spółki.

W roku 2007, na mocy uchwały Zgromadzenia Wspólników, siedziba spółki InterTransGas GmbH została przeniesiona z Poczdamu do Lipska.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników InterTransGas GmbH podjęło uchwały w sprawie zatwierdzenia Modelu biznesowego budowy gazociągu przesyłowego Bornicke – Hintersee – Police, zatwierdzenia planu gospodarczego na rok 2009 oraz wpłaty na kapitał rezerwowy przez wspólników po 3 miliony EURO. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 750 tysięcy EURO od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Pozostała część wpłaty na kapitał rezerwowy nastąpi w grudniu 2009 roku. Zakłada się, że decyzja o realizacji budowy interkonektora zostanie podjęta w 2011 roku.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku wartość udziałów w spółce InterTransGas GmbH ujętych w księgach PGNiG S.A. wynosiła 3.100 tysięcy EURO (to jest 13.855,8 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku).

### Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku PGNiG S.A. powołało w Norwegii spółkę zależną – PGNiG Norway AS z siedzibą w Stavanger w Norwegii w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością jako spółkę celową do zadań PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS). Następnie w dniu 9 czerwca 2007 roku spółka została zarejestrowana.

Na koniec 30 czerwca 2009 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce wynosiło 497.327, tysięcy NOK to jest 245.480,6 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku).

Spółka PGNiG Norway umożliwi Grupie Kapitałowej realizację następujących celów:

- dywersyfikację dostaw paliwa gazowego,
- podniesienie bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego,
- międzynarodową ekspansję w sektorze poszukiwań i wydobycia ropy i gazu,

- rozwój międzynarodowej działalności w zakresie obrotu paliwem gazowym.

Spółka PGNiG Norway AS została powołana w szczególności do wykonania umowy zawartej w dniu 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dotyczącą nabycia przez Spółkę udziałów w obszarach koncesyjnych złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, tj. złóż Skarv, Snadd oraz Idun (licencje PL 212, PL 212B, PL 262). Zgodnie z umową joint – venture PGNiG Norway AS posiada prawo do 11,9175% (po dokonanej unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun w dniu 14 września 2007 roku) produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun.

W I półroczu 2009 roku spółka PGNiG Norway AS kontynuowała prace nad zagospodarowaniem ww. złóż. Na potrzeby zakupu udziału w złożach oraz potrzeby inwestycyjne Jednostka Dominująca udzieliła spółce pożyczkę w kwocie 3.800.000 tysięcy NOK. Pożyczka jest uruchomiana w transzach a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. W I półroczu 2009 roku spółka otrzymała następną transzę pożyczki w wysokości 1.312.000 tysięcy NOK. Saldo otrzymanej pożyczki przez spółkę PGNiG Norway AS na dzień 30 czerwca 2009 roku osiągnęło poziom docelowy i wynosiło 3.800.000 tysięcy NOK to jest 1.875.680 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku). Odsetki są naliczane według stopy procentowej 3M NIBOR powiększonej o marżę.

W styczniu 2009 roku na podstawie umowy z StatoilHydro Petroleum AS, PGNiG Norway objęła 30% udziałów w licencji PL350 na NCS oraz za symboliczną kwotę 1 NOK 25% udziałów w koncesji PL 419 na NCS, na podstawie umowy z Nexen Exploration Norge AS. PGNiG Norway jest zobowiązana do pokrycia 30% kosztów planowanych odwiertów.

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje w szczególności eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego jak również wszelką inną działalność z tym związaną. Dodatkowo PGNiG Norway AS ma możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne, jak np. budowa i operatorstwo na gazociągach.

#### **Holandia - Libia**

Spółka PGNiG Finance B.V. została związana w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EURO. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Jej kapitał zakładowy wynosi 20 tysięcy EURO to jest 89,4 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku).

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę w sprawie wyrażenia zgody na wykorzystanie spółki PGNiG Finance B.V. na potrzeby prowadzenia działalności poszukiwawczo-wydobywczej na terytorium Libii. W tym samym dniu Zarząd PGNiG S.A. podjął Uchwałę w sprawie zmiany umowy i zarządu spółki PGNiG Finance B.V. oraz założenia przez tę spółkę oddziału w Libii. Zmiana umowy spółki została zarejestrowana w Holandii w dniu 4 lutego 2008 roku. Nową umową spółki dokonano zmiany jej nazwy na Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. (POGC – Libya B.V.).

Zarząd spółki Polish Oil and Gas Company – Libya B.V. podjął działania, które doprowadziły do podpisania w lutym 2008 roku z firmą libijską National Oil Corporation umowy Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA), określającej warunki realizacji projektu poszukiwawczo-wydobywczego w Libii w związku z wygraniem przetargu na koncesję w obszarze 113 o powierzchni 5.494 km<sup>2</sup>, położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, firma zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108.000 tysięcy USD, w tym: 3000 km<sup>2</sup> sejsmiki 2D, 1500 km<sup>2</sup> sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG S.A. na rzecz National Oil Corporation gwarancja dotycząca realizacji przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych na kwotę 108.000 tysięcy USD to jest 342.716,4 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku).

W styczniu 2009 roku został zatwierdzony przez stronę libijską raport z audytu środowiskowego i archeologicznego, co umożliwia rozpoczęcie prac sejsmicznych 2D i 3D przez spółkę Geofizyka Kraków Sp. z o.o. (spółka zależna z GK PGNiG), która wygrała przetarg na realizację tych prac.

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47,5 miliona euro z przeznaczeniem głównie na finansowanie wydatków poszukiwawczych w Libii. Dokapitalizowanie zostało dokonane bez emisji nowych udziałów. W dniu podjęcia uchwały o dokapitalizowaniu dokonano potrącenia części kwoty wpłaty na kapitał rezerwowy z wierzytelnością PGNiG S.A. z tytułu pożyczki w kwocie 25 milionów USD udzielonej w 2008 roku. Pozostała po potrąceniu pożyczki wraz z odsetkami kwota wkładu kapitałowego, zostanie wpłacona w gotówce w trzech transzach. Pierwsza transza w kwocie 11.603,3 tysięcy EURO została przekazana na rachunek

POGC Libya B.V. w dniu 19 marca 2009 roku. Druga transza w kwocie 10 milionów EURO została przekazana 1 lipca 2009 roku. Transza trzecia w kwocie 10 milionów EURO zostanie przekazana w dniu 1 października 2009 roku.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku zaangażowanie w spółkę przez PGNiG S.A. wynosiło 47.520,0 tysięcy EURO to jest 212.395,4 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku).

#### Udziały Grupy w koncesjach poszukiwawczych:

##### *Projekt na Norweskim Szelfie Kontynentalnym*

Do celów realizacji projektu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG S.A. powołała spółkę PGNiG Norway AS. W dniu 30 października 2007 roku PGNiG Norway AS nabyła od Mobil Development Norway A/S i ExxonMobil Production Norway Inc 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd oznaczonych (PL 212, PL 212B, PL 262). Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 30%, StatoilHydro – 30%, E.ON Ruhrgas Norge – 25%. Podstawowym zadaniem spółki PGNiG Norway AS jest poszukiwanie i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz udział w projektach infrastrukturalnych związanych z morską działalnością przesyłową.

Zagospodarowanie złóż jest prowadzone przez British Petroleum wraz z PGNiG Norway AS, StatoilHydro i E.ON Ruhrgas. W wyniku unicyzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun na Norweskim Szelfie Kontynentalnym udziały poszczególnych spółek w obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym w przybliżeniu wynoszą:

British Petroleum (Operator)	24%
StatoilHydro	36%
E.ON Ruhrgas Norge	28%
PGNiG Norway AS	12%.

Z dniem 1 stycznia 2009 roku na Norweskim Szelfie Kontynentalnym PGNiG Norway AS objęła:

- bezpłatnie 30% udziałów w koncesji PL 350, na podstawie umowy z StatoilHydro Petroleum AS
- za symboliczną kwotę 1 NOK 25% udziałów w koncesji PL 419, na podstawie umowy z Nexen Exploration Norge AS.

W wyniku rozstrzygnięcia Rundy Koncesyjnej w kwietniu 2009 roku, PGNiG Norway AS objęła 35% udziałów w koncesji PL 521 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Rejestracja udziałów PGNiG Norway AS w koncesji nastąpiła 15 maja 2009 roku.

W I półroczu 2009 roku kontynuowano projekt zagospodarowania złoża Skarv. Rozpoczęcie wydobycia planowane jest w 2011 roku. Projekt zagospodarowania złóż obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 – gazu ziemnego i 4 odwiertów iniekcyjnych (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża.

Zgodnie z szacunkami nakłady inwestycyjne na rozwój złóż wyniosą około 5 miliardów USD, z czego nakłady inwestycyjne Grupy wyniosą około 600 milionów USD. Na koniec 30 czerwca 2009 roku dotychczas poniesione przez Grupę (poprzez spółkę zależną PGNiG S.A.) nakłady inwestycyjne ujęte w bilansie Grupy wyniosły 3.774.919 tysięcy NOK to jest 1.863.300 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 30 czerwca 2009 roku), natomiast związane z tym przedsięwzięciem bezpośrednie koszty ujęte w rachunku zysków i strat za I półrocze 2009 rok wyniosły 37.086 tysięcy NOK to jest 18.847 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie NOK stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego).

##### *Inne 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 I półroczu 2009 roku prowadzono wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego Rahman-1.

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczej 1/05 na obszarze Dani i objęła operatorstwo na tej koncesji. 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. – 80%, Nordsofonden – 20%.

W 2007 roku PGNiG S.A. wygrała przetarg na koncesję poszukiwawczą Bahariya (Blok nr 3) w Egipcie. W dniu 17 maja 2009 roku PGNiG S.A i Rząd Egiptu podpisali umowę EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement).

Polish Oil and Gas Company-Libya B.V. prowadzi prace poszukiwawcze na koncesji numer 113 zlokalizowanej w basenie naftowym Murzuq (zachodnia Libia) na podstawie umowy EPSA (Exploration and Production Sharing Agreement) z dnia 25 lutego 2008 roku zawartej z Rządem Libii. W I połowie 2009 roku zostały rozpoczęte prace sejsmiczne 2D i 3D. Wartość tych prac w I półroczu 2009 roku wyniosła 9.578 tysięcy euro to jest 40.524 tysięcy złotych (przeliczone po średnim kursie EUR stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez NBP na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego).

Oddziały Grupy poza granicami kraju:

Grupa posiada poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Grupy poza granicami kraju.

**PGNiG S.A. – Jednostka Dominująca:**

Oddział Operatorski w Pakistanie – Islamabad;  
 Oddział w Egipcie – Kair;  
 Oddział w Danii – Kopenhaga,  
 Oddział w Algierii – Algier.

**Geofizyka Kraków Sp. z o.o.**

Oddział Pakistan Branch – Islamabad;  
 Zakład Słowacja w Bratysławie;  
 Zakład Czechy w Ostrawie;  
 Oddział Libia Branch - Trypolis.

**Geofizyka Toruń Sp. z o.o.**

Oddział w Tajlandii – Bangkok.

**PNiG Jasło Sp. z o.o.**

Oddział w Libii - Trypolis.

**PNiG Kraków Sp. z o.o.**

Oddział w Pakistanie – Karachi;  
 Oddział w Kazachstanie – Almaty.

**PNiG Piła Sp. z o.o.**

Oddział w Indiach - Baroda;  
 Oddział w Egipcie - Kair.

**POGC Libya BV**

Oddział w Libii

**40. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)**

**Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty**

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Centrala Spółki PGNiG S.A.*	829	837
Poszukiwanie i wydobywanie	10 946	10 725
Obrót i magazynowanie	4 135	4 088
w tym spółki konsolidowane metodą praw własności	295	295
Dystrybucja	13 757	13 746
Pozostałe	2 042	2 044
<b>Razem</b>	<b>31 709</b>	<b>31 440</b>

\* Centrala Spółki PGNiG S.A. wykonuje zadania na rzecz wszystkich pozostałych segmentów, w związku z tym nie została przypisana do żadnego z nich.

#### **41. INFORMACJE NA TEMAT PROCESU RESTRUKTURYZACJI W GRUPIE KAPITAŁOWEJ**

W styczniu 2009 roku wszedł w życie przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG SA „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011 (III etap). W odróżnieniu od „Programu restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych” realizowanego w poprzednich latach, Program został oparty na formule „na gotowość”, może być uruchamiany w sytuacjach szczególnych i wymaga stosowania przez poszczególne spółki jednolitej dla całej Grupy Kapitałowej procedury.

Realizacja programu w danym roku kalendarzowym następuje wyłącznie na podstawie odpowiedniej uchwały organu danego podmiotu, zgodnie z umową/statutem spółki, a w przypadku poszczególnych oddziałów PGNiG S.A., Zarządu PGNiG S.A. 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. Dopiero spełnienie procedur korporacyjnych z uwzględnieniem kompetencji związków zawodowych daje prawo do tzw. tytułów osłonowych.

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 30 czerwca 2009 roku nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w Spółce PGNiG S.A. oraz w podmiotach Grupy Kapitałowej.

Podmioty, które znajdują się w trudnej sytuacji finansowej mają możliwość, jak i w poprzednich latach, skorzystania ze środków kapitału rezerwowego w PGNiG S.A. pod nazwą Centralny Fundusz Restrukturyzacji. Dwie spośród spółek Grupy Kapitałowej wystąpiły z wnioskami o rozważenie takiej możliwości. Kwestia ta będzie analizowana i rozstrzygana w II półroczu 2009 roku.

W I półroczu 2009 roku - zgodnie z kierunkami określonymi w Strategii PGNiG S.A. - trwały prace analityczno-projektowe dla porządkowania struktur Grupy Kapitałowej przez konsolidowanie spółek o zbliżonym profilu działania. Jedną z przesłanek takich projektów jest tworzenie silniejszych pod względem wykonawczym i finansowym spółek PGNiG S.A., mogących w przyszłości podjąć się realizacji kluczowych dla polskiego gazownictwa i górnictwa naftowego projektów inwestycyjnych oraz prac poszukiwawczych w Polsce i zagranicą.



## 42. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

Głównym celem zarządzania kapitałem Grupy jest zapewnienie zdolności do kontynuowania działalności z uwzględnieniem realizacji planowanych inwestycji, przy jednoczesnym zwiększaniu wartości Grupy dla akcjonariuszy.

Grupa monitoruje stan kapitałów stosując wskaźnik dźwigni, który jest liczony jako stosunek zadłużenia netto do sumy kapitałów powiększonych o zadłużenie netto. Zasady Grupy stanowią, by wskaźnik ten nie przekroczył 35%. Do zadłużenia netto Grupa wlicza kredyty i pożyczki, zobowiązania z tytułu leasingu finansowego, zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania, pomniejszone o środki pieniężne i ekwiwalenty środków pieniężnych. Kapitał obejmuje kapitał własny należny akcjonariuszom Jednostki Dominującej.

	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Kredyty i pożyczki oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	1 488 477	912 810
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	3 035 289	3 294 154
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(1 345 980)	(1 421 939)
<b>Zadłużenie netto</b>	<b>3 177 786</b>	<b>2 785 025</b>
<b>Kapitał własny (przypisany akcjonariuszom jednostki dominującej)</b>	<b>19 743 142</b>	<b>20 706 895</b>
<b>Kapitał i zadłużenie netto</b>	<b>22 920 928</b>	<b>23 491 920</b>
<b>Wskaźnik dźwigni</b>	13,9%	11,9%

## 43. INFORMACJA NA TEMAT NIEODPŁATNEGO NABYCIA AKCJI SPÓŁKI PGNiG S.A. PRZEZ UPRAWNIONYCH PRACOWNIKÓW

Pracownicy Spółki na podstawie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji („Ustawa”), są uprawnieni do bezpłatnego nabycia 15% akcji Spółki. Powyższe prawo przysługuje tzw. uprawnionym pracownikom, to jest osobom o których mowa w artykule 2 pkt 5 Ustawy. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji powstaje po upływie trzech miesięcy od dnia zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji na zasadach ogólnych.

W dniu 30 czerwca 2008 roku Skarb Państwa zbył na zasadach ogólnych jedną akcję Spółki PGNiG S.A.

W związku z powyższym, zgodnie z art. 38 ust. 2 Ustawy, prawo do nieodpłatnego nabycia akcji Spółki przez uprawnionych pracowników powstało w dniu 1 października 2008 roku i wygaśnie w dniu 1 października 2010 roku.

Zgodnie z art. 36 ust. 1 Ustawy uprawnionym pracownikom 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 sztuk akcji o wartości nominalnej 1 złoty każda. Lista uprawnionych pracowników została ustalona w grudniu 1997 roku i wynosi 61.516 osób.

Wartość rynkowa pakietu 750 000 000 sztuk akcji na koniec 30 czerwca 2009 roku wynosiła 3.045.000 tysięcy złotych (na dzień sporządzenia sprawozdania to jest na koniec 12 sierpnia 2009 wartość tego pakietu wynosiła 3.075.000 tysięcy złotych).

Zgodnie z przyjętym harmonogramem, proces wydawania akcji został uruchomiony w dniu 6 kwietnia 2009 roku. Na dzień 30 czerwca 2009 roku zostało objętych (zapisanych na rachunkach papierów wartościowych) przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców 598.830.048 sztuk akcji.

Zgodnie z art. 38 ust. 3 Ustawy akcje nabyte nieodpłatnie przez uprawnionych pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przed dniem 1 lipca 2010 roku natomiast akcje nabyte nieodpłatnie przez członków zarządu Spółki przed dniem 1 stycznia 2011 roku.

Podstawową zasadą MSSF 2 Płatności w formie akcji jest ujmowanie kosztu świadczeń pracowniczych w okresie ich faktycznego świadczenia. Prawa do bezpłatnego nabycia akcji wynikające z Ustawy miały z założenia stanowić rekompensatę za świadczenie pracy przez uprawnionych pracowników za okres przed wejściem ustawy w życie w szczególności za okres sprzed 1989 r., kiedy miały miejsce zmiany ustrojowe w Polsce. Zgodnie z MSSF 2 wartość powyższego programu powinna zostać określona na dzień ustalenia ilości akcji przypadającej na poszczególnych pracowników, w oparciu o wartość godziwą tych akcji. W przypadku PGNiG S.A. akcje będą

wydawane z puli akcji należących do Skarbu Państwa. W związku z tym Spółka ponosi jedynie koszty administracyjne związane z operacją wydania akcji uprawnionym pracownikom.

Bezpośrednie koszty związane z udostępnianiem akcji poniesione w I półroczu 2009 roku ujęte w rachunku zysków i strat wyniosły 1.197,5 tysięcy złotych. Z tego koszt ogłoszeń prasowych wyniósł 107,7 tysięcy złotych a koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez CDM Pekaó S.A. wyniósł 1.089,8 tysięcy złotych.

#### **44. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM**

- a. W dniu 28 lipca 2009 roku została podpisana Umowa Ramowa kupna i sprzedaży gazu ziemnego („Umowa Ramowa”) pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG – Verbundnetz Gas Aktiengesellschaft z siedzibą w Lipsku, Niemcy. Umowa Ramowa określa ogólne zasady, w oparciu o które będzie realizowana współpraca w zakresie sprzedaży i zakupu gazu ziemnego. Szczegóły dotyczące poszczególnych dostaw, np. ilość i cena, będą każdorazowo doprecyzowywane w zawieranych w przyszłości Umowach Indywidualnych. Podpisanie Umowy Ramowej nie powoduje zaciągnięcia zobowiązań finansowych przez PGNiG S.A., ani nie nakłada obowiązku przystąpienia do transakcji indywidualnych. Umowa Ramowa została zawarta na czas nieokreślony.