



PGNiG

**Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA**

ROCZNE JEDNOSTKOWE SPRAWOZDANIE FINANSOWE

**ZA ROK ZAKOŃCZONY
31 GRUDNIA 2009 ROKU**

SPIS TREŚCI

WYBRANE DANE FINANSOWE	4
RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT	5
SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU	5
SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ	6
SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	7
SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM	8
INFORMACJA DODATKOWA DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A.	9
1. INFORMACJE OGÓLNE	9
2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI	13
3. SEGMENTY OPERACYJNE	33
4. KOSZTY OPERACYJNE	36
5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE	36
6. PODATEK DOCHODOWY	37
7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA	39
8. ZYSK (STRATA) PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ	39
9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY	39
10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE	40
11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE	44
12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE	45
13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE	47
14. INNE AKTYWA FINANSOWE	47
15. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO	48
16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE	48
17. ZAPASY	48
18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI	49
19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO	50
20. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE	50
21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE	50
22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY	50
23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY	51
24. AKTYWA WARUNKOWE	52
25. KAPITAŁ PODSTAWOWY	57
26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE	57
27. REZERWY	59
28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW	60
29. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY	60
30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE	61
31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA	61
32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH	61
33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM	63
34. INSTRUMENTY POCHODNE	73
35. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE	78
36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE	79
37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH	80
38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)	85
39. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM	85
40. INNE ISTOTNE INFORMACJE	85
41. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM	92

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, 3 marca 2010 roku

WYBRANE DANE FINANSOWE

za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

	PLN		EUR	
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
I. Przychody ze sprzedaży	18 578 265	18 038 820	4 280 115	5 107 109
II. Zysk/Strata z działalności operacyjnej	373 282	292 949	85 998	82 939
III. Zysk/Strata przed opodatkowaniem	723 268	564 871	166 629	159 925
IV. Zysk/Strata netto	665 874	546 236	153 406	154 649
V. Całkowite dochody	689 331	506 405	158 810	143 372
VI. Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 109 737	266 843	255 664	75 548
VII. Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	(2 412 862)	(1 099 629)	(555 882)	(311 324)
VIII. Środki pieniężne netto z działalności finansowej	920 194	585 708	211 997	165 824
IX. Środki pieniężne netto, razem	(382 931)	(247 078)	(88 221)	(69 952)
X. Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję zwykłą (w PLN / EUR)	0,11	0,09	0,03	0,03
	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008	Stan na 31 grudnia 2009	Stan na 31 grudnia 2008
XI. Aktywa razem	24 183 549	23 440 498	5 886 653	5 617 989
XII. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	6 843 846	6 259 126	1 665 899	1 500 126
XIII. Zobowiązania długoterminowe	1 638 725	2 022 998	398 891	484 852
XIV. Zobowiązania krótkoterminowe	5 205 121	4 236 128	1 267 008	1 015 274
XV. Kapitał własny	17 339 703	17 181 372	4 220 754	4 117 863
XVI. Kapitał zakładowy	5 900 000	5 900 000	1 436 152	1 414 054
XVII. Liczba akcji (średnia ważona w tys. szt.)	5 900 000	5 900 000	5 900 000	5 900 000
XVIII. Wartość księgową i rozwodnioną wartość księgową na jedną akcję (w PLN / EUR)	2,94	2,91	0,72	0,70
XIX. Zadeklarowana lub wypłacona dywidenda na jedną akcję (w PLN / EUR)	0,09	0,19	0,02	0,05

Pozycje rachunku zysków i strat, sprawozdania z całkowitego dochodu oraz sprawozdania z przepływów pieniężnych zostały przeliczone według kursu EUR, stanowiącego średnią arytmetyczną średnich kursów ustalonych przez Narodowy Bank Polski (NBP) na ostatni dzień każdego miesiąca danego okresu obrotowego.

Pozycje sprawozdania z sytuacji finansowej zostały przeliczone według średniego kursu EUR obowiązującego na koniec danego okresu obrotowego, ustalonego przez NBP.

Średnie kursy wymiany złotego w stosunku do euro ustalone przez NBP

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Średni kurs w okresie	4,3406	3,5321
Kurs na koniec okresu	4,1082	4,1724

RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
(w tysiącach złotych)		
Przychody ze sprzedaży	3	18 578 265
Zużycie surowców i materiałów	4	(10 902 437)
Świadczenia pracownicze	4	(774 764)
Amortyzacja		(610 099)
Usługi obce	4	(5 484 935)
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby		13 710
Pozostałe koszty operacyjne netto	4	(446 458)
Koszty operacyjne razem		(18 204 983)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej		373 282
Przychody finansowe	5	699 891
Koszty finansowe	5	(349 905)
Zysk/Strata przed opodatkowaniem		723 268
Podatek dochodowy	6	(57 394)
Zysk/Strata netto		665 874
Zysk/Strata i rozwodniony zysk/strata na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy	8	0,11

SPRAWOZDANIE Z CAŁKOWITEGO DOCHODU
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
(w tysiącach złotych)		
Zysk/Strata netto	665 874	546 236
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	(2 366)	928
Wycena instrumentów zabezpieczających	-	-
Wycena instrumentów finansowych	31 880	(50 320)
Podatek odroczony dotyczący innych całkowitych dochodów	(6 057)	9 561
Różnice kursowe z przeliczenia podatku odroczonego	-	-
Inne	-	-
Inne całkowite dochody netto	23 457	(39 831)
Całkowite dochody razem	689 331	506 405

SPRAWOZDANIE Z SYTUACJI FINANSOWEJ

na dzień 31 grudnia 2009 roku

	Informacja dodatkowa	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
(w tysiącach złotych)			
AKTYWA			
Aktywa trwałe (długoterminowe)			
Rzeczowe aktywa trwałe	10	9 726 870	9 038 674
Nieruchomości inwestycyjne	11	3 778	5 395
Wartości niematerialne	12	68 954	60 079
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	13	6 219 361	5 690 924
Inne aktywa finansowe	14	2 417 571	2 065 541
Aktywo z tytułu podatku odroczonego	15	299 660	301 222
Pozostałe aktywa trwałe	16	35 892	32 735
Aktywa trwałe (długoterminowe) razem		18 772 086	17 194 570
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe)			
Zapasy	17	1 110 220	1 579 726
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	18	3 687 081	3 638 083
Należności z tytułu podatku bieżącego	19	161 546	39 574
Rozliczenia międzyokresowe	20	9 370	6 342
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	21	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	18 002	174 186
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	22	425 243	807 861
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	23	1	156
Aktywa obrotowe (krótkoterminowe) razem		5 411 463	6 245 928
Suma Aktywów		24 183 549	23 440 498
PASYWA			
Kapitał własny			
Kapitał podstawowy (akcyjny)	25	5 900 000	5 900 000
Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych		(2 948)	(582)
Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej		1 740 093	1 740 093
Inne kapitały rezerwowe		8 983 114	8 953 301
Zyski/Straty zatrzymane		719 444	588 560
Kapitał własny razem		17 339 703	17 181 372
Zobowiązania długoterminowe			
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	2 619	3 783
Rezerwy	27	1 084 367	1 248 785
Przychody przyszłych okresów	28	3 941	6 063
Rezerwa na podatek odroczonego	29	531 260	742 045
Inne zobowiązania długoterminowe	30	16 538	22 322
Zobowiązania długoterminowe razem		1 638 725	2 022 998
Zobowiązania krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	31	2 359 695	2 790 711
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne	26	1 904 065	763 191
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	34	260 428	16 723
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego	19	-	-
Rezerwy	27	134 652	123 942
Przychody przyszłych okresów	28	546 281	541 561
Zobowiązania krótkoterminowe razem		5 205 121	4 236 128
Suma Zobowiązań		6 843 846	6 259 126
Suma Pasywów		24 183 549	23 440 498

SPRAWOZDANIE Z PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

Informacja dodatkowa	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
	(w tysiącach złotych)	
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk/Strata netto	665 874	546 236
Korekty o pozycje:		
Amortyzacja	610 099	577 069
Zysk/Strata z tytułu różnic kursowych netto	(271 334)	37 739
Odsetki i dywidendy netto	(237 519)	(275 985)
Zysk/Strata z działalności inwestycyjnej	235 356	(101 727)
Podatek dochodowy bieżącego okresu	57 394	18 635
Podatek dochodowy zapłacony	(394 647)	(462 883)
Pozostałe pozycje netto	649 718	(74 932)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej przed zmianą stanu kapitału obrotowego	1 314 941	264 152
Zmiana stanu kapitału obrotowego:		
Zmiana stanu należności netto	32 (10 986)	(220 101)
Zmiana stanu zapasów	32 469 507	(518 570)
Zmiana stanu rezerw	32 (42 495)	57 837
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych	32 (617 651)	548 409
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów	32 (6 185)	(7 752)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów	32 2 606	142 868
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 109 737	266 843
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Wpływy ze sprzedaży rzeczowego majątku trwałego oraz wartości niematerialnych i prawnych	44 733	3 915
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach powiązanych	5	52 000
Wpływy ze sprzedaży udziałów w jednostkach pozostałych	132	-
Wpływy ze sprzedaży krótkoterminowych papierów wartościowych	6 297	64 167
Nabycie rzeczowego majątku trwałego i wartości niematerialnych	(1 932 514)	(1 161 888)
Nabycie udziałów w jednostkach powiązanych	(379 962)	(30 000)
Nabycie krótkoterminowych papierów wartościowych	-	-
Wpływy z tytułu spłat pożyczek	266 586	189 876
Wydatki z tytułu udzielonych pożyczek	(679 827)	(519 400)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	113 107	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	(120 540)	-
Otrzymane odsetki	70 017	157 601
Otrzymane dywidendy	164 434	50 513
Wpływy z tytułu leasingu finansowego	40 111	92 840
Pozostałe pozycje netto	(5 441)	747
Środki pieniężne netto z działalność inwestycyjnej	(2 412 862)	(1 099 629)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy netto z wydania udziałów (emisji akcji) i innych	-	-
Wpływy z tytułu zaciągnięcia kredytów i pożyczek	1 140 000	760 000
Wpływy z emisji papierów dłużnych	-	-
Spłata kredytów i pożyczek	-	-
Wykup papierów dłużnych	-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(3 123)	(1 388)
Wpływy z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wydatki z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	-	-
Wypłacone dywidendy	9 (148 501)	(171 006)
Zapłacone odsetki	(58 742)	(153)
Pozostałe pozycje netto	(9 440)	(1 745)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	920 194	585 708
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	(382 931)	(247 078)
Różnice kursowe netto	313	(62)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na początku okresu	808 174	1 055 252
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty na koniec okresu	425 243	808 174

SPRAWOZDANIE ZE ZMIAN W KAPITALE WŁASNYM
za okres zakończony 31 grudnia 2009 roku

	Kapitał własny					Razem
	Kapitał podstawowy (akcyjny)	Różnice kursowe z przeliczenia jednostek zagranicznych	Nadwyżka ze sprzedaży akcji powyżej ich wartości nominalnej	Inne kapitały rezerwowe	Zyski/Straty zatrzymane	
(w tysiącach złotych)						
Stan na 1 stycznia 2009	5 900 000	(582)	1 740 093	8 953 301	588 560	17 181 372
Przeniesienia	-	-	-	3 991	(3 991)	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(531 000)	(531 000)
Całkowite dochody za rok 2009	-	(2 366)	-	25 822	665 875	689 331
Stan na 31 grudnia 2009	5 900 000	(2 948)	1 740 093	8 983 114	719 444	17 339 703
Stan na 1 stycznia 2008	5 900 000	(1 510)	1 740 093	3 344 146	6 813 239	17 795 968
Przeniesienia	-	-	-	5 649 915	(5 649 915)	-
Wypłata dywidendy właścicielom	-	-	-	-	(1 121 000)	(1 121 000)
Całkowite dochody za rok 2008	-	928	-	(40 760)	546 236	506 404
Stan na 31 grudnia 2008	5 900 000	(582)	1 740 093	8 953 301	588 560	17 181 372

INFORMACJA DODATKOWA DO SPRAWOZDANIA FINANSOWEGO PGNiG S.A.

na dzień 31 grudnia 2009 roku

1. INFORMACJE OGÓLNE

1.1. Nazwa, siedziba, podstawowy przedmiot działalności gospodarczej oraz podstawowe dane rejestrowe

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna („PGNiG S.A.”, „Spółka”) z siedzibą w Warszawie przy ulicy Marcina Kasprzaka 25, powstała w wyniku przekształcenia Przedsiębiorstwa Państwowego PGNiG w spółkę akcyjną Skarbu Państwa na podstawie art. 6 ust.1 ustawy z dnia 13 lipca 1990 roku o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz. U. 1990 nr 51 poz. 298 z późniejszymi zmianami) oraz rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów w sprawie przekształcenia państwowego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej "Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z siedzibą w Warszawie" w jednoosobową spółkę Skarbu Państwa z dnia 30 września 1996 roku (Dz. U. Nr 116, poz. 553). Na podstawie powyższego rozporządzenia sporządzono w dniu 21 października 1996 roku Akt Przekształcenia.

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. W dniu 14 listopada 2001 roku postanowieniem Sądu Rejonowego dla m. st. Warszawy, XII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, PGNiG S.A. została wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000059492. Spółce nadano numer statystyczny REGON 012216736 oraz NIP 525-000-80-28.

Decyzją Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. z dnia 16 września 2005 roku akcje serii A i B oraz prawa do akcji serii B Spółki PGNiG S.A. zostały dopuszczone do obrotu giełdowego na rynku podstawowym. Pierwsze notowanie praw do akcji zwykłych na okaziciela serii B miało miejsce na sesji giełdowej w dniu 23 września 2005 roku. W dniu 18 października 2005 roku Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. podjęła decyzję o wprowadzeniu do obrotu giełdowego na rynku podstawowym akcji serii A i B Spółki PGNiG S.A. Pierwsze notowanie powyższych akcji odbyło się na sesji giełdowej w dniu 20 października 2005 roku.

Zgodnie ze Statutem Spółki PGNiG S.A., Spółka realizuje zadania dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w zakresie:

- 1) ciągłości dostaw paliwa gazowego do odbiorców oraz utrzymania jego niezbędnych rezerw,
- 2) bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych,
- 3) równoważenia bilansu paliw gazowych oraz dysponowania ruchem i mocą urządzeń energetycznych przyłączonych do wspólnej sieci gazowej,
- 4) działalności wydobywczej gazu.

Zgodnie ze Statutem Spółka prowadzi działalność produkcyjną, usługową i handlową w następującym zakresie:

- 1) wydobywanie ropy naftowej,
- 2) wydobywanie gazu ziemnego,
- 3) działalność usługowa związana z eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego,
- 4) kopalnictwo surowców siarkonośnych,
- 5) pozostałe górnictwo i kopalnictwo, gdzie indziej niesklasyfikowane,
- 6) wytwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 7) przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej,
- 8) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji maszyn dla górnictwa, kopalnictwa i budownictwa,
- 9) wytwarzanie energii elektrycznej,
- 10) przesyłanie energii elektrycznej,
- 11) dystrybucja energii elektrycznej,
- 12) wytwarzanie paliw gazowych,
- 13) dystrybucja paliw gazowych w systemie sieciowym,
- 14) produkcja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 15) dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody),
- 16) wykonywanie wykopów i wierceń geologiczno - inżynierskich,
- 17) wykonywanie robót ogólnobudowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych, i telekomunikacyjno-przesyłowych,
- 18) wykonywanie instalacji centralnego ogrzewania i wentylacyjnych,
- 19) wykonywanie instalacji gazowych,

- 20) obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych,
- 21) sprzedaż detaliczna paliw,
- 22) sprzedaż hurtowa paliw stałych, ciekłych i gazowych oraz produktów pochodnych,
- 23) sprzedaż hurtowa półproduktów,
- 24) pozostała sprzedaż hurtowa wyspecjalizowana,
- 25) hotele i motele wraz z restauracjami,
- 26) hotele i motele bez restauracji,
- 27) towarowy transport drogowy pojazdami wyspecjalizowanymi,
- 28) towarowy transport drogowy pojazdami uniwersalnymi,
- 29) transport rurociągowy,
- 30) magazynowanie i przechowywanie towarów w pozostałych składowiskach,
- 31) działalność biur turystycznych,
- 32) telefonia stacjonarna i telegrafia,
- 33) telefonia ruchoma,
- 34) transmisja danych i teleinformatyka,
- 35) radiokomunikacja,
- 36) prace badawczo-rozwojowe w dziedzinie nauk technicznych,
- 37) działalność geologiczno-poszukiwawcza,
- 38) działalność geodezyjna i kartograficzna,
- 39) wynajem nieruchomości na własny rachunek,
- 40) zarządzanie nieruchomościami mieszkalnymi,
- 41) zarządzanie nieruchomościami niemieszkalnymi,
- 42) kupno i sprzedaż nieruchomości na własny rachunek,
- 43) działalność bibliotek innych niż publicznych,
- 44) działalność archiwów,
- 45) działalność muzeów,
- 46) badania i analizy techniczne,
- 47) leasing składników majątku Spółki służącego przesyłowi energii i gazu,
- 48) pośrednictwo finansowe pozostałe,
- 49) działalność holdingów,
- 50) działalność poligraficzna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 51) działalność usługowa związana z przygotowaniem druku,
- 52) działalność graficzna pomocnicza,
- 53) działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji instrumentów i przyrządów pomocniczych, kontrolnych, badawczych, testujących, nawigacyjnych,
- 54) wykonywanie instalacji cieplnych, wodnych, wentylacyjnych i gazowych,
- 55) działalność agentów zajmujących się sprzedażą paliw, rud, metali i chemikaliów przemysłowych,
- 56) działalność agentów zajmujących się sprzedażą towarów różnego rodzaju,
- 57) sprzedaż hurtowa wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego,
- 58) sprzedaż detaliczna pozostała w niewyspecjalizowanych sklepach,
- 59) leasing finansowy,
- 60) działalność pomocnicza finansowa związana z ubezpieczeniami i funduszami emerytalno-
rentowymi,
- 61) wynajem maszyn i urządzeń,
- 62) przetwarzanie danych,
- 63) działalność związana z bazami danych,
- 64) działalność związana z informatyką, pozostała,
- 65) działalność rachunkowo-księgowa,
- 66) reklama,
- 67) działalność centrów telefonicznych (CALL CENTER),
- 68) działalność komercyjna pozostała, gdzie indziej niesklasyfikowana,
- 69) zarządzanie nieruchomościami na zlecenie,
- 70) miejsca krótkotrwałego zakwaterowania pozostałe, gdzie indziej niesklasyfikowane.

1.2. Czas trwania działalności Spółki

Czas trwania działalności Spółki jest nieoznaczony.

1.3. Okres objęty sprawozdaniem finansowym

Sprawozdaniem objęto okres od 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 grudnia 2009 roku, a dla danych porównawczych okres od 1 stycznia 2008 roku do dnia 31 grudnia 2008 roku.

1.4. Sprawozdanie zawiera dane łączne

Spółka PGNiG S.A. sporządza sprawozdanie łączne. Na dzień 31 grudnia 2009 roku w skład PGNiG S.A. wchodziły: Centrala Spółki, 11 oddziałów krajowych oraz 4 oddziały zagraniczne (w Algierii, Danii, Egipcie oraz Pakistanie).

Prezentowane łączne sprawozdanie finansowe PGNiG S.A. zostało sporządzone w oparciu o dane finansowe ze zintegrowanych ksiąg rachunkowych poszczególnych oddziałów krajowych i trzech oddziałów zagranicznych oraz w oparciu o sprawozdanie oddziału zagranicznego w Pakistanie. Na dzień bilansowy dane wynikające ze sprawozdania z sytuacji finansowej oddziału zagranicznego zostały przeliczone na walutę polską po obowiązującym na dzień bilansowy średnim kursie ustalonym przez NBP dla danej waluty, a pozycje rachunku zysków i strat po kursie stanowiącym średnią arytmetyczną średnich kursów na dzień kończący każdy miesiąc roku obrotowego. Różnice kursowe powstałe w wyniku przeliczenia ujęte zostały w kapitale z aktualizacji wyceny.

PGNiG S.A. jako jednostka dominująca sporządza również sprawozdanie skonsolidowane, zawierające dane 23 spółek zależnych (w tym 1 spółka zależna pośrednio) oraz 1 spółki stowarzyszonej i 1 spółki współzależnej.

1.5. 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 31 grudnia 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 2009 roku miała miejsce następująca zmiana 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 31 grudnia 2009 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Zarządu PGNiG S.A.

1.6. Prokurenci PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku prokurentami PGNiG S.A. byli:

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

W 2009 roku miały miejsce następujące zmiany w składzie Prokurentów Spółki:

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.

W dniu 31 grudnia 2009 roku nastąpiło odwołanie prokury Panu Stanisławowi Radeckiemu.

Po 31 grudnia 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.

1.7. Skład Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

Zgodnie ze Statutem Spółki Rada Nadzorcza Spółki 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 Powiązaniem ze Spółką lub podmiotem zależnym od Spółki,
- 3) nie może być Podmiotem Powiązaniem 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 31 grudnia 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 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 S.A.

Po 31 grudnia 2009 roku, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania, nie było zmian w składzie Rady Nadzorczej PGNiG S.A.

1.8. Akcjonariat PGNiG S.A.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku struktura akcjonariatu PGNiG S.A. była następująca:

Podmiot	Siedziba	Ilość akcji	% posiadanego kapitału	% posiadanych praw głosów
Skarb Państwa	Warszawa	4 303 686 368	72,94%	72,94%
Pozostali	-	1 596 313 632	27,06%	27,06%
Razem	-	5 900 000 000	100,00%	100,00%

1.9. Założenie kontynuacji działalności

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu kontynuowania działalności gospodarczej przez Spółkę w dającej się przewidzieć przyszłości. Na dzień zatwierdzenia niniejszego sprawozdania finansowego nie stwierdzono istnienia okoliczności wskazujących na zagrożenie kontynuowania działalności przez Spółkę.

1.10. Połączenie spółek handlowych

W 2009 roku nie wystąpiły połączenia PGNiG S.A. z innymi spółkami handlowymi.

11.11. Zatwierdzenie sprawozdania finansowego

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostanie przedstawione do zatwierdzenia przez Zarząd PGNiG S.A. do publikacji w dniu 22 marca 2010 roku.

2. STOSOWANE ZASADY RACHUNKOWOŚCI

2.1. Podstawa sporządzenia sprawozdania finansowego

Sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadą kosztu historycznego, za wyjątkiem aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży oraz instrumentów pochodnych wycenionych w wartości godziwej.

Sprawozdanie finansowe jest przedstawione w złotych polskich (PLN), 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.

2.1.1. Oświadczenie o zgodności

Niniejsze sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF), w kształcie zatwierdzonym przez Unię Europejską (UE) na dzień 31 grudnia 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 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 niebędącego państwem członkowskim (Dz. U. Nr 33, poz. 259).

2.2. Zmiany stosowanych zasad rachunkowości i zakresu ujawnień

2.2.1. Standardy i interpretacje zastosowane po raz pierwszy

W roku bieżącym Spółka przyjęła wszystkie nowe i zaktualizowane standardy oraz interpretacje, przedstawione poniżej, wydane przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości i Komitet ds. Interpretacji Międzynarodowych Standardów Rachunkowości oraz 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),
- *Zmiany do MSSF 4 „Umowy ubezpieczeniowe” i MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”* - Podniesienie jakości ujawnianych informacji dotyczących instrumentów finansowych, zatwierdzone w UE w dniu 27 listopada 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2009 roku lub po tej dacie),
- *MSSF (2008) Zmiany do „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 usuwanie niezgodności i uściślenie słownictwa, zatwierdzone w UE w dniu 23 stycznia 2009 roku (większość poprawek 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),
- *Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” oraz do MSSF 7 „Instrumenty finansowe: ujawnianie informacji”*- Przekwalifikowanie aktywów finansowych, data wejścia w życie i przepisy przejściowe, zatwierdzone w UE w dniu 9 września 2009 (wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2008 roku),
- *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),
- *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 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 Spółki ani w prezentacji sprawozdań finansowych.

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 1

Zmiana MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych”, obejmuje zmiany dotyczące nazewnictwa podstawowych sprawozdań finansowych oraz prezentacji bilansu, rachunku zysków i strat oraz zmian w kapitale własnym.

W związku z zastosowaniem przez Spółkę zmienionego MSR 1 sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym w niniejszym sprawozdaniu finansowym przedstawia tylko transakcje z właścicielami. Pozostałe elementy zostały ujęte w sprawozdaniu z całkowitego dochodu.

Ponadto Spółka dokonała zmiany nazw podstawowych sprawozdań finansowych:

Poprzednia nazwa	Obecna nazwa
Rachunek zysków i strat	Rachunek zysków i strat*
-	Sprawozdanie z całkowitego dochodu*
Bilans	Sprawozdanie z sytuacji finansowej
Rachunek przepływów pieniężnych	Sprawozdanie z przepływów pieniężnych
Zestawienie zmian w kapitale własnym	Sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym

*Spółka wybrała wariant prezentacji dwóch odrębnych sprawozdań: rachunku zysków i strat oraz sprawozdania z całkowitego dochodu.

W związku ze zmianą nazwy bilansu, oznaczenie „wartość bilansowa” zostało zastąpione przez „wartość księgową netto”.

Zastosowanie zaktualizowanego MSR 23

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku, koszty finansowania zewnętrznego, które można bezpośrednio przyporządkować nabyciu, budowie lub wytworzeniu dostosowywanego składnika aktywów, są kapitalizowane jako część ceny nabycia lub kosztu wytworzenia tego składnika aktywów. Do końca 2008 roku Spółka 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 Spółka aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. W 2009 roku kwota aktywowanych kosztów finansowych wyniosła 22,5 milionów 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 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 PGNiG S.A. zorganizowana jest w trzech segmentach działalności:

- Segment poszukiwanie i wydobywanie,
- Segment obrót i magazynowanie,
- 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 Spółki.

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

Spółka 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 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 Spółki oraz podatki dochodowe są zarządzane na poziomie całej Spółki i nie są alokowane do segmentów operacyjnych. Informacje finansowe dotyczące segmentów operacyjnych, wykorzystywane do ich oceny przez GDO przedstawiono w nocie 3 niniejszego sprawozdania.

2.2.2. Standardy i interpretacje opublikowane i zatwierdzone do stosowania w UE, ale niemające jeszcze zastosowania

Sporządzając niniejsze sprawozdanie finansowe Spółka 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 1 (znowelizowany) „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”* zatwierdzony w UE w dniu 25 listopada 2009 roku (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2010 roku lub po tej dacie),

- *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),
- *Zmiany do MSR 32 „Instrumenty finansowe: prezentacja”* – Klasyfikacja emisji praw poboru, zatwierdzone w UE w dniu 23 grudnia 2009 roku (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lutego 2010 roku lub po tej dacie),
- *Zmiany do MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena”* zatwierdzone w UE w dniu 15 września 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),
- *Interpretacja KIMSF 17 „Przekazanie aktywów niegotówkowych właścicielom”* zatwierdzona w UE w dniu 26 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie),
- *Interpretacja KIMSF 18 „Przekazanie aktywów przez klientów”* zatwierdzona w UE w dniu 27 listopada 2009 roku (obowiązująca w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 listopada 2009 roku lub po tej dacie).

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

2.2.3. Standardy i interpretacje, które nie zostały jeszcze zatwierdzone przez UE do stosowania

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 31 grudnia 2009 roku nie zostały jeszcze przyjęte do stosowania:

- *MSSF 9 „Instrumenty finansowe”* (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2013 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 MSR 24 „Ujawnianie informacji na temat podmiotów powiązanych”* – Uproszczenie wymogów dotyczących ujawnień przez jednostki powiązane z państwem oraz doprecyzowanie definicji jednostek powiązanych (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych począwszy od 1 stycznia 2011 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 1 „Zastosowanie MSSF po raz pierwszy”* - ograniczone zwolnienie dla jednostek stosujących MSSF po raz pierwszy w zakresie ujawnień danych porównawczych wymaganych przez MSSF 7 (obowiązujący w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 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 KIMSF 14 „MSR 19 – Limit wyceny aktywów z tytułu określonych świadczeń, minimalne wymogi finansowania oraz ich wzajemne zależności”* - przedpłaty związane

z minimalnymi wymogami finansowania (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 stycznia 2011 roku lub po tej dacie),

- *Interpretacja KIMSF 19 „Rozliczenie zobowiązań instrumentami kapitałowymi”* (obowiązujące w odniesieniu do okresów rocznych rozpoczynających się 1 lipca 2010 roku lub po tej dacie).

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

2.3. Stosowane zasady rachunkowości

Poniżej zostały przedstawione najważniejsze zasady rachunkowości stosowane przez PGNiG S.A.

2.3.1. Rzeczowe aktywa trwałe

Rzeczowe aktywa trwałe obejmują środki trwałe i nakłady na środki trwałe w budowie, które jednostka zamierza wykorzystywać w swojej działalności oraz na potrzeby administracyjne w okresie dłuższym niż 1 rok, które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do jednostki. Nakłady na środki trwałe obejmują poniesione nakłady inwestycyjne jak również poniesione wydatki na przyszłe dostawy maszyn, urządzeń i usług związanych z wytworzeniem środków trwałych (przekazane zaliczki). Środki trwałe obejmują istotne, specjalistyczne części zamienne, które funkcjonują jako element środka trwałego.

Składniki rzeczowego majątku trwałego początkowo ujmowane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia (model wyceny według 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 zalicza się odsetki od finansowania zewnętrznego (patrz nota 2.3.3.).

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 Spółka oczekuje, iż będą one wykorzystywane przez czas dłuższy niż jeden rok i możliwe jest ich przypisanie do poszczególnych pozycji rzeczowych aktywów trwałych.

Spółka 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, Spółka wykazuje ją według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia pomniejszonego o zakumulowaną amortyzację oraz odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Podlegającą amortyzacji wartość środków trwałych, z wyłączeniem gruntów i środków trwałych w budowie, rozkłada się w sposób systematyczny na przestrzeni okresu użytkowania 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 ze sprawozdania z sytuacji finansowej, 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.

2.3.2. 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 złoża i rozliczane są przy zastosowaniu metody sukcesu geologicznego.

Nakłady poniesione na wykonanie wstępnych analiz terenów (prace sejsmiczne, opracowanie i sporządzenie map geologicznych) Spółka 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, Spółka ujmuje w aktywach, jako środki trwałe w budowie.

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

Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów mineralnych, po udowodnieniu technicznej wykonalności i komercyjnej zasadności wydobywania gazu ziemnego i/lub ropy naftowej, przeklasyfikowywane są do środków trwałych lub wartości niematerialnych, w zależności czego dotyczą.

2.3.3. Koszty finansowania zewnętrznego

Począwszy od 1 stycznia 2009 roku Spółka aktywuje koszty finansowania zewnętrznego. Do końca 2008 roku Spółka 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 bezpośrednio związanego z nabyciem, budową lub wytworzeniem składników aktywów, wymagających znacznego okresu czasu niezbędnego do przygotowania ich do użytkowania, zalicza się do kosztów wytworzenia takich aktywów aż do momentu, w którym składniki te są zasadniczo gotowe do zamierzonego użytkowania lub sprzedaży.

Przychody z inwestycji uzyskane w wyniku krótkoterminowego inwestowania pozyskanych środków zewnętrznych przeznaczonych bezpośrednio na finansowanie nabycia, budowy lub wytworzenia składników majątku, pomniejszają wartość kosztów finansowania zewnętrznego podlegających kapitalizacji.

Wszelkie pozostałe koszty finansowania zewnętrznego są odnoszone bezpośrednio w rachunek zysków i strat w okresie, w którym zostały poniesione.

Powyższe zasady kapitalizacji nie są stosowane do:

- aktywów wycenianych w wartości godziwej, oraz
- zapasów wytwarzanych w znaczących ilościach w cyklu ciągłym i charakteryzujących się wysoką rotacją.

2.3.4. Nieruchomości inwestycyjne

Za nieruchomości inwestycyjne uznaje się nieruchomości (grunt, budynek lub część budynku albo oba te elementy), które Spółka jako właściciel lub leasingobiorca w leasingu finansowym traktuje jako źródło przychodów z czynszów i/lub utrzymuje w posiadaniu ze względu na spodziewany przyrost ich wartości.

Nieruchomości inwestycyjne początkowo ujmowane są według ceny nabycia z uwzględnieniem kosztów transakcji. Do wyceny nieruchomości inwestycyjnych Spółka 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 ze sprawozdania z sytuacji finansowej 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 ze sprzedaży, likwidacji lub zaprzestania użytkowania nieruchomości inwestycyjnej stanowią różnicę między przychodami ze sprzedaży, a wartością księgową netto i ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym dokonano takiej operacji.

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

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

2.3.5. Wartości niematerialne

Wartości niematerialne obejmują możliwe do zidentyfikowania niepieniężne składniki aktywów, nieposiadające postaci fizycznej, nad którymi Spółka sprawuje kontrolę i które w przyszłości spowodują wpływ korzyści ekonomicznych do Spółki.

Wartości niematerialne powstałe w wyniku prowadzenia badań i prac rozwojowych ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej wyłącznie w sytuacji, gdy jednostka jest w stanie udowodnić:

- możliwość, z technicznego punktu widzenia, ukończenia składnika wartości niematerialnych tak, aby nadawał się do użytkowania lub sprzedaży,
- zamiar ukończenia składnika oraz jego użytkowania lub sprzedaży,
- sposób, w jaki składnik będzie wytwarzał przyszłe korzyści ekonomiczne,
- dostępność stosownych środków technicznych oraz finansowych konieczne do ukończenia prac rozwojowych oraz użytkowania lub sprzedaży składnika,
- możliwość wiarygodnego ustalenia nakładów poniesionych w czasie prac rozwojowych.

Nakłady poniesione na prace badawcze prezentowane są w rachunku zysków i strat w momencie ich poniesienia.

Wartości niematerialne stanowią również wydatki związane z nabyciem prawa wieczystego użytkowania gruntu. Prawa wieczystego użytkowania gruntu nabyte odpłatnie (od innych podmiotów) prezentowane są jako wartości niematerialne i amortyzowane przez okres ich użytkowania.

Prawa wieczystego użytkowania gruntu otrzymane nieodpłatnie na mocy decyzji administracyjnej, wydanej na podstawie ustawy z dnia 20 września 1990 roku o zmianie ustawy o gospodarce gruntami i wywłaszczaniu nieruchomości, ujmowane są wyłącznie w ewidencji pozabilansowej.

Składnik wartości niematerialnych Spółka początkowo ujmuje w cenie nabycia lub koszcie wytworzenia. Na dzień bilansowy składniki wartości niematerialnych wyceniane są według ceny nabycia lub kosztu wytworzenia po pomniejszeniu o dokonane odpisy amortyzacyjne oraz odpisy z tytułu trwałej utraty wartości.

Stosowana metoda amortyzacji odzwierciedla sposób konsumowania korzyści ekonomicznych ze składnika wartości niematerialnych przez Spółkę, 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.

Amortyzacja wartości niematerialnych odbywa się według stawek odzwierciedlających przewidywany okres ich użytkowania. Szacunki okresu i metody amortyzacji weryfikowane są na koniec roku obrotowego. Jeśli prognozowany okres użytkowania składnika aktywów różni się znacząco od poprzednich szacunków, dokonuje się zmiany okresu amortyzacji. W przypadku znaczącej zmiany oczekiwanego sposobu rozłożenia w czasie korzyści ekonomicznych ze składnika aktywów, stosuje się inną metodę amortyzacji, aby odzwierciedlić tę zmianę. Powyższe operacje Spółka ujmuje jako zmiany szacunków księgowych i odnosi w rachunek zysków i strat w okresie, w którym ma miejsce zmiana szacunków.

Okresy użyteczności stosowane dla poszczególnych składników wartości niematerialnych i prawnych są następujące:

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

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 o nieokreślonym okresie użytkowania nie podlegają amortyzacji.

Wartości niematerialne o nieokreślonym okresie użytkowania oraz wartości niematerialne jeszcze nieużytkowane poddawane są cyklicznie (raz do roku) testowi na utratę wartości.

2.3.6. Leasing

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

2.3.6.1. Spółka jako leasingodawca

Aktywa oddane w leasing finansowy są prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 nierozliczonej 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.

2.3.6.2. Spółka jako leasingobiorca

Aktywa użytkowane na podstawie umowy leasingu finansowego są traktowane jak aktywa Spółki i są wyceniane w wartości godziwej w momencie ich nabycia, nie wyższej jednak niż wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych. Powstające z tego tytułu zobowiązanie wobec leasingodawcy jest prezentowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w pozycji zobowiązania z tytułu leasingu finansowego.

Płatności leasingowe dzielone są na część odsetkową oraz część kapitałową tak, by stopa odsetek od pozostałego zobowiązania była wielkością stałą. Koszty finansowe są odnoszone do rachunku zysków i strat.

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

2.3.7. Utrata wartości rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych

Na każdy dzień bilansowy Spółka dokonuje oceny składników majątku trwałego i wartości niematerialnych 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 niezależne 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 każdorazowo, 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 przypadku, gdy strata z tytułu utraty wartości ulega odwróceniu, wartość netto składnika aktywów (lub grupy aktywów) zwiększana jest do nowej oszacowanej wartości odzyskiwalnej, nie wyższej jednak od wartości księgowej netto tego składnika aktywów, jaka byłaby ustalona, gdyby utrata wartości nie została rozpoznana w poprzednich latach. Odwrócenie utraty wartości ujmowane jest w rachunku zysków i strat jako przychód.

2.3.8. Aktywa finansowe

Ze względu na charakter i przeznaczenie, aktywa finansowe Spółka kwalifikowane są do następujących kategorii:

- aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat,
- inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności,
- aktywa finansowe dostępne do sprzedaży,
- pożyczki i należności,
- dodatnia wycena instrumentów pochodnych.

W momencie początkowego ujęcia składnik aktywów finansowych wyceniany jest według wartości godziwej, powiększonej o koszty transakcji, z wyjątkiem aktywów kwalifikowanych jako wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

2.3.8.1. Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

Kategoria ta obejmuje aktywa finansowe przeznaczone do obrotu oraz aktywa finansowe wyznaczone w momencie ich początkowego ujęcia do wyceny w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat.

Składnik aktywów finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został nabyty głównie w celu sprzedaży w krótkim terminie;
- stanowi część portfela określonych instrumentów finansowych, którymi Spółka łącznie zarządza, zgodnie z aktualnym i faktycznym wzorem generowania krótkoterminowych zysków;
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty pochodne niewyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest dodatnia (np.: SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward z dostawą, bez dostawy, FX SWAPY),
- inwestycje w notowane akcje i instrumenty dłużne przeznaczone do obrotu,
- jednostki funduszy inwestycyjnych,
- inne pozycje.

Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty ujmowane są w rachunku zysków i strat. Zysk lub strata netto ujęte w rachunku zysków i strat uwzględniają dywidendy lub odsetki wygenerowane przez dany składnik aktywów finansowych.

2.3.8.2. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności

Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności stanowią aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności oraz stałych terminach wymagalności, które Spółka chce i może utrzymywać do momentu osiągnięcia wymagalności. Pozycje tej kategorii wyceniane są według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej po pomniejszeniu o utratę wartości, zaś przychody ujmuje się metodą efektywnego dochodu. Skutki wyceny odnoszone są w rachunek zysków i strat.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- instrumenty dłużne takie jak obligacje skarbowe i komercyjne, kuponowe, dyskontowe, bony skarbowe i komercyjne, utrzymywane do terminu zapadalności,
- lokaty terminowe,
- inne pozycje.

2.3.8.3. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży

Aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, które zostały wyznaczone jako dostępne do sprzedaży lub nieprzypisane do pozostałych kategorii klasyfikuje się jako aktywa dostępne do sprzedaży i wycenia według wartości godziwej. Zyski i straty wynikające ze zmian wartości godziwej ujmowane są w kapitale własnym w pozycji inne kapitały rezerwowe. Jednakże inwestycje w instrumenty kapitałowe nieposiadające kwotowań cen rynkowych z aktywnego rynku i których

wartość godziwa nie może być wiarygodnie zmierzona, Spółka prezentuje według kosztu. Akcje i udziały spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych, zakwalifikowane do tej kategorii, wyceniane są według kosztu także wtedy, gdy są notowane na aktywnym rynku.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- inwestycje w nienotowane instrumenty kapitałowe (w tym udziały i akcje spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w notowane instrumenty kapitałowe, nieprzeznaczone do obrotu (w tym udziały i akcje spółek zależnych, współkontrolowanych i stowarzyszonych),
- inwestycje w instrumenty dłużne, co do których Spółka nie ma stanowczego zamiaru utrzymania ich do terminu zapadalności,
- inne pozycje.

2.3.8.4. Pożyczki i należności

Kategoria pożyczek i należności obejmuje aktywa finansowe niebędące instrumentami pochodnymi, o stałych lub możliwych do ustalenia warunkach płatności, które nie są przedmiotem obrotu na aktywnym rynku.

Pożyczki i należności wyceniane są według zamortyzowanego kosztu, metodą efektywnej stopy procentowej z uwzględnieniem utraty wartości. Dochód odsetkowy ujmowany jest przy zastosowaniu efektywnej stopy procentowej z wyjątkiem należności krótkoterminowych, gdzie ujęcie odsetek byłoby nieistotne.

Spółka klasyfikuje do tej pozycji:

- wszystkie należności (bez podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń),
- udzielone pożyczki,
- należności z tytułu transakcji buy sell back, reverse repo.

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, dla których nie dokonano odpisów aktualizujących lub dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.8.5. Instrumenty pochodne – wycena dodatnia

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.

2.3.9. Utrata wartości aktywów finansowych

Składniki aktywów finansowych podlegają ocenie pod względem utraty wartości na każdy dzień bilansowy. Utratę wartości składnika stwierdza się, gdy istnieją obiektywne przesłanki, że zdarzenia, które wystąpiły po początkowym ujęciu danego składnika aktywów wpłynęły niekorzystnie na związane z nim szacunkowe przyszłe przepływy pieniężne.

W przypadku wartości pożyczek i należności lub inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności wycenianych w wysokości zamortyzowanego kosztu, uwzględnia się stopień prawdopodobieństwa ich zapłaty. Kwota odpisu aktualizującego stanowi różnicę pomiędzy wartością bilansową aktywów, a wartością bieżącą oszacowanych przyszłych przepływów pieniężnych zdyskontowanych pierwotną efektywną stopą procentową dla tych aktywów.

W zależności od rodzaju należności stosowana jest jedna z dwóch metod tworzenia odpisów aktualizujących: statystyczna lub indywidualna. Odpisy aktualizujące wartość należności zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub do kosztów finansowych - zależnie od rodzaju należności, której dotyczy odpis aktualizujący. Na należności przeterminowane powyżej 90 dni i wszystkie zarachowane odsetki tworzony jest odpis aktualizujący w wysokości 100 %.

Gdy strata z tytułu utraty wartości aktywów finansowych, z wyjątkiem instrumentów finansowych przeznaczonych do sprzedaży, ulegnie zmniejszeniu, to uprzednio ujętą stratę z tego tytułu odwraca się poprzez rachunek zysków i strat. Odwrócenie nie powoduje zwiększenia wartości bilansowej

składnika aktywów finansowych ponad kwotę, która stanowiłaby zamortyzowany koszt tego składnika na dzień odwrócenia w sytuacji, gdyby ujęcie utraty wartości w ogóle nie miało miejsca.

Straty z tytułu utraty wartości inwestycji w instrument kapitałowy nie poddaje się odwróceniu przez rachunek zysków i strat. Zwiększenia wartości godziwej następujące po ujęciu straty z tytułu utraty wartości ujmuje się bezpośrednio w kapitale własnym.

2.3.10. Rachunkowość zabezpieczeń

Spółka PGNiG S.A. z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych.

Celem podejmowanych przez Spółkę 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 Spółkę 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 wpływu 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 niestanowiącej efektywnego zabezpieczenia zalicza się do pozostałych przychodów lub kosztów operacyjnych okresu sprawozdawczego.

2.3.11. Udziały we wspólnym przedsięwzięciu

Wspólne przedsięwzięcie jest to relacja umowna, na mocy której dwie lub więcej stron podejmują działalność gospodarczą podlegającą współkontroli, w toku której strategiczne decyzje finansowe, operacyjne i polityczne wymagają jednogłośniego poparcia wszystkich stron sprawujących wspólnie kontrolę.

W odniesieniu do swoich udziałów we wspólnie kontrolowanej działalności Spółka wykazuje w swoim sprawozdaniu finansowym aktywa, które kontroluje i zobowiązania, które zaciągnęła, a także poniesione koszty i udział w przychodach ze sprzedaży towarów lub usług wygenerowanych przez wspólne przedsięwzięcie.

2.3.12. Zapasy

Zapasy są to aktywa przeznaczone do sprzedaży w toku zwykłej działalności gospodarczej, będące w trakcie produkcji przeznaczonej na sprzedaż oraz mające postać materiałów lub surowców zużywanych w procesie produkcyjnym lub w trakcie świadczenia usług. Grupa ta obejmuje materiały, towary, produkty gotowe oraz produkcję w toku.

Wartość zapasów 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 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.

2.3.13. 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 w rachunek zysków i strat. Spółka nie dyskontuje należności, których termin płatności przypada w okresie 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 rozliczanych w grupach taryfowych od 1 do 4, tworzone są według metody statystycznej. Podstawą tworzenia odpisów jest analiza danych historycznych o spłacie należności przeterminowanych w poszczególnych przedziałach wiekowych. Na bazie analizy ustalane są wskaźniki spłacalności, które są podstawą ustalenia odpisów aktualizujących należności w każdym przedziale wiekowym.

Odpisy aktualizujące należności od pozostałych klientów ujmowane są na podstawie indywidualnej analizy sytuacji finansowej dłużników.

Na należności przeterminowane powyżej 90 dni oraz na zarachowane opłaty karne, koszty procesowe, koszty egzekucyjne i odsetki od nieterminowych płatności, odpis aktualizujący tworzy się w wysokości 100 % wartości należności.

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

W przypadku sprzedaży lub umorzenia należności objętej uprzednio odpisem aktualizującym następuje usunięcie należności ze sprawozdania z sytuacji finansowej w korespondencji z odpisem aktualizującym. Należności, na które dokonano odpisów w niepełnej wysokości, zalicza się odpowiednio do pozostałych kosztów operacyjnych lub kosztów finansowych.

2.3.14. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty

Środki pieniężne i ich ekwiwalenty wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej obejmują środki pieniężne w banku i w kasie oraz krótkoterminowe aktywa finansowe o dużej płynności, o pierwotnym okresie zapadalności nieprzekraczającym trzech miesięcy, łatwo wymienne na określone kwoty środków pieniężnych oraz narażone na nieznaczne ryzyko zmiany wartości.

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

2.3.15. Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży

Spółka klasyfikuje składnik aktywów trwałych (lub grupę do zbycia) jako przeznaczony do sprzedaży, jeśli jego wartość księgową netto 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 Spółki, organ Spółki - Zarząd, Radę Nadzorczą lub 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.

Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży wyceniane są w kwocie niższej spośród dwóch wartości: wartości bilansowej i wartości godziwej pomniejszonej o koszty związane ze sprzedażą. Jeśli wartość godziwa jest niższa od wartości bilansowej, różnicę ujmuje się jako odpis aktualizujący w rachunku zysków i strat. Ewentualne odwrócenie tej różnicy ujmuje się w rachunku zysków i strat, do wysokości wcześniej utworzonego odpisu.

W sprawozdaniu z sytuacji finansowej aktywa przeznaczone do sprzedaży (lub grupa do zbycia) prezentowane są w osobnej pozycji aktywów obrotowych i nie podlegają amortyzacji.

2.3.16. Kapitały własne

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

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

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

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 został odniesiony na pozycję zyski/straty zatrzymane.

Zgodnie z postanowieniami MSSF, 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 MSSF. Z tego powodu, Spółka wykazuje wymienione zmniejszenia zysku w wyniku finansowym roku, w którym wystąpiło wiążące zobowiązanie do przekazania środków. Przeznaczenie zysku dla pracowników ujmowane jest w koszcie wynagrodzeń, natomiast przekazanie środków na Zakładowy Fundusz Świadczeń Socjalnych ujmuje się w koszcie świadczeń na rzecz pracowników.

2.3.17. Kredyty bankowe i pożyczki

Oprocentowane kredyty bankowe ujmowane są w wartości uzyskanych wpływów pomniejszonych o koszty bezpośrednie pozyskania środków. Po początkowym ujęciu oprocentowane kredyty i pożyczki wyceniane są 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 wykazywana jest w kosztach lub przychodach finansowych w okresie wykorzystywania kredytu lub pożyczki.

2.3.18. Rezerwy

Rezerwy są tworzone w przypadku, gdy w następstwie przeszłych zdarzeń na Spółce ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność rozchodu środków stanowiących korzyści ekonomiczne oraz można dokonać wiarygodnego szacunku kwoty tego zobowiązania, przy czym jego kwota lub termin wymagalności nie są pewne.

Wysokość utworzonych rezerw jest weryfikowana i aktualizowana na każdy dzień bilansowy w celu ujęcia możliwie najdokładniejszego szacunku.

W Spółce tworzone są rezerwy w szczególności z następujących tytułów:

- rezerwa na koszty likwidacji odwiertów,
- rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne,
- rezerwa na wypłatę deputatów gazowych byłym pracownikom,
- rezerwy związane z ochroną środowiska,
- rezerwa na kary,
- rezerwa na potencjalne zobowiązania,
- pozostałe rezerwy.

2.3.18.1. Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów

Z tytułu ciążącego na Spółce obowiązku usuwania skutków prowadzonej działalności geologicznej i górniczej, Spółka tworzy rezerwę na przyszłe koszty likwidacji odwiertów i infrastruktury towarzyszącej oraz dokonuje odpisów na Fundusz Likwidacji Zakładu Górniczego (FLZG).

Rezerwa na przyszłe 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 zdyskontowanej rezerwy stanowi element kosztu wytworzenia pozycji rzeczowych aktywów trwałych. Późniejsze aktualizacje 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 10% wartości amortyzacji podatkowej majątku kopalnianego i ujmowane są w pozostałych kosztach operacyjnych.

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

2.3.18.2. Rezerwa na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

W Spółce prowadzony jest program wypłaty nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych. Wypłaty z powyższych tytułów ujmowane są w rachunku zysków i strat w sposób umożliwiający rozłożenie kosztów nagród jubileuszowych i odpraw emerytalnych na cały okres zatrudnienia pracowników w Spółce. Koszty z tytułu ww. świadczeń są ustalane aktuarialną metodą wyceny prognozowanych uprawnień jednostkowych.

Rezerwa na nagrody jubileuszowe wykazywana jest w wartości bieżącej zobowiązań wynikających z wyliczeń aktuarialnych. Saldo rezerw na odprawy emerytalne ujęte jest w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 rachunek zysków i strat przez okres 15 lat.

Przy wyliczaniu rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne Spółka 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 Spółce oraz wynagrodzenia, które zostały skonstruowane na podstawie informacji otrzymanych z jednostek Spółki o pracownikach, w stosunku do których ustał stosunek pracy. 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 ustalana jako wypadkowa zwrotu z aktywów i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń.

2.3.18.3. Rezerwa na deputat gazowy wypłacany byłym pracownikom

Spółka dokonuje wypłat deputatów gazowych byłym pracownikom, którzy przeszli na emeryturę do końca 1995 roku. System wypłat obowiązywać będzie do 2010 roku, po którym Spółka 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.

2.3.18.4. Rezerwy związane z ochroną środowiska

Przyszłe zobowiązania z tytułu kosztów rekultywacji skażonych gruntów lub eliminacji szkodliwych substancji, w przypadku występowania prawnego lub zwyczajowego obowiązku wykonania tych czynności, ujmowane są jako rezerwy. Tworzona rezerwa odzwierciedla potencjalne koszty przewidziane do poniesienia, szacowane i weryfikowane okresowo według cen bieżących.

2.3.18.5. Rezerwa na kary

Spółka zawiązuje tego typu rezerwy na potencjalne zobowiązania z tytułu kar nakładanych na Spółkę.

2.3.18.6. Rezerwa na potencjalne zobowiązania

W przypadku wystąpienia przesłanek, które z dużym prawdopodobieństwem wskazują na możliwość zaistnienia w przyszłości zdarzeń powodujących wzrost zobowiązania do danego kontrahenta z tytułu dostarczonych towarów lub usług Spółka kalkuluje dodatkowy koszt, który poniosłaby w sytuacji wystąpienia tych zdarzeń i tworzy rezerwę na ten cel.

2.3.18.7. Pozostałe rezerwy

Spółka utworzyła rezerwę w postaci Centralnego Funduszu Restrukturyzacji 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.

Spółka może też tworzyć inne rezerwy na przyszłe prawdopodobne wydatki, związane z działalnością i funkcjonowaniem Spółki takie jak: rezerwa na gwarancje, rezerwa na osłony, rezerwa na restrukturyzację.

Spółka weryfikuje stan rezerw na każdy dzień bilansowy w celu odzwierciedlenia bieżącego, najbardziej właściwego szacunku. Jeśli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, Spółka dyskontuje wartość rezerw. Przy stosowaniu dyskontowania, wartość bilansowa rezerwy rośnie w każdym okresie, jako wyraz upływu czasu. Wzrost ten ujmowany jest jako koszt.

Do dyskontowania rezerw długoterminowych Spółka stosuje stopę dyskonta, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów wolnych od ryzyka oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP.

2.3.19. Rozliczenia międzyokresowe

Spółka w czynnych rozliczeniach międzyokresowych ujmuje koszty, które zostały poniesione z góry, natomiast w całości lub części dotyczą kolejnych okresów. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej czynne rozliczenia międzyokresowe prezentowane są jako oddzielna pozycja 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 niewykorzystany urlop). Rozliczenia te, w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, są wykazywane w pasywach łącznie ze zobowiązaniami z tytułu dostaw i usług oraz pozostałymi zobowiązaniami.

Spółka rozpoznaje rozliczenia międzyokresowe przychodów w celu zaliczenia tych przychodów do przyszłych okresów sprawozdawczych, w momencie, kiedy przychody te zostaną zrealizowane.

Do rozliczeń międzyokresowych przychodów PGNiG S.A. zalicza wartość przychodów przyszłych okresów z tytułu prognozowanej sprzedaży gazu oraz z tytułu dodatkowych opłat za nieodebrany gaz wynikających z zawartych umów z klauzulą take or pay (bierz lub płać).

Rozliczenia międzyokresowe przychodów są wykazywane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji pasywów: „przychody przyszłych okresów”.

2.3.20. 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 Spółki tj. z tytułu wynagrodzeń i innych bieżących świadczeń pracowniczych, jak również bierne rozliczenia międzyokresowe kosztów oraz zobowiązania publicznoprawne.

2.3.21. 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.

Pozycje zobowiązań finansowych klasyfikowane są na dwie kategorie: zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz pozostałe zobowiązania finansowe.

2.3.21.1. Zobowiązania finansowe wyceniane według wartości godziwej przez rachunek zysków i strat

Składnik zobowiązań finansowych klasyfikuje się jako przeznaczony do obrotu, jeżeli:

- został zaciągnięty głównie w celu sprzedaży lub odkupu w krótkim terminie;
- jest instrumentem pochodnym (z wyjątkiem instrumentów pochodnych wyznaczonych i będących efektywnymi instrumentami zabezpieczającymi).

Spółka klasyfikuje do tej pozycji instrumenty pochodne niewyceniane zgodnie z zasadami rachunkowości zabezpieczeń, których wartość wyceny jest ujemna (SWAP IRS, SWAP CIRS, FRA, CAP, FLOOR, OPCJE, strategie opcyjne, futures, forward, FX SWAPY) i inne.

Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat wykazywane są w wartości godziwej, a zyski lub straty finansowe ujmowane są w rachunku zysków i strat z uwzględnieniem odsetek zapłaconych od danego zobowiązania finansowego.

2.3.21.2. Zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu

Kategoria pozostałych zobowiązań finansowych obejmuje wszystkie zobowiązania z wyjątkiem zobowiązań z tytułu wynagrodzeń, podatków, dotacji, ceł, ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych oraz innych świadczeń.

W momencie początkowego ujęcia, składniki tej grupy zobowiązań, wyceniane są w wartości godziwej powiększonej o koszty transakcji, które mogą być bezpośrednio przypisane do nabycia lub emisji składnika zobowiązania finansowego.

Następnie są one wyceniane według zamortyzowanego kosztu z zastosowaniem metody efektywnej stopy procentowej. Przy ustalaniu skorygowanej ceny nabycia uwzględniane są 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.

2.3.22. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży stanowią należności za produkty, towary i usługi dostarczone w ramach normalnej działalności gospodarczej. Są one wykazywane w wartości godziwej otrzymanej, bądź należnej zapłaty, po pomniejszeniu o rabaty, podatki związane ze sprzedażą (VAT, podatek akcyzowy) oraz inne obciążenia.

2.3.22.1. Sprzedaż towarów i produktów

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 ilości i wartości gazu dostarczonego lecz niezafakturowanego na dzień bilansowy do odbiorców indywidualnych.

Sprzedaż szacowaną gazu, 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 określana jest jako iloczyn ilości przypisanych do poszczególnych grup taryfowych oraz stawek określonych w obowiązującej taryfie.

2.3.22.2. Świadczenie usług

Przychody z usług są ujmowane na podstawie stopnia zaawansowania ich realizacji na dzień bilansowy. Jeżeli na świadczenie usług składa się niedająca się dokładnie określić liczba działań wykonywanych w określonym przedziale czasu to przychody ujmuje 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 ujmuje się tylko do wysokości poniesionych kosztów, które jednostka spodziewa się odzyskać.

2.3.22.3. Przychody z tytułu odsetek

Przychody z tytułu odsetek ujmowane są sukcesywnie w miarę upływu czasu, poprzez odniesienie do głównej kwoty należnej i przy uwzględnieniu efektywnej stopy procentowej, czyli rzeczywistej stopy procentowej obliczanej na podstawie wszystkich przepływów pieniężnych wynikających z transakcji.

2.3.22.4. Dywidendy

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

2.3.22.5. Przychody z tytułu wynajmu

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

2.3.23. Dotacje państwowe

Dotacje nie są ujmowane do chwili uzyskania uzasadnionej pewności, że jednostka spełni konieczne warunki i otrzyma dotacje.

Dotacje, których zasadniczym warunkiem jest nabycie lub wytworzenie przez jednostkę aktywów trwałych, są ujmowane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako przychody przyszłych okresów, a następnie systematycznie, drogą równych odpisów rocznych, odnoszone są w rachunek zysków i strat przez przewidywany okres użytkowania tych aktywów. Dotacje niepieniężne do aktywów ujmuje się w księgach w wartości godziwej.

Pozostałe dotacje ujmowane są systematycznie w przychodach, w okresie niezbędnym do skompensowania kosztów, które te dotacje miały w zamierzeniu kompensować. Dotacje należne jako rekompensata kosztów lub strat już poniesionych lub jako forma bezpośredniego wsparcia finansowego dla jednostki bez ponoszenia przyszłych kosztów ujmowane są w rachunku zysków i strat w okresie, w którym są należne.

2.3.24. Świadczenia pracownicze

Do krótkoterminowych świadczeń pracowniczych wypłacanych przez Spółkę należą:

- wynagrodzenie oraz składki na ubezpieczenia społeczne,
- krótkoterminowe płatne nieobecności,
- wypłaty z zysku i premie,
- świadczenia niepieniężne.

Krótkoterminowe świadczenia pracownicze, w tym wpłaty do programów określonych składek, ujmowane są w okresie, w którym jednostka otrzymała przedmiotowe świadczenie ze strony pracownika, a w przypadku wypłat z zysku lub premii, gdy spełnione zostały następujące warunki:

- na jednostce ciąży obecne prawne lub zwyczajowe oczekiwane zobowiązanie do dokonania wypłat z wyniku zdarzeń przeszłych, oraz
- można dokonać wiarygodnej wyceny tego zobowiązania.

W przypadku świadczeń z tytułu płatnych nieobecności, świadczenia pracownicze ujmowane są w zakresie kumulowanych płatnych nieobecności, z chwilą wykonania pracy, która zwiększa uprawnienia do przyszłych płatnych nieobecności. W przypadku niekumulowanych płatnych nieobecności świadczenia ujmuje się z chwilą ich wystąpienia.

Świadczenia po okresie zatrudnienia w formie programów określonych świadczeń (odprawy emerytalne) oraz inne długoterminowe świadczenia (nagrody jubileuszowe, renty inwalidzkie) ustalone są przy użyciu metody prognozowanych uprawnień jednostkowych, z wyceną aktuarialną przeprowadzaną na każdy dzień bilansowy. Zyski i straty aktuarialne ujmowane są w całości w rachunku zysków i strat. Koszty przeszłego zatrudnienia rozpoznawane są natychmiast w stopniu, w jakim dotyczą świadczeń już nabytych, a w pozostałych przypadkach amortyzuje się je metodą liniową przez średni okres, po którym świadczenia zostają nabyte.

2.3.25. Podatek dochodowy

Na obowiązkowe obciążenia wyniku składają się: bieżący podatek dochodowy od osób prawnych (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 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 wynikający z różnicy 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.

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.

2.3.26. Waluty obce

Walutą funkcjonalną (wyceny) i walutą prezentacji spółki PGNiG S.A. jest złoty polski (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 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 zawarcia 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, Spółka wykorzystuje walutowe transakcje forward oraz opcje.

Walutą funkcjonalną zagranicznych oddziałów jest rupia pakistańska (PKR) dla Oddziału Operatorskiego w Pakistanie oraz złoty polski (PLN) dla Oddziału w Egipcie, Oddziału w Danii oraz Oddziału w Algierii. Na dzień bilansowy aktywa i zobowiązania Oddziału w Pakistanie są przeliczane na walutę prezentacji PGNiG S.A. po kursie obowiązującym na dzień bilansowy, a rachunek zysków i strat jest przeliczany 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.

2.3.26. Segmenty operacyjne

Przyjęto, że podstawowym podziałem na segmenty operacyjne jest podział według rodzajów działalności. Zastosowanie nowego MSSF 8 „Segmenty operacyjne” nie spowodowało zmiany podziału na segmenty w porównaniu z segmentami prezentowanymi w sprawozdaniach za lata poprzednie. Sprawozdawczością, zgodnie z MSSF, Spółka objęła trzy następujące segmenty:

a) *Segment wydobywanie*. Podstawową działalnością tego segmentu są: pozyskanie węglowodorów ze złóż i przygotowanie produktów do sprzedaży. Segment obejmuje cały proces wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż, od zagospodarowania do eksploatacji złóż.

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, Wierzchowicach i Husowie. Prowadzi także 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 pozostała działalność*. Segment ten świadczy usługi zapewniające poprawność i wiarygodność pomiarów gazu ziemnego.

Aktywa segmentu obejmują wszystkie aktywa operacyjne wykorzystywane przez segment, na które składają się głównie - gotówka, należności, zapasy, środki trwałe w wartości pomniejszonej o odpisy umorzeniowe i aktualizujące. 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.

2.4. Główne przyczyny niepewności wartości szacunkowych

W wyniku stosowanych przez Spółkę zasad rachunkowości opisanych w punkcie 2.3. niniejszego sprawozdania finansowego, Spółka przyjęła następujące 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 sprawozdawczych, dotyczące głównie obszarów:

2.4.1. Sprawa dopłat do kapitału PI GAZOTECH Sp. z o.o.

W 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 uchylenie bądź stwierdzenie nieważności uchwał Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników PI GAZOTECH Sp. z o.o. z dnia 23 kwietnia 2004 roku, w tym uchwały zobowiązującej PGNiG S.A. do dopłaty w kwocie 52 000 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. W dniu 13 października 2009 roku Sąd Apelacyjny wydał wyrok uchylający wyrok Sądu Okręgowego i przekazał sprawę do ponownego rozpoznania Sądowi Okręgowemu.

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 26 000 tysięcy złotych, toczące się przed Sądem Okręgowym w Warszawie. Wyrokiem z dnia 31 października 2008 roku Sąd Okręgowy oddalił powództwo PGNiG S.A. Spółka 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 Okręgowego i przekazał mu 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. Wyrokiem z dnia 21 grudnia 2009 roku Sąd Apelacyjny uchylił niekorzystny dla Spółki wyrok Sądu Okręgowego i przekazał mu sprawę do ponownego rozpoznania.

W związku z powyższym w sprawozdaniu za 2009 rok Spółka wykazała w księgach zobowiązanie i należność od PI GAZOTECH Sp. z o.o. z tytułu dopłaty do kapitału zakładowego w wysokości 84 552 tysiące złotych. Na kwotę należności został utworzony odpis aktualizujący w wysokości 84 552 tysiące złotych. Ponadto Spółka zaktualizowała rezerwę na potencjalne zobowiązania z tytułu odsetek, zwiększając ją do wysokości 13 017,5 tysięcy złotych (z 5 459 tysięcy złotych z końca 2008 roku).

2.4.2. Utrata wartości majątku trwałego

Podstawowe aktywa operacyjne Spółki stanowi majątek kopalniany oraz magazyny gazu. Wartość majątku została poddana testom na utratę wartości. Spółka skalkulowała i ujęła w księgach istotne kwoty odpisów z tytułu utraty wartości majątku bazując na ocenie ich przydatności do użycia obecnie i w przyszłości oraz planowanych likwidacji lub sprzedaży. 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. Odpowiednie informacje odnośnie wartości odpisów z tytułu utraty wartości zamieszczono w Nocie 10.1.

2.4.3. Okresy ekonomicznej użyteczności składników środków trwałych

W nodzie 2.3.1. sprawozdania podano okresy ekonomicznej użyteczności 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.

2.4.4. Szacowanie sprzedaży gazu

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

Wartość gazu dostarczonego do odbiorców indywidualnych, a niezafakturowanego na dzień bilansowy, 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 szacowanej sprzedaży, która nie zostanie zrealizowana.

2.4.5. Rezerwy na koszty likwidacji i ochronę środowiska

Znaczącą pozycję rezerw w sprawozdaniu finansowym stanowi rezerwa na przyszłe koszty likwidacji odwiertów oraz rezerwa na ochronę środowiska, opisane w nodzie 27. Rezerwy te są oparte na szacunkach przyszłych kosztów likwidacji i rekultywacji, na którą znaczący wpływ ma przyjęta stopa dyskontowa oraz szacunek okresu przepływów pieniężnych.

2.5. Zmiany prezentacji w sprawozdaniu finansowym

Spółka nie dokonywała zmian w prezentacji w sprawozdaniu finansowym.

3. SEGMENTY OPERACYJNE

3.1. Segmenty sprawozdawcze

W poniższych tabelach przedstawione zostały dane dotyczące przychodów, kosztów, zysków/strat oraz niektórych aktywów i pasywów poszczególnych segmentów branżowych Spółki za okresy zakończone 31 grudnia 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku.

Okres zakończony 31 grudnia 2009 roku	Wydobycie	Obrót i magazynowanie	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 230 812	17 344 766	2 687	-	18 578 265
Sprzedaż między segmentami	1 255 039	-	-	(1 255 039)	-
Przychody segmentu ogółem	2 485 851	17 344 766	2 687	(1 255 039)	18 578 265
Amortyzacja	(466 058)	(143 797)	(244)	-	(610 099)
Pozostałe koszty	(1 594 720)	(17 250 342)	(4 861)	1 255 039	(17 594 884)
Koszty segmentu ogółem	(2 060 778)	(17 394 139)	(5 105)	1 255 039	(18 204 983)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	425 073	(49 373)	(2 418)	-	373 282
Koszty finansowe netto					349 986
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					723 268
Podatek dochodowy					(57 394)
Zysk/Strata netto					665 874
Sprawozdanie z sytuacji finansowej					
Aktywa segmentu	7 437 365	10 207 818	1 343	-	17 646 526
Aktywa nieprzypisane					6 237 363
Aktywa z tytułu odroczonego podatku					299 660
Aktywa ogółem					24 183 549
Kapitał własny ogółem					17 339 703
Zobowiązania segmentu	1 265 984	2 879 065	426	-	4 145 475
Zobowiązania nieprzypisane					2 167 111
Rezerwa na podatek odroczony					531 260
Pasywa ogółem					24 183 549
Pozostałe informacje dotyczące segmentu					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(1 143 046)	(789 104)	(364)	-	(1 932 514)
Odpisy aktualizujące aktywa	(841 893)	(1 068 893)	-	-	(1 910 786)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 682 174)

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Okres zakończony 31 grudnia 2008 roku	Wydobycie	Obrót i magazynowa nie	Pozostałe	Eliminacje	Razem
Rachunek zysków i strat					
Sprzedaż na rzecz klientów zewnętrznych	1 322 041	16 714 557	2 222	-	18 038 820
Sprzedaż między segmentami	1 092 178	-	-	(1 092 178)	-
Przychody segmentu ogółem	2 414 219	16 714 557	2 222	(1 092 178)	18 038 820
Amortyzacja	(437 738)	(139 171)	(160)	-	(577 069)
Pozostałe koszty	(1 173 192)	(17 083 413)	(4 375)	1 092 178	(17 168 802)
Koszty segmentu ogółem	(1 610 930)	(17 222 584)	(4 535)	1 092 178	(17 745 871)
Zysk/Strata z działalności operacyjnej segmentu	803 289	(508 027)	(2 313)	-	292 949
Koszty finansowe netto					271 922
Zysk/Strata przed opodatkowaniem					564 871
Podatek dochodowy					(18 635)
Zysk/Strata netto					546 236
Sprawozdanie z sytuacji finansowej					
Aktywa segmentu	7 264 157	10 008 998	1 011	-	17 274 166
Aktywa nieprzypisane					5 865 110
Aktywa z tytułu odroczonego podatku					301 222
Aktywa ogółem					23 440 498
Kapitał własny ogółem					17 181 372
Zobowiązania segmentu	1 300 872	3 431 806	706	-	4 733 384
Zobowiązania nieprzypisane					783 697
Rezerwa na podatek odroczony					742 045
Pasywa ogółem					23 440 498
Pozostałe informacje dotyczące segmentu					
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe i wartości niematerialne	(935 006)	(226 685)	(197)	-	(1 161 888)
Odpisy aktualizujące aktywa	(499 899)	(1 012 567)	-	-	(1 512 466)
Odpisy aktualizujące aktywa nieprzypisane					(1 680 405)

3.2. Informacje dotyczące obszarów geograficznych

Spółka prowadzi swoją działalność w przeważającej części na terenie kraju. Przychody od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów w obrocie eksportowym w 2009 roku stanowiły 2% (2% w 2008 roku) ogólnej kwoty przychodów netto od klientów zewnętrznych ze sprzedaży produktów oraz towarów i materiałów. Spółka eksportuje głównie do Wielkiej Brytanii, Niemiec i Belgii.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Sprzedaż krajowa	18 206 885	17 638 227
Gaz	17 592 339	16 913 440
Ropa naftowa	361 609	430 388
Hel	11 626	12 282
Gaz propan butan	37 194	42 636
Gazolina	2 664	2 950
Gaz LNG	21 418	20 210
Usługi geofizyczno – geologiczne	26 398	64 936
Usługi hotelowe	5 523	6 149
Pozostałe usługi	131 547	127 266
Pozostałe produkty	7 752	6 834
Towary i materiały	8 815	11 136
Sprzedaż eksportowa	371 380	400 593
Gaz	41 212	28 380
Ropa naftowa	300 025	345 199
Hel	25 448	15 295
Gaz LNG	-	61
Usługi geofizyczno-geologiczne	480	14
Pozostałe produkty i usługi	4 215	11 644
Razem	18 578 265	18 038 820

Również aktywa trwałe (inne niż instrumenty finansowe) Spółki w przeważającej części znajdują się na terenie kraju. Wartość aktywów trwałych położonych poza granicami kraju według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku stanowiła 0,39% (0,10% na dzień 31 grudnia 2008 roku) ogólnej kwoty aktywów trwałych.

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących się w kraju	10 096 093	9 428 430
Wartość aktywów trwałych innych niż instrumenty finansowe znajdujących za granicą	39 061	9 675
Razem	10 135 154	9 438 105

3.3. Informacje dotyczące głównych klientów

Spółka nie posiada zewnętrznych pojedynczych klientów, od których przychody z tytułu sprzedaży stanowiłyby 10 lub więcej procent łącznych przychodów Spółki.

4. KOSZTY OPERACYJNE

4.1. Zużycie surowców i materiałów

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Koszt sprzedanego gazu	(10 754 726)	(10 987 074)
Zużycie pozostałych surowców i materiałów	(147 711)	(132 262)
Razem	(10 902 437)	(11 119 336)

4.2. Świadczenia dla pracowników

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wynagrodzenia	(562 065)	(510 584)
Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia	(212 699)	(168 137)
Razem	(774 764)	(678 721)

4.3. Usługi obce

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zakup usług przesyłowych i dystrybucyjnych	(4 375 546)	(4 427 151)
Pozostałe usługi obce	(1 109 389)	(937 967)
Razem	(5 484 935)	(5 365 118)

4.4. Pozostałe koszty operacyjne netto

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu rezerw netto	32 596	(163 812)
Zmiana stanu odpisów netto	(590 106)	(30 724)
Podatki i opłaty	(167 093)	(184 319)
Odsetki dotyczące działalności operacyjnej	94 376	163 181
Różnice kursowe netto dotyczące działalności operacyjnej	58 512	(69 292)
Wynik na wycenie i realizacji transakcji zabezpieczających dotyczących działalności operacyjnej	34 754	291 029
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	(7 371)	(8 983)
Przychody z bieżącego rozliczenia ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej przychodów przyszłych okresów	153	50
Wynik ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	13 655	(10 019)
Różnica z wyceny majątku przekazanego dywidendą	3 607	14 881
Rezerwa na koszty związane z wycofywaniem aktywów z leasingu	-	48 448
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych kosztów i zapasów	4 275	892
Przychody z tyt. odszkodowań, kar	126 362	1 846
Pozostałe koszty netto	(50 178)	(65 193)
Razem	(446 458)	(12 015)

5. PRZYCHODY I KOSZTY FINANSOWE

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Przychody finansowe	699 891	379 770
Zysk z wyceny transakcji zabezpieczających	-	-
Zysk z realizacji transakcji zabezpieczających	-	80 287
Przychody z tytułu odsetek	73 990	122 335
Zysk na różnicach kursowych	267 071	-
Aktualizacja wartości inwestycji	155 675	60 366
Zysk ze zbycia inwestycji	6 329	66 167
Dywidendy i udziały w zyskach	164 433	50 512
Pozostałe przychody finansowe*	32 393	103

Koszty finansowe	(349 905)	(107 848)
Strata z wyceny transakcji zabezpieczających	(257 111)	(10 865)
Strata z realizacji transakcji zabezpieczających	(7 433)	-
Koszty z tytułu odsetek	(36 359)	(7 147)
Strata na różnicach kursowych	-	(36 332)
Aktualizacja wartości inwestycji	(36 472)	(51 077)
Prowizje od kredytów	(766)	(1 726)
Pozostałe koszty finansowe	(11 764)	(701)
Zysk/Strata z działalności finansowej	349 986	271 922

* W pozycji tej została ujęta kwota 27 482 tysięcy złotych wyksięgowanych różnic kursowych z przeszacowania w poprzednich latach udziałów i akcji w spółkach zagranicznych w związku ze zmianą w 2009 roku podejścia do wyceny udziałów i akcji w walutach obcych.

6. PODATEK DOCHODOWY

Nota	Okres od	
	1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk\Strata przed opodatkowaniem	723 268	564 871
Obowiązująca w okresie stawka podatkowa	19%	19%
Podatek według obowiązującej stawki podatkowej	(137 421)	(107 325)
Różnice trwale pomiędzy zyskiem\stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania	80 027	88 690
Obciążenie podatkowe wykazane w rachunku zysków i strat	(57 394)	(18 635)
Bieżący podatek dochodowy	6.1. (272 675)	(236 135)
Odroczony podatek dochodowy	6.2. 215 281	217 500
Efektywna stopa podatkowa	8%	3%

6.1. Bieżący podatek dochodowy

	Okres od	
	1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk\Strata przed opodatkowaniem	723 268	564 871
Różnice pomiędzy zyskiem\stratą przed opodatkowaniem a podstawą opodatkowania podatkiem dochodowym	711 851	677 886
Przychody niezaliczane do dochodu do opodatkowania	119 364	(1 591 784)
Koszty nieuznawane za koszty uzyskania przychodu	(1 209 916)	2 211 022
Przychody podatkowe niezaliczane do księgowych	(447 938)	1 063 695
Koszty stanowiące koszt uzyskania przychodu, niezaliczane do kosztów księgowych	2 251 711	(1 001 429)
Odliczenia od dochodu	(1 370)	(3 618)
Podstawa opodatkowania podatkiem dochodowym	1 435 119	1 242 757
Stawka podatkowa w danym okresie	19%	19%
Podatek dochodowy od osób prawnych	(272 673)	(236 124)
Zwiększenia, zaniechania, zwolnienia, odliczenia i obniżki podatku	(2)	(11)
Podatek dochodowy bieżący wykazany w deklaracji podatkowej okresu	(272 675)	(236 135)
Bieżący podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat	(272 675)	(236 135)

6.2. Odroczonego podatek dochodowy

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Powstanie i odwrócenie się ujemnych różnic przejściowych*, z tytułu:	4 495	30 453
Rezerwy na przyszłe zobowiązania	(7 268)	25 394
Odpisy aktualizujące aktywa finansowe, należności i środki trwałe w budowie	(7 924)	1 627
Koszty zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	47 812	(3 573)
Ujemne różnice kursowe	(25 559)	6 872
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Strata podatkowa	-	-
Pozostałe	(2 566)	133
Powstanie i odwrócenie się dodatnich różnic przejściowych, z tytułu:	210 786	187 047
Różnica pomiędzy wartością podatkową i rachunkową aktywów trwałych	115 446	18 587
Przychody z leasingu finansowego	55 694	203 517
Wycena pozytywna zawartych transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	26 869	(23 757)
Dodatnie różnice kursowe	2 946	(892)
Naliczone odsetki od należności	12 614	(14 502)
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	(2 942)	4 217
Pozostałe	159	(123)
Odroczony podatek dochodowy wykazany w rachunku zysków i strat	215 281	217 500

* Bez zmiany podatku odroczonego ujmowanej bezpośrednio w kapitałach (6 057) tysięcy złotych, dotyczących wyceny instrumentów finansowych (9 561 tysięcy złotych w 2008 roku).

Bieżący okres sprawozdawczy obejmował okres podatkowy od 1 stycznia 2009 roku do 31 grudnia 2009 roku.

W 2009 roku obowiązywała 19% stawka podatku dochodowego od osób prawnych dla podmiotów działających na terenie Polski. W okresie porównawczym, tj. 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 brakuje 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 organy skarbowe.

Oddziały zagraniczne Spółki podlegają przepisom podatkowym krajów, na terenie których prowadzą działalność gospodarczą oraz przepisom wynikającym z umów o unikaniu podwójnego opodatkowania. W przypadku oddziałów zagranicznych, w 2009 i 2008 roku obowiązywały stawki podatkowe z przedziału od 25 do 41% podstawy opodatkowania. Oddziały zagraniczne w 2009 i 2008 roku, nie płaciły podatku dochodowego.

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

7. DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W 2009 roku Spółka nie zaniechała żadnej działalności. Spółka nie przewiduje również zaniechania żadnej z dotychczasowych działalności.

8. ZYSK (STRATA) PRZYPADAJĄCY NA JEDNĄ AKCJĘ

Zysk (Strata) podstawowy przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku (straty) netto za okres sprawozdawczy, przypadającego na zwykłych akcjonariuszy Spółki przez średnią ważoną liczbę wyemitowanych akcji zwykłych występujących w ciągu roku obrotowego.

Zysk (Strata) rozwodniony przypadający na jedną akcję oblicza się poprzez podzielenie zysku (straty) 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 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zysk\Strata netto przypadający na akcjonariuszy Spółki	665 874	546 236
Zysk\Strata netto przypadający na akcjonariuszy Spółki zastosowany do obliczenia rozwodnionego zysku\straty na jedną akcję	665 874	546 236
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia podstawowego zysku\straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Średnia ważona liczba akcji zwykłych zastosowana do obliczenia rozwodnionego zysku\straty na jedną akcję (tys. szt.)	5 900 000	5 900 000
Zysk podstawowy za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy Spółki	0,11	0,09
Zysk rozwodniony za okres obrotowy na jedną akcję przypadający na zwykłych akcjonariuszy Spółki	0,11	0,09

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.)
31 grudnia 2009				
2009-01-01	2009-12-31	5 900 000	365	5 900 000
Razem			365	5 900 000
31 grudnia 2008				
2008-01-01	2008-12-31	5 900 000	366	5 900 000
Razem			366	5 900 000

9. DYWIDENDY WYPŁACONE I ZAPROPONOWANE DO WYPŁATY

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Dywidendy wypłacone w okresie		
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 dla Skarbu Państwa	382 499	949 994
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla Skarbu Państwa	6 137	6
- dywidenda wypłacona w formie pieniężnej dla pozostałych akcjonariuszy Spółki	142 364	171 000

2 października 2009 roku została wypłacona dywidenda za 2008 rok, a 1 października 2008 roku dywidenda za 2007 rok.

Wpływ na wynik okresów z tytułu nadwyżki wartości majątku przekazanego dywidendą rzeczową nad wartością księgową netto w sprawozdaniu sytuacji finansowej na dzień przekazania dywidendy został zaprezentowany w nocie 4.4.

Do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została podjęta decyzja odnośnie podziału wyniku finansowego za rok 2009.

10. RZECZOWE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Grunty	22 000	36 495
Budynki i budowle	5 071 837	5 588 763
Urządzenia techniczne i maszyny	1 293 321	1 338 078
Środki transportu i pozostałe	97 412	91 754
Razem środki trwałe	6 484 570	7 055 090
Środki trwałe w budowie	3 242 300	1 983 584
Razem rzeczowe aktywa trwałe	9 726 870	9 038 674

PGNiG S.A. posiada obecnie 7 podziemnych magazynów gazu (PMG). W tej liczbie, sześć magazynów znajduje się w sczerpanych złożach gazu ziemnego, a jeden magazyn, typu kawernowego (PMG Mogilno), stanowią komory wyługowane w wysadzie solnym (kawerny solne).

Gaz ziemny w podziemnych magazynach gazu dzieli się na gaz roboczy i gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu.

Gaz roboczy jest to gaz zatłoczony do magazynu w ramach pojemności czynnej, który może być oddany z magazynu w trakcie cyklu odbioru paliwa gazowego.

Gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu pochodzi w części z rodzimego złoża (w ilości oznaczonej w zatwierdzonej dokumentacji geologicznej), a pozostała jego część została dotłoczona w celu uzyskania odpowiednich parametrów techniczno-geologicznych, niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania magazynu. Dotyczy to magazynów gazu ziemnego zlokalizowanych w wyeksploatowanych złożach węglowodorów. W przypadku magazynu zlokalizowanego w wysadzie solnym (PMG Mogilno), gaz niezbędny do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu został zatłoczony do komór magazynowych podczas pierwszego cyklu zatłaczania z jednoczesnym wytlaczaniem solanki.

Docelowa ilość gazu niezbędnego do zapewnienia bezpiecznej pracy magazynu, niezbędna do funkcjonowania każdego z magazynów, traktowana jest jako bufor pozostający w niezmienionej wielkości przez okres funkcjonowania magazynu.

10.1 ŚRODKI TRWAŁE

31 grudnia 2009	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	36 495	5 588 763	1 338 078	91 754	7 055 090
Zwiększenie stanu	-	83 751	(6 391)	540	77 900
Zmniejszenie stanu	(16 440)	(186 296)	16 153	(2 254)	(188 837)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	2 071	341 199	184 949	31 792	560 011
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(126)	(329 106)	(87 801)	(2 261)	(419 294)
Amortyzacja za rok obrotowy	-	(426 474)	(151 667)	(22 159)	(600 300)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	6 484 570
Na dzień 1 stycznia 2009 roku					
Wartość brutto	38 747	7 688 478	2 056 179	155 698	9 939 102
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 252)	(2 099 715)	(718 101)	(63 944)	(2 884 012)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	36 495	5 588 763	1 338 078	91 754	7 055 090
Na dzień 31 grudnia 2009 roku					
Wartość brutto	24 337	7 857 297	2 216 519	177 650	10 275 803
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 337)	(2 785 460)	(923 198)	(80 238)	(3 791 233)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku	22 000	5 071 837	1 293 321	97 412	6 484 570

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

31 grudnia 2008	Grunty	Budynki i budowle	Urządzenia techniczne i maszyny	Środki transportu i pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	36 078	5 418 925	1 337 387	80 049	6 872 439
Zwiększenie stanu	5 229	371 094	5 440	7 925	389 688
Zmniejszenie stanu	(6 188)	(580 749)	(63 597)	(2 766)	(653 300)
Przeniesienia z środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	1 111	394 247	162 184	25 579	583 121
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	273	382 345	49 339	(374)	431 583
Amortyzacja za rok obrotowy	(8)	(397 099)	(152 675)	(18 659)	(568 441)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	36 495	5 588 763	1 338 078	91 754	7 055 090
Na dzień 1 stycznia 2008 roku					
Wartość brutto*	38 595	7 543 167	1 961 238	128 429	9 671 429
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 517)	(2 124 242)	(623 851)	(48 380)	(2 798 990)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku	36 078	5 418 925	1 337 387	80 049	6 872 439
Na dzień 31 grudnia 2008 roku					
Wartość brutto*	38 747	7 688 478	2 056 179	155 698	9 939 102
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 252)	(2 099 715)	(718 101)	(63 944)	(2 884 012)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku	36 495	5 588 763	1 338 078	91 754	7 055 090

* Po unettowieniu.

10.2. 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
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	2 212	120 311	-	3 591	126 114	381 018	507 132
Zwiększenie stanu	13 914	361 211	96 672	3 347	475 144	(43 736)	431 408
Zmniejszenie stanu	(13 788)	(32 105)	(8 871)	(1 086)	(55 850)	(6)	(55 856)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	2 338	449 417	87 801	5 852	545 408	337 276	882 684
Na dzień 1 stycznia 2008 roku*	2 485	502 656	49 339	3 217	557 697	366 788	924 485
Zwiększenie stanu	610	300 755	51 341	3 348	356 054	78 278	434 332
Zmniejszenie stanu	(883)	(683 100)	(100 680)	(2 974)	(787 637)	(64 048)	(851 685)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku*	2 212	120 311	-	3 591	126 114	381 018	507 132

* Po unettowaniu.

Sporządzając pierwsze sprawozdanie finansowe zgodne z MSSF Spółka ustaliła zakładany koszt jako wartość godziwą. Ustalając wartość godziwą Spółka dokonała oceny możliwości odzyskania ustalonej wartości środków trwałych, a w przypadku braku odzyskiwalności Spółka dokonała odpowiedniej korekty wartości i prezentowała dotychczas te korektę jako odpis z tytułu utraty wartości. Na dzień 1 stycznia 2009 roku Spółka pomniejszyła wartość początkową i odpis o tę korektę.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na początek okresu wyniosła 126 114 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 88 584 tysięcy złotych,
- pozostały 37 530 tysięcy złotych.

W bieżącym okresie miało miejsce zwiększenie odpisów na kwotę 475 144 tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej przypada 379 906 tysięcy złotych) oraz zmniejszenie na kwotę (55 850) tysięcy złotych (z tego na majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej (55 850) tysięcy złotych).

Zmiany dotyczące majątku służącego bezpośrednio działalności wydobywczej związane były z aktualizacją przyjętych założeń, weryfikacją przesłanek utraty wartości bądź ze zbyciem składników majątku.

Kwota odpisów aktualizujących wartość środków trwałych na koniec okresu wyniosła 545 408 tysięcy złotych, z tego:

- majątek służący bezpośrednio działalności wydobywczej 412 640 tysięcy złotych,
- podziemne magazyny gazu 28 015 tysięcy złotych,
- pozostały 104 753 tysięcy złotych.

Z kwoty odpisów na środki trwałe w budowie na koniec 2009 roku, 315 772 tysiące złotych dotyczyło aktywowanych nakładów na odwierty (na koniec 2008 roku odpis ten wynosił 361 362 tysięcy złotych).

11. NIERUCHOMOŚCI INWESTYCYJNE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Na początek okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	5 395	4 445
Zwiększenie stanu	-	1 042
Zmniejszenie stanu	(2 272)	(257)
Przeniesienia z rzeczowych aktywów trwałych	(42)	-
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	1 175	575
Amortyzacja za rok obrotowy	(478)	(410)
Na koniec okresu, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	3 778	5 395
Na początek okresu		
Wartość brutto	7 574	6 762
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(2 179)	(2 317)
Wartość księgowa netto	5 395	4 445
Na koniec okresu		
Wartość brutto	5 063	7 574
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(1 285)	(2 179)
Wartość księgowa netto	3 778	5 395

Składnikami inwestycji w nieruchomości Spółki są budynki socjalno-biurowe częściowo przeznaczone pod wynajem oraz budynki i budowle przemysłowe. Wartość księgowa netto budynków socjalno-biurowych ujętych jako nieruchomości inwestycyjne na koniec bieżącego okresu wynosiła 1 483 tysięcy złotych roku (1 640 tysięcy złotych w 2008 roku), natomiast wartość księgowa netto budynków i budowli przemysłowych na koniec bieżącego okresu wynosiła 2 294 tysięcy złotych roku (3 755 tysięcy złotych w 2008 roku).

Spółka w bieżącym okresie uzyskała przychody z wynajmu nieruchomości inwestycyjnych w wysokości 1 784 tysięcy złotych (2 065 tysiące złotych w 2008 roku).

Koszty operacyjne dotyczące nieruchomości inwestycyjnych, które zostały poniesione w związku z przychodami z wynajmu, wyniosły w bieżącym okresie 1 272 tysięcy złotych (1 809 tysięcy złotych w 2008 roku).

Ze względu na nieistotność pozycji nieruchomości inwestycyjnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, Spółka nie dokonuje wyceny tych nieruchomości w celu ustalenia ich wartości godziwych.

12. WARTOŚCI NIEMATERIALNE

31 grudnia 2009	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie*	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	-	-	36 860	23 219	60 079
Zwiększenie stanu	-	-	(3)	-	(3)
Zmniejszenie stanu	-	-	(1 041)	(4)	(1 045)
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	1 090	18 331	19 421
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(161)	(16)	(177)
Amortyzacja za rok obrotowy	-	-	(456)	(8 865)	(9 321)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	-	-	36 289	32 665	68 954
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	-	-			
Wartość brutto	-	-	37 397	62 642	100 039
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(537)	(39 423)	(39 960)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2009 roku	-	-	36 860	23 219	60 079
Na dzień 31 grudnia 2009 roku					
Wartość brutto	-	-	37 339	80 845	118 184
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(1 050)	(48 180)	(49 230)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	36 289	32 665	68 954

* Ponadto Spółka użytkuje otrzymane nieodpłatnie prawo wieczystego użytkowania gruntów, które ujmuje wyłącznie w ewidencji pozabilansowej. Wartość szacunkowa tego prawa wynosiła na dzień 31 grudnia 2009 roku 337 880 tysięcy złotych (342 523 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

31 grudnia 2008	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	-	-	12 137	20 922	33 059
Zwiększenie stanu	-	-	293	92	385
Zmniejszenie stanu	-	-	(9 644)	(10)	(9 654)
Przeniesienia ze środków trwałych w budowie i pomiędzy grupami	-	-	34 276	10 079	44 355
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	152	-	152
Amortyzacja za rok obrotowy	-	-	(354)	(7 864)	(8 218)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku, z uwzględnieniem umorzenia i odpisów aktualizujących	-	-	36 860	23 219	60 079
Na dzień 1 stycznia 2008 roku					
Wartość brutto*	-	-	12 773	52 658	65 431
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(636)	(31 736)	(32 372)
Wartość księgowa netto na dzień 1 stycznia 2008 roku	-	-	12 137	20 922	33 059
Na dzień 31 grudnia 2008 roku					
Wartość brutto*	-	-	37 397	62 642	100 039
Skumulowana amortyzacja i odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	-	-	(537)	(39 423)	(39 960)
Wartość księgowa netto na dzień 31 grudnia 2008 roku	-	-	36 860	23 219	60 079

* Po unettowieniu.

12.1. Odpisy aktualizujące wartości niematerialne

	Koszty zakończonych prac rozwojowych	Wartość firmy	Prawo wieczystego użytkowania gruntów - nabyte odpłatnie	Inne wartości niematerialne	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	-	-	71	-	71
Zwiększenie stanu	-	-	170	16	186
Zmniejszenie stanu	-	-	(9)	-	(9)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	-	-	232	16	248
Na dzień 1 stycznia 2008 roku*	-	-	223	-	223
Zwiększenie stanu	-	-	15	-	15
Zmniejszenie stanu	-	-	(167)	-	(167)
Na dzień 31 grudnia 2008 roku*	-	-	71	-	71

* Po unettowieniu.

13. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	7 688 863	7 189 095
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	78 000	78 000
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość brutto)	142 663	142 455
Razem brutto	7 909 526	7 409 550
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	6 085 566	5 589 004
Akcje notowane na giełdzie dostępne do sprzedaży (wartość netto)*/**	59 560	27 680
Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wartość netto)*	74 235	74 240
Razem netto	6 219 361	5 690 924

*Pomniejszone o odpis aktualizujący.

** Uwzględniające wycenę do wartości rynkowej.

W pozycji „Pozostałe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży” zostały zaprezentowane aktywa finansowe przeznaczone do sprzedaży, jednakże niespełniające 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). Wynik wyceny akcji ZAT (wzrost w 2009 roku w porównaniu do 2008) został ujęty w kapitale z aktualizacji wyceny. Spółka traktuje tę inwestycję 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 kapitale Spółki do momentu podjęcia decyzji o jej zbyciu.

14. INNE AKTYWA FINANSOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Należności z tytułu leasingu finansowego (nota 14.1.)	283 285	674 484
Udzielone pożyczki	2 135 618	1 399 951
Należności z tytułu sprzedaży środków trwałych	7 392	-
Inne inwestycje długoterminowe	16	18
Pozostałe	60	1 538
Razem brutto	2 426 371	2 075 991
Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości	(8 800)	(10 450)
Razem netto	2 417 571	2 065 541

14.1. 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.

Wartość bieżąca minimalnych opłat leasingowych na dzień rozpoczęcia leasingu przekracza 90% wartości godziwej przedmiotu leasingu. 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:

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Rata odsetkowa	42 235	125 374
Rata kapitałowa	40 111	92 840
Razem	82 346	218 214

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
- poniżej 1 roku	23 093	52 385
- powyżej 1 roku do 5 lat	82 741	185 603
- powyżej 5 lat	200 544	488 881
Razem, w tym:	306 378	726 869
- należności krótkoterminowe	23 093	52 385
- należności długoterminowe	283 285	674 484

15. AKTYWO Z TYTUŁU PODATKU ODROZCZONEGO

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Rezerwy z tyt. wypłat deputatów gazowych	3 878	7 775
Rezerwy z tyt. wypłat odpraw emerytalnych i nagród jubileuszowych	21 235	21 110
Rezerwa na niewykorzystane urlopy	1 996	1 848
Rezerwa na wypłatę osłon socjalnych	-	2
Rezerwa na smołę pogazową	14 439	16 460
Rezerwa na likwidację odwiertów	96 330	95 478
Pozostałe rezerwy	14 959	17 415
Odpisy aktualizujące środki trwałe	64 082	72 392
Odpisy aktualizujące udziały i akcje	26 014	25 786
Odpisy aktualizujące pozostałe	775	617
Ujemne różnice kursowe z tyt. wyceny kredytów z lat ubiegłych	-	19 997
Ujemne różnice kursowe	-	5 562
Zarachowane odsetki od kredytów i zobowiązań	95	138
Niewypłacone wynagrodzenia wraz ze składkami ZUS	294	2 259
Koszty dotyczące sprzedaży z obowiązkiem podatkowym w następnym miesiącu	-	-
Wycena transakcji terminowych	50 989	3 177
Koszty związane z transakcjami zabezpieczającymi ryzyko kursowe i ryzyko stopy procentowej	-	-
Wycena akcji notowanych na giełdzie	3 504	9 561
Opłata przyłączeniowa	309	329
Pozostałe	761	1 316
Razem	299 660	301 222

16. POZOSTAŁE AKTYWA TRWAŁE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Koszty finansowe rozliczane w czasie	8	-
Opłaty za ustanowienie użytkownika górniczego	5 503	3 618
Opłata przyłączeniowa	4 565	-
Udostępnienie informacji geologicznej	25 616	28 245
Darowizny	-	575
Koszty przyszłych działań reklamowych i marketingowych	94	196
Pozostałe rozliczenia międzyokresowe czynne	106	101
Razem	35 892	32 735

17. ZAPASY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Materiały	1 102 381	1 574 058
Według cen nabycia, w tym:	1 106 462	1 577 306
- paliwo gazowe	968 901	1 378 648
Według wartości netto możliwej do uzyskania, w tym:	1 102 381	1 574 058
- paliwo gazowe	968 901	1 378 648
Półprodukty i produkty w toku	-	-
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	-	-
Według wartości netto możliwej do uzyskania	-	-

Produkty gotowe	7 218	5 152
Według cen nabycia/kosztu wytworzenia	7 218	5 152
Według wartości netto możliwej do uzyskania	7 218	5 152
Towary	621	516
Według cen nabycia	621	516
Według wartości netto możliwej do uzyskania	621	516
Zapasy razem, według niższej z dwóch wartości: ceny nabycia (kosztu wytworzenia) lub wartości netto możliwej do uzyskania	1 110 220	1 579 726

17.1. Zmiana stanu zapasów w okresie

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Stan zapasów według ceny nabycia na początek okresu	1 582 974	1 084 348
Zakup	12 043 228	13 125 890
Inne zwiększenia	58 989	65 271
Wartość zapasów rozpoznanych jako koszt okresu	(11 963 152)	(12 464 694)
Sprzedaż	(7 913)	(9 627)
Inne zmniejszenia	(599 825)	(218 214)
Stan zapasów według ceny nabycia na koniec okresu	1 114 301	1 582 974

18. NALEŻNOŚCI Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ POZOSTAŁE NALEŻNOŚCI

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	3 893 032	3 664 998
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	87 918	70 718
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	202 687	332 784
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	4 738	4 266
Wymagalna część udzielonych pożyczek	223 178	337 090
Należności z tytułu leasingu finansowego	23 093	52 385
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	86 741	85 910
Pozostałe należności	191 117	77 683
Razem należności brutto	4 712 504	4 625 834
Odpis aktualizujący należności wątpliwe (nota 18.1.)	(1 025 423)	(987 751)
Razem należności netto	3 687 081	3 638 083
W tym:		
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek pozostałych	3 137 153	3 017 343
Należności z tytułu dostaw i usług od jednostek powiązanych	40 905	24 002
Należności z tytułu podatku od towarów i usług	202 687	332 784
Należności z tytułu podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	4 738	4 266
Wymagalna część udzielonych pożyczek	202 456	198 570
Należności z tytułu leasingu finansowego	23 093	52 385
Pozostałe należności od jednostek powiązanych	1 059	229
Pozostałe należności	74 990	8 504

Standardowy termin płatności należności związanych z normalnym tokiem sprzedaży stosowany w Spółce wynosi 14 dni.

18.1. Odpisy aktualizujące należności

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Odpis aktualizujący na początek okresu	(987 751)	(1 045 688)
Zwiększenie odpisu	(291 397)	(123 898)
Rozwiązanie odpisu	182 130	180 117
Wykorzystanie odpisu	73 245	5 767
Transfery pomiędzy częścią krótkoterminową a długoterminową	(1 650)	(4 049)
Odpis aktualizujący na koniec okresu	(1 025 423)	(987 751)

19. ROZRACHUNKI Z TYTUŁU PODATKU BIEŻĄCEGO

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	-	187 174
Zmiana stanu należności z tytułu podatku bieżącego	121 972	39 574
Należności z tytułu podatku bieżącego na początek okresu	39 574	-
Należności z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	161 546	39 574
Podatek dochodowy (obciążenie okresu)	272 675	236 135
Podatek dochodowy zapłacony w okresie	(394 647)	(462 883)
Zobowiązania z tytułu podatku bieżącego na koniec okresu	-	-

20. ROZLICZENIA MIĘDZYOKRESOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Ubezpieczenia majątkowe	366	42
Koszty finansowe rozliczane w czasie	821	47
Czynsze i opłaty za wynajem płacone z góry	324	230
Podatek od nieruchomości	-	-
Udostępnienie informacji geologicznej	3 052	3 020
Rozliczenia międzyokresowe czynne dotyczące środków trwałych oddanych w leasing	-	-
Serwis, aktualizacja oprogramowania	2 753	1 240
Opłaty za ustanowienie użytkownika górniczego	197	122
Darowizna	575	550
Koszty przyszłych działań reklamowych i marketingowych	215	512
Pozostałe koszty rozliczane w czasie	1 067	579
Razem	9 370	6 342

21. AKTYWA FINANSOWE DOSTĘPNE DO SPRZEDAŻY – KRÓTKOTERMINOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość brutto)	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość brutto)	-	-
Obligacje i bony skarbowe (wartość brutto)	-	-
Razem brutto	-	-
Udziały i akcje nienotowane na giełdzie (wartość netto)*	-	-
Jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych (wartość netto)	-	-
Obligacje i bony skarbowe (wartość netto)	-	-
Razem netto	-	-

*Pomniejszone o odpis aktualizujący.

22. ŚRODKI PIENIĘŻNE I ICH EKWIWALENTY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Środki pieniężne w kasie i w banku	40 176	26 327
Lokaty bankowe	381 444	280 634
Krótkoterminowe o wysokiej płynności papiery wartościowe*	-	496 011
Inne środki pieniężne**	3 623	4 889
Razem	425 243	807 861

* Są to bony (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.

Spółka posiada na rachunkach bankowych wolne środki pieniężne zapewniające bieżące i terminowe regulowanie zobowiązań finansowych wobec partnerów handlowych i budżetu Państwa.

23. AKTYWA TRWAŁE PRZEZNACZONE DO SPRZEDAŻY

W Spółce do aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży zakwalifikowano następujące pozycje aktywów:

Nazwa składnika aktywów trwałych (lub grupy)	Oczekiwany termin zbycia	Wartość bilansowa na 31 grudnia 2009	Warunki zbycia
Grunty	-	-	-
Budynki i budowle	-	-	-
Środki transportu i pozostałe	2010.01.31	1	sprzedaż
Razem		1	

Na koniec okresu porównawczego (koniec 2008 roku) wartość aktywów trwałych przeznaczonych do sprzedaży wynosiła 156 tysięcy złotych.

24. AKTYWA WARUNKOWE

24.1. Należności warunkowe z tytułu otrzymanych poręczeń i gwarancji

Poręczyciel – jednostka, od której Spółka otrzymuje poręczenie/gwarancję za dłużnika	Wysokość należności warunkowej w walucie	Waluta należności warunkowej	Wysokość należności warunkowej w PLN	Data ważności należności warunkowej	Dłużnik	Rodzaj otrzymanej należności warunkowej
Hestia	796	PLN	796	2011-11-30	ZRUG Sp. z o.o.	gwarancja ubezpieczeniowa
TU InterRisk S.A.	536	PLN	536	2012-10-27	CETUS Energetyka Gazowa Sp. z o.o.	gwarancja ubezpieczeniowa
TU Allianz Polska	555	PLN	555	2010-06-30	Budownictwo Urządzeń Gazowniczych GAZOBUDOWA	gwarancja należytego wykonania umowy
Millennium Bank	920	PLN	920	2010-06-30	PZU Oddział Okręgowy w Łodzi	gwarancja należytego wykonania umowy
TU i R WARTA S.A.	531	PLN	531	2010-12-04	Gazomontaż S.A.	gwarancja należytego wykonania umowy
Bank Pekao S.A.	85 217	PLN	85 217	2013-04-30	PBG S.A.	gwarancja należytego wykonania umowy
PZU S.A.	66 429	PLN	66 429	2013-01-18	konsorcjum: PBG S.A., Tecnimont S.p.A Societe Francaise d'Etudes de Realisations d'Equipements Gaziers "SOFREGAZ" Plynoslav PARDUBICE HOLDING A.S. Plynoslav REGULACE PLYNU A.S.	ubezpieczeniowa gwarancja należytego wykonania kontraktu
ING Bank Śląski	108 900	PLN	108 900	2012-01-07	konsorcjum: PBG S.A., Tecnimont S.P.A Societe Francaise d'Etudes de Realisations d'Equipements Gaziers "SOFREGAZ" Plynoslav PARDUBICE HOLDING A.S. Plynoslav REGULACE PLYNU A.S.	gwarancja należytego wykonania umowy
Nordea Bank Polska S.A.	519	PLN	519	2011-02-17	Itella Information Sp. z o.o.	gwarancja należytego wykonania umowy
CITI Handlowy	830	PLN	830	2010-05-07	Reckitt Benckiser Production (Poland) Sp. z o.o.	bankowa gwarancja należytego wykonania umowy
ING Bank Śląski S.A.	1 200	PLN	1 200	2010-03-31	INTERSPEED Przedsiębiorstwo Handlowo Usługowo Produkcyjne Sp. z o.o.	gwarancja bankowa
ING Bank Śląski S.A.	2 000	PLN	2 000	2010-12-31	Zakłady Przemysłu Wapienniczego TRZUSKAWICA S.A.	gwarancja bankowa
Deutsche Bank Polska S.A.	951	PLN	951	bezterminowo	MAN Trucks Sp. z o.o.	gwarancja spłaty
ING Bank Śląski S.A. CBK w Krakowie	608	PLN	608	2010-06-30	POLDIM S.A.	gwarancja bankowa

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Południowy Koncern Energetyczny S.A. Elektrownia Siersza	511	PLN	511	bezterminowo	Kopalnia Wapienia "Czatkowice" Sp. z o.o.	gwarancja spłaty
Małopolski Oddział Wojewódzki NFZ w Krakowie	737	PLN	737	2010-11-30	SPZOZ Szpital Uniwersytecki w Krakowie	gwarancja spłaty
Alior Bank S.A. Warszawa	530	PLN	530	2010-08-31	ARMATOORA S.A.	gwarancja bankowa
Bank Handlowy w Warszawie	1 910	PLN	1 910	bezterminowo	Frito Lay Sp. z o.o.	gwarancja należytego wykonania umowy
DZ BANK Polska S.A.	515	PLN	515	bezterminowo	STEINHAUSER POLSKA Sp. z o.o.	gwarancja bankowa
Fortis Bank Polska S.A.	2 250	PLN	2 250	2010-03-31	HOMANIT	gwarancja bankowa
Fortis Bank Polska S.A.	500	PLN	500	2010-06-24	Koluszki Foundry & Machinery Sp. z o. o.	gwarancja bankowa
Dresdner Bank S.A.	6 000	PLN	6 000	2010-12-31	EWE Energia Sp. z o. o.	gwarancja bankowa
Bank Pekao S.A.	2 364	PLN	2 364	2010-01-31	Gaslinia Sp. z o. o.	gwarancja bankowa
InterRisk Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.	8 000	PLN	8 000	2010-11-26	ISD Huta Częstochowa Sp. z o. o.	gwarancja ubezpieczeniowa
PZU S.A.	1 400	PLN	1 400	2010-02-11	KRI S.A.	gwarancja ubezpieczeniowa
Glas Trosch Holding AG	8 000	PLN	8 000	2011-06-30	Euroglas Polska Sp. z o. o.	list gwarancyjny/ poręczenie
TU Euler Hermes S.A.	1 841	PLN	1 841	2010-10-15	Pharmgas S.A.	gwarancja należytego wykonania umowy i usunięcia wad
TUiR "Warta" S.A.	2 722	PLN	2 722	2010-10-15	PBG S.A.	gwarancja należytego wykonania umowy i usunięcia wad
Nordea Bank Polska S.A.	519	PLN	519	2011-02-17	Itella Information Sp z o.o.	gwarancja bankowa, Zabezpieczenie należytego wykonania Umowy
PZU S.A.	1 950	PLN	1 950	2010-09-14	ZRUG Sp. z o.o. w Poznaniu	gwarancja należytego wykonania umowy i usunięcia wad
pozostałe			19 848			
Razem			329 589			

24.2. NALEŻNOŚCI WARUNKOWE Z TYTUŁU OTRZYMANYCH WEKSLI JAKO ZABEZPIECZENIE

Podmiot, który wystawił weksel	Wysokość otrzymanego weksla w walucie	Waluta otrzymanego weksla	Wysokość otrzymanego weksla w PLN	Data obowiązywania weksla
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	4 771	PLN	4 771	2011-04-30
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	1 473	PLN	1 473	2010-12-31
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	1 475	PLN	1 475	2010-12-19
BUG GAZOBUDOWA Sp. z o.o. w Zabrze	946	PLN	946	2010-12-19
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	1 886	PLN	1 886	2011-05-30
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	628	PLN	628	2011-05-30
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	363	PLN	363	2011-03-01
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	1 175	PLN	1 175	2013-08-31
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	8 415	PLN	8 415	2012-06-19
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	2 133	PLN	2 133	2012-11-06
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	13 530	PLN	13 530	2011-01-16
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	6 765	PLN	6 765	2014-01-16
BN NAFTOMONTAŻ Sp. z o.o. w Krośnie	3 175	PLN	3 175	2014-08-01
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	3 569	PLN	3 569	2014-11-30
GK PNiG Kraków Sp. z o.o.	54 000	PLN	54 000	2014-11-15
PNiG Jasło Sp. z o.o.	12 000	PLN	12 000	2015-03-31
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	14 750	PLN	14 750	2015-01-31
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	24 160	PLN	24 160	2020-01-31
Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	40 000	PLN	40 000	2015-03-31
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	15 135	PLN	15 135	2012-12-31
GK PNiG Kraków Sp. z o.o.	43 000	PLN	43 000	2017-01-31
PNiG NAFTA Sp. z o.o. w Pile	30 000	PLN	30 000	2015-12-31
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	100 000	PLN	100 000	2027-09-15
ZRG Krosno Sp. z o.o.	3 000	PLN	3 000	2013-12-31
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	18 000	PLN	18 000	2012-09-30
PGNiG Norway AS	1 800 000	NOK	890 280	2025-12-20
PGNiG Norway AS	688 000	NOK	340 285	2025-12-20
PGNiG Norway AS	1 312 000	NOK	648 915	2025-12-30
Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	31 200	PLN	31 200	2012-12-15
Geovita Sp. z o.o. w Warszawie	3 500	PLN	3 500	2015-06-30
GK PNiG Kraków Sp. z o.o.	15 000	PLN	15 000	2011-12-31
GK Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	12 000	PLN	12 000	2016-06-30
Geovita Sp. z o.o. w Warszawie	11 000	PLN	11 000	2017-09-30
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	54 433	PLN	54 433	2022-12-31

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	14 000	PLN	14 000	2013-02-28
Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	30 000	PLN	30 000	2015-06-30
ZUN NAFTOMET Sp. z o.o. w Krośnie	797	PLN	797	2017-12-31
GK Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	2 458	USD	7 007	2013-06-22
GK Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	2 841	USD	8 096	2013-06-22
ZRUG Sp. z o.o. w Pogórskiej Woli	10 000	PLN	10 000	2022-06-30
PNiG Jasło Sp. z o.o.	9 000	PLN	9 000	2013-08-31
Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	38 000	PLN	38 000	2024-08-31
POGC - Libya B.V.	1 000	EUR	4 108	2013-11-30
EURO-HEL Pigłás Marek	300	PLN	300	bezterminowo
Systemy Grzewcze PHU "BEST"	500	PLN	500	bezterminowo
K&K Sp. z o.o.	3 000	PLN	3 000	bezterminowo
Colgate-Palmolive Manufacturing Poland Sp. z o.o.	500	PLN	500	2010-09-14
Lapp Insulators Sp. z o.o.	300	PLN	300	bezterminowo
Legipol Sp. z o.o.	350	PLN	350	bezterminowo
Poland Smelting Technologies Polst Sp. z o.o.	800	PLN	800	2010-12-21
HUTA SZKŁA LUCYNA Zakład NYS.A.	800	PLN	800	bezterminowo
Porcelana Śląska Sp. z o.o. Katowice	4 984	PLN	4 984	bezterminowo
ZP Jopex Franciszek Jopek Zabrze	1 177	PLN	1 177	bezterminowo
Energokon Sp. z o.o. Dąbrowa Górnicza	305	PLN	305	bezterminowo
Teco - Tektura Sp. z o.o. Warszawa	436	PLN	436	bezterminowo
Huta Będzin S.A. Będzin	985	PLN	985	bezterminowo
Jopex Sp. z o.o.	1 812	PLN	1 812	bezterminowo
STAL-ODLEW Sp. z o.o.	304	PLN	304	bezterminowo
Uzdrowisko Krynica "Żegiestów" S.A.	500	PLN	500	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
Huta Szkła Marta 2 Sp. Z o. o. Chełm	550	PLN	550	bezterminowo
Spółdzielnia Mleczarska Ryki	532	PLN	532	bezterminowo
Lallemand Sp. Z o. o.	430	PLN	430	bezterminowo
Polmos SP.z o.o. w Lublinie	680	PLN	680	bezterminowo
MPWiK w Lublinie Sp. z o.o.	500	PLN	500	bezterminowo
Expol Sp. z o.o. Z-d Przetwórstwa Owocowo- Warzywnego Nr 2	408	PLN	408	bezterminowo
S.V.Z POLAND Sp. z o.o.	900	PLN	900	bezterminowo
Feniks Metal	483	PLN	483	bezterminowo
BIBIRD Kraków	400	PLN	400	2010-12-31
Huta Szkła BIAGLASS Białystok	345	PLN	345	bezterminowo

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

DEKORGLASS DZIAŁDOWO S.A.	790	PLN	790	bezterminowo
BP Print Sp. z o.o.	411	PLN	411	bezterminowo
Stocznia Marynarki Wojennej S.A.	5 000	PLN	5 000	bezterminowo
ZPJ Wistil S.A.	500	PLN	500	2010-03-31
Mahle Polska Sp. z o.o.	500	PLN	500	bezterminowo
VAN PUR S.A.	450	PLN	450	bezterminowo
Bioagra S.A.	8 000	PLN	8 000	bezterminowo
Pozostałe			6 659	
Razem			2 580 561	

25. KAPITAŁ PODSTAWOWY

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

26. KREDYTY, POŻYCZKI I PAPIERY DŁUŻNE

	Waluta	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008	Efektywna stopa procentowa %	Termin spłaty/wykupu	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Długoterminowe		Wartość w walucie				Wartość w PLN	
leasing finansowy	PLN	951	1 447	10,00%	2012-03-25	951	1 447
leasing finansowy	PLN	450	693	10,00%	2011-11-20	450	693
leasing finansowy	PLN	240	1 603	2,77%	2011-07-21	240	1 603
leasing finansowy	PLN	841	-	0,83%	2012-05-30	841	-
leasing finansowy	PLN	50	-	0,83%	2011-11-30	50	-
leasing finansowy	PLN	-	40	Wibor 1 M 4,43%	2010-07-31	-	40
leasing finansowy	PLN	87	-	Wibor 1M 3,75%	2012-12-04	87	-
Razem długoterminowe						2 619	3 783
Krótkoterminowe		Wartość w walucie				Wartość w PLN	
linia kredytowa	PLN	759 567	760 592	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	759 566	760 592
linia kredytowa	PLN	800 482	-	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	800 482	-
linia kredytowa	PLN	240 316	-	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	240 316	-
linia kredytowa	PLN	100 113	-	Wibor 1M+ 0,2	2010-07-27	100 113	-
leasing finansowy	PLN	1 082	805	10,00%	2012-03-25	1 082	805
leasing finansowy	PLN	449	367	10,00%	2011-11-20	449	367
leasing finansowy	PLN	1 363	1 364	2,77%	2011-07-21	1 363	1 364
leasing finansowy	PLN	560	-	0,83%	2012-05-30	560	-
leasing finansowy	PLN	51	-	0,83%	2011-11-30	51	-
leasing finansowy	PLN	40	33	Wibor 1M 4,43%	2010-07-31	40	33
leasing finansowy	PLN	43	-	Wibor 1M 3,75%	2012-12-04	43	-
leasing finansowy	PLN	-	21	7,48%	2009-12-20	-	21
leasing finansowy	PLN	-	9	7,00%	2009-11-12	-	9
Razem krótkoterminowe						1 904 065	763 191

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

26.1. Wysokość przyznaných i niewykorzystanych linii kredytowych

Bank	31 grudnia 2009		31 grudnia 2008	
	Wartość przyznaných linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych	Wartość przyznaných linii kredytowych	Wartość niewykorzystanych linii kredytowych
Pekao S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
PKO BP S.A.	40 000	40 000	30 000	30 000
Bank Handlowy S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Societe Generale	40 000	40 000	40 000	40 000
Millennium S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
BRE Bank S.A.	40 000	40 000	40 000	40 000
Konsorcjum banków*	2 464 920	564 920	2 503 440	1 705 093
Razem	2 704 920	804 920	2 733 440	1 935 093

*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, Bank Polska Kasa Opieki S.A. (dawny Bank BPH S.A.), Bank Millennium S.A., Nordea Bank Polska S.A., Landesbank Baden-Württemberg, DnB NOR Bank AS.A.).

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

26.2. Zapadalność zobowiązań z tytułu leasingu finansowego (wykazywanych w zobowiązaniach)

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2009		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	3 587	193	3 780
od 1 roku do 5 lat	2 619	85	2 704
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	6 206	278	6 484

Zapadalność w terminie:	31 grudnia 2008		
	Wartość płatności (zdyskontowanych) ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	Odsetki	Wartość rzeczywistych rat do zapłaty
do 1 roku	2 599	531	3 130
od 1 roku do 5 lat	3 783	947	4 730
pow. 5 lat	-	-	-
Razem	6 382	1 478	7 860

27. REZERWY

	Nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne	Rezerwa na deputaty gazowe	Rezerwa na koszty likwidacji odwiertów	Rezerwa związana z ochroną środowiska	Rezerwa na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej	Centralny Fundusz Restrukturyzacji	Pozostałe	Razem
Na dzień 1 stycznia 2009 roku	109 209	40 923	1 041 431	86 632	44 300	6 760	43 472	1 372 727
Zwiększenia	12 883	-	13 098	-	-	5 000	54 134	85 115
Zmniejszenia	(10 327)	(20 513)	(138 298)	(10 639)	(9 909)	(1 310)	(47 827)	(238 823)
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	111 765	20 410	916 231	75 993	34 391	10 450	49 779	1 219 019
Długoterminowe	97 451	-	904 867	67 326	-	-	14 723	1 084 367
Krótkoterminowe	14 314	20 410	11 364	8 667	34 391	10 450	35 056	134 652
Na dzień 31 grudnia 2009 roku	111 765	20 410	916 231	75 993	34 391	10 450	49 779	1 219 019
Długoterminowe	104 604	19 516	1 017 468	85 245	-	-	21 952	1 248 785
Krótkoterminowe	4 605	21 407	23 963	1 387	44 300	6 760	21 520	123 942
Na dzień 31 grudnia 2008 roku	109 209	40 923	1 041 431	86 632	44 300	6 760	43 472	1 372 727

Stopa techniczna przyjęta do obliczenia zdyskontowanej wartości przyszłych wypłat należnych z tytułu odpraw emerytalnych ustalona została na poziomie 2,1%, jako wypadkowa stopy zwrotu z aktywów w wysokości 6,24% rocznie i prognozowanego wzrostu wynagrodzeń w wysokości 4,1% (w 2008 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,0% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,5% i 4,4%).

W 2009 roku do wyliczenia rezerwy na przyszłe koszty likwidacji odwiertów zastosowano stopę dyskonta w wysokości 3,65%, która jest wypadkową stopy zwrotu z aktywów w wysokości 6,24% oraz stopy inflacji na poziomie ciągłego celu inflacyjnego realizowanego przez NBP w wysokości 2,5% (w 2008 roku stopa ta przyjęta była na poziomie 2,0% jako wypadkowa stóp odpowiednio 6,5% i planowanej rocznej inflacji 4,4%). Wzrost stopy dyskonta z 2,0% do 3,65% był w głównej mierze przyczyną znacznego spadku rezerwy na koszt likwidacji odwiertów w 2009 roku.

W związku z zatwierdzeniem taryf na przesył gazu za 2008 rok PGNiG S.A. w I półroczu 2009 roku otrzymało faktury korygujące od firmy SGT EuRoPol GAZ S.A. zwiększające koszty usługi przesyłowej, co spowodowało wykorzystanie rezerwy na potencjalne zobowiązanie z tytułu usługi przesyłowej w kwocie 26 109 tysięcy złotych. Jednocześnie, na koniec 2009 roku została dowiązana rezerwa na wartość potencjalnych zobowiązań z tytułu przesyłu za 2009 rok w kwocie 16 200 tysięcy złotych.

27.1. Aktuarialny rachunek zysków i strat dla rezerw na nagrody jubileuszowe i odprawy emerytalne

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Nagrody jubileuszowe		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	70 503	81 031
Koszty odsetek	2 890	3 566
Koszty bieżącego zatrudnienia	3 071	3 292
Wypłacone świadczenia	(16 316)	(13 369)
Aktuarialny zysk/strata	9 111	(4 017)
Zyski/straty z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	69 259	70 503
Odprawy emerytalne		
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	38 706	37 107
Koszty bieżącego zatrudnienia	2 243	2 143
Koszty odsetek	2 223	1 604
Wartość netto zysku/straty aktuarialnej ujętej w ciągu roku	478	(44)
Wypłacone świadczenia	(1 875)	(2 835)
Koszty przeszłego zatrudnienia	731	731
Zyski/straty z tytułu ograniczeń i rozliczeń	-	-
Wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	42 506	38 706
Razem wartość zobowiązania ujęta w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	111 765	109 209

28. PRZYCHODY PRZYSZŁYCH OKRESÓW

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Długoterminowe		
Wartość netto nieodpłatnie przejętych przyłączy gazowych	221	241
Opłata przyłączeniowa	1 600	1 703
Przychody przyszłych okresów z tytułu nieodebranego paliwa gazowego	2 008	4 011
Kary umowne	28	28
Przychody przyszłych okresów dot. środków trwałych w leasingu	31	39
Pozostałe	53	41
Razem długoterminowe	3 941	6 063
Krótkoterminowe		
Prognoza sprzedaży gazu	545 817	540 029
Opłata przyłączeniowa	26	26
Zarachowane kary	166	973
Sprzedaż gruntów	-	-
Pozostałe	272	533
Razem krótkoterminowe	546 281	541 561

29. REZERWA NA PODATEK ODROZCZONY

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Dodatnie różnice kursowe	-	2 946
Naliczone odsetki	6 202	18 816
Wycena instrumentów zabezpieczających	-	26 869
Przychody z tytułu obowiązku podatkowego w następnym miesiącu	11 702	8 760
Przeszacowanie środków trwałych	513 356	684 495
Zapłacone koszty prowizji od kredytu rozliczanego w czasie	-	-
Pozostałe	-	159
Razem	531 260	742 045

30. INNE ZOBOWIĄZANIA DŁUGOTERMINOWE

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu koncesji, praw do informacji geologicznej i użytkowania górniczego	16 538	21 741
Pozostałe inne zobowiązania długoterminowe	-	581
Razem	16 538	22 322

31. ZOBOWIĄZANIA Z TYTUŁU DOSTAW I USŁUG ORAZ INNE ZOBOWIĄZANIA

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek pozostałych	665 644	1 233 185
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług wobec jednostek powiązanych	404 232	329 075
Zobowiązania z tytułu podatku od towarów i usług	748 190	861 216
Zobowiązania z tytułu innych podatków, ceł i ubezpieczeń społecznych	45 139	46 057
Zobowiązania z tytułu wynagrodzeń	1 340	2 631
Zobowiązania z tytułu niewykorzystanych urlopów	10 503	9 724
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych	186 643	45 748
Zobowiązania z tytułu zakupu niefinansowych aktywów trwałych od jednostek powiązanych	146 851	116 120
Zobowiązanie z tytułu uchwalonej dopłaty do kapitału	93 795	84 552
Zobowiązania inne wobec jednostek powiązanych	1 565	1 631
Zobowiązania inne wobec jednostek pozostałych	19 589	15 824
Rozliczenia międzyokresowe bierne i zaliczki na dostawy	36 204	44 948
Razem	2 359 695	2 790 711
W tym jednostki powiązane (nota 37.2.)	646 443	531 378

32. PRZYCZYNY WYSTĘPOWANIA RÓŻNIC POMIĘDZY ZMIANAMI STANU NIEKTÓRYCH POZYCJI SPRAWOZDANIA Z SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ ZMIANAMI STANU TYCH POZYCJI WYKAZANYMI W SPRAWOZDANIU Z PRZEPLÝWÓW PIENIĘŻNYCH

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
1) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na początek okresu	807 861	1 055 001
a) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na początek okresu*	(313)	(251)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na początek okresu (1-a)	808 174	1 055 252
2) Środki pieniężne w sprawozdaniu z sytuacji finansowej na koniec okresu	425 243	807 861
b) Saldo różnic kursowych netto od środków pieniężnych na koniec okresu	-	(313)
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych na koniec okresu (2-b)	425 243	808 174
I. Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej (2-1)	(382 618)	(247 140)
II. Zmiana stanu różnic kursowych netto od środków pieniężnych (b-a)	313	(62)
Zmiana stanu środków pieniężnych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych (I. - II.)	(382 931)	(247 078)

* Kwoty ujemne oznaczają przewagę ujemnych różnic kursowych od środków pieniężnych i pomniejszają saldo środków pieniężnych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej. W sprawozdaniu z przepływów pieniężnych różnice te są eliminowane.

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu należności netto oraz zmiana stanu innych aktywów finansowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(401 028)	2 375 290
Zmiana stanu należności z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	(420 491)	(1 725 748)
Zmiana stanu należności z tytułu dopłat do kapitału	-	(872 476)
Zmiana stanu należności inwestycyjnych z tyt. sprzedaży wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	69 330	2 833
Zmiana stanu udzielonych pożyczek	741 203	-
Zmiana stanu należności netto w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(10 986)	(220 101)
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	469 507	(518 570)
Środki trwałe w budowie przeniesione na zapasy – korekty działalności inwestycyjnej	-	-
Zmiana stanu zapasów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	469 507	(518 570)
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(153 708)	359 777
Zmiana stanu rezerwy na likwidację odwertów korygującej rzeczowe aktywa trwałe – korekta działalności inwestycyjnej	111 213	(301 940)
Zmiana stanu rezerw w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(42 495)	57 837
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(436 800)	(381 570)
Zmiana stanu zobowiązań inwestycyjnych z tyt. zakupu wartości niematerialnych oraz rzeczowych aktywów trwałych	(171 608)	57 503
Zmiana stanu zobowiązań z tytułu dopłat do kapitału	(9 243)	872 476
Zmiana stanu zobowiązań krótkoterminowych w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(617 651)	548 409
	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz zamian stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	(6 185)	10 734
Zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	-	(18 486)
Zmiana stanu pozostałych aktywów oraz zmiana stanu czynnych rozliczeń międzyokresowych kosztów w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	(6 185)	(7 752)

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów w sprawozdaniu z sytuacji finansowej	2 598	142 999
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów z tytułu leasingu - korekta działalności inwestycyjnej	8	(39)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów – prawa do emisji - korekta działalności inwestycyjnej	-	(92)
Zmiana stanu przychodów przyszłych okresów sprawozdaniu z przepływów pieniężnych	2 606	142 868

33. INSTRUMENTY FINANSOWE I ZASADY ZARZĄDZANIA RYZYKIEM FINANSOWYM

33.1. Instrumenty finansowe według kategorii (wartości księgowe netto)

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (udziały i akcje nienotowane na giełdzie)	6 159 801	5 663 244
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (akcje notowane na giełdzie)	59 560	27 680
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	6 278 655	6 143 223
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych*	18 002	174 186
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	3 477 745	2 660 379
Wartość ujemna instrumentów pochodnych*	260 428	16 723

*Spółka od 1 kwietnia 2009 roku zaczęła stosować rachunkowość zabezpieczeń zgodnie z MSR 39.

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

33.2. Zyski i straty netto dotyczące aktywów i zobowiązań finansowych

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	-	-
Utrata wartości ujęta w wyniku finansowym za dany okres	100	353
Inwestycje finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-
Pożyczki i należności	-	-
Odsetki od lokat, BSB, REPO	6 603	21 441
Odsetki od należności*	94 490	37 930
Odsetki od udzielonych pożyczek	67 387	100 844
Przychody netto z krótkoterminowych papierów wartościowych	(43)	66 210
Odpisy aktualizujące należności	(212 823)	(70 455)
Odpisy aktualizujące pożyczki	119 103	8 936
Wycena walutowa pożyczek udzielonych w walucie	243 335	(24 511)
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	140 373	612 715
Zobowiązania finansowe wyceniane wg zamortyzowanego kosztu	(38 418)	(886)
Wartość ujemna instrumentów pochodnych	(408 950)	(252 264)
Razem wpływ na wynik	11 157	500 313

* W tym 42 242 tysięcy złotych odsetek od należności z tytułu leasingu finansowego (125 374 tysięcy złotych w 2008 roku).

	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży (wycena ujmowana bezpośrednio w kapitale)	31 880	(50 321)
Podatek odroczony z tytułu wyceny aktywów finansowych (ujmowany w kapitale)	(6 057)	9 561
Razem wpływ na kapitały	25 823	(40 760)

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

33.3. Cele i zasady zarządzania ryzykiem finansowym

Spółka, prowadząc działalność gospodarczą, narażona jest na ryzyko finansowe, a w szczególności, na jego następujące rodzaje:

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

Ryzyko kredytowe

Przez ryzyko kredytowe rozumie się prawdopodobieństwo nieterminowego lub całkowitego braku wywiązania się kontrahenta Spółki 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 Spółki. Spółka stosuje zasadę zawierania transakcji dotyczących instrumentów finansowych z wieloma podmiotami charakteryzującymi się wysoką zdolnością kredytową. Przy wyborze partnerów finansowych, Spółka kieruje się przede wszystkim ich standingiem finansowym zweryfikowanym przez agencje ratingowe, a także udziałem w rynku oraz posiadaną reputacją. Spółka 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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Udzielone pożyczki	2 358 796	1 737 041
Należności handlowe	4 572 638	4 575 331
Depozyty w innych jednostkach (Lokaty bankowe, BSB, REPO)	381 444	776 645
Wartość dodatnia instrumentów pochodnych	18 002	174 186
Udzielone gwarancje finansowe	2 905 168	2 995 980

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu udzielonych pożyczek wynika z pożyczek udzielonych spółkom zależnym z Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. 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 Spółki na ryzyko kredytowe z tego tytułu. Pożyczki są udzielane po spełnieniu przez wnioskujące spółki szeregu warunków i ustanowieniu zabezpieczeń. Poza tym, spółki zależne działają we wspólnym interesie Grupy Kapitałowej PGNiG, co ogranicza istotnie ryzyko kredytowe z tego tytułu.

Największe wartościowo ryzyko kredytowe dotyczy należności. Istotna wartość należności dotyczy należności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego.

W celu zminimalizowania ryzyka niespłacalności wierzytelności z tytułu sprzedanego paliwa gazowego wprowadzane są jednolite zasady zawierania umów sprzedaży paliwa gazowego, mające na celu zabezpieczenie należności handlowych z tego tytułu.

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

Spółka przeprowadza bieżące analizy w zakresie przestrzegania 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. 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.;
- Cesję wierzytelności na umowach długoterminowych;
- Depozyt pieniężny na rachunku wskazanym przez PGNiG S.A.;
- Rating;
- 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 Spółce. 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 wstrzymanie dostaw paliwa gazowego wraz z wypowiedzeniem umowy na podstawie art. 6 ust 3a Prawa Energetycznego. W ostateczności, kierowane są powództwa do sądu oraz następuje zgłoszenie odbiorcy do wpisu do Krajowego Rejestru Długów Biura Informacji Gospodarczej S.A. 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 jest wzmocnienie zabezpieczenia wykonania umowy.

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

Wnioski odbiorców o umorzenie odsetek (przekraczające równowartość 5 000 EUR) kierowane są w trybie korporacyjnym do Rady Nadzorczej, w celu uzyskania zgody.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość należności przeterminowanych ujętych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej Spółki, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości, wynosiła 530 643 tysięcy złotych (751 410 tysięcy złotych na koniec 2008 roku).

Analiza wiekowa należności przeterminowanych na dzień 31 grudnia 2009 roku, w przypadku których nie nastąpiła utrata wartości.

Okres, jaki upłynął od terminu spłaty	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
do 1 miesiąca	411 615	622 038
od 1 do 3 miesięcy	98 658	124 770
od 3 miesięcy do 1 roku	18 143	3 467
od 1 roku do 5 lat	2 227	1 135
pow. 5 lat	-	-
Razem należności netto przeterminowane	530 643	751 410

Spółka identyfikuje, mierzy i minimalizuje własną ekspozycję kredytową w podziale 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 Spółka zawiera transakcje lokacyjne. Ponadto, ze wszystkimi bankami, w których lokuje środki finansowe, Spółka podpisała Umowy Ramowe, szczegółowo regulujące warunki zawierania i rozliczania wszelkich transakcji finansowych. Znaczące i długoterminowe nadwyżki płynnych środków pieniężnych w 2009 roku Spółka lokowała w instrumenty wolne od ryzyka kredytowego o dużym stopniu płynności, w szczególności w bony skarbowe i obligacje emitowane przez Skarb Państwa. Spółka 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 Spółka zasadniczo ogranicza się do ryzyka „defaultu” banku, w którym Spółka zakupiła gwarancję. Jednakże banki, w których Spółka 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 wystawiających gwarancje.

Ekspozycja na ryzyko kredytowe z tytułu zawartych pochodnych instrumentów finansowych jest równa wartości księgowej netto 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 powyższym działaniom Spółka nie przewiduje poniesienia istotnych strat z tytułu ryzyka kredytowego.

Ryzyko rynkowe

Przez ryzyko rynkowe rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany warunków na rynkach finansowych i towarowych na wartość ekonomiczną lub wynik finansowy Spółki. 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 rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany kursów walutowych na wynik finansowy Spółki.

Część zobowiązań finansowych Spółki wobec instytucji finansowych w 2009 roku była denominowana w EUR. Główną pozycję stanowił kredyt z linii kredytowej w wysokości 600 milionów EUR.

Zobowiązania handlowe z tytułu długoterminowych kontraktów handlowych na zakup paliwa gazowego denominowane są w USD i EUR.

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

Głównym celem podejmowanych przez Spółkę 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 rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany stóp procentowych na wynik finansowy Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku najistotniejsze ryzyko stopy procentowej generowała pożyczka udzielona spółce zależnej PGNiG Norway AS. Spółka zabezpieczyła ryzyko stopy procentowej wynikające z tej pożyczki poprzez zawarcie serii 12 transakcji interest rate swap. Zawarte transakcje zabezpieczają 100% wyżej wymienionego ryzyka do roku 2011.

Ryzyko stopy procentowej, wynikające z pozostałych udzielonych pożyczek nie było znaczące.

W 2009 roku Spółka skorzystała z linii kredytowej i na dzień 31 grudnia 2009 roku wykorzystana wartość wynosi 1 900 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.

Spółka 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%) nie będzie większa niż ta wartość w okresie kolejnych n dni roboczych. VAR szacowany jest metodą wariancji – kowariancji przy użyciu aplikacji Mondrian.

Ryzyko towarowe

Przez ryzyko towarowe rozumie się prawdopodobieństwo niekorzystnego wpływu zmiany cen towarów na wynik finansowy Spółki.

Ryzyko cenowe związane 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 średniowazonych 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%.

Spółka w roku 2009 nie identyfikowała szczegółowo i nie zabezpieczała tego rodzaju ryzyka.

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 systematycznie 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 Spółkę działalności.

Spółka na dzień 31 grudnia 2009 roku miała podpisane umowy na linie kredytowe do wysokości 2 704 920 tysięcy złotych (2 733 440 tysięcy złotych w 2008 roku). Szczegółowe informacje zostały przedstawione w notcie 26.1.

W 2009 roku Spółka wykorzystowała jedną linię kredytową. Na dzień 31 grudnia 2009 roku linia kredytowa na 600 milionów euro została wykorzystana w wysokości 1 900 milionów złotych.

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

Ryzyko płynności regulowane jest przez Procedurę zarządzania płynnością w PGNiG S.A. Procedura została wdrożona do zastosowania przez wszystkie komórki organizacyjne Spółki 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 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 według zamortyzowanego kosztu

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
do 1 roku	3 458 588	2 634 274
od 1 roku do 5 lat	16 528	24 436
pow. 5 lat	2 629	1 669
Razem	3 477 745	2 660 379

W bieżącym okresie oraz w okresie porównawczym Spółka 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 księgową netto na dzień 31 grudnia 2009*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) użyte w celu zabezpieczenia ryzyka	(254 584)	(246 734)	558	(247 292)	-
- wpływy	-	1 859 021	98 030	1 760 991	-
- wypływy	-	(2 105 755)	(97 472)	(2 008 283)	-
- opcje walutowe**	(13 780)	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	25 938	-	-	-	-
Razem	(242 426)	(246 734)	558	(247 292)	-

	wartość księgową netto na dzień 31 grudnia 2008*	kontraktowe przepływy pieniężne, z tego:	do 1 roku	od 1 roku do 5 lat	powyżej 5 lat
-transakcje zamiany stóp procentowych (IRS) 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**	154 936	-	-	-	-
- wpływy	-	-	-	-	-
- wypływy	-	-	-	-	-
- zapłacone premie od opcji	-	-	-	-	-
Razem	157 463	68 633	9 961	58 672	-

* Wartość bilansowa (pozytywna wycena z aktywów minus ujemna wycena z aktywów) prezentuje wartość godziwą, czyli zdyskontowane płatności z tytułu kontraktów swap natomiast przepływy pieniężne zostały 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 pieniężnych.

Spółka w swojej działalności nie zidentyfikowała innych istotnych ryzyk.

Polityka Zarządzania Ryzykiem

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

Za zarządzanie ryzykiem finansowym w Spółce i przestrzeganie przyjętej polityki w tym zakresie odpowiada Zarząd.

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

- Komitet Ryzyka, który przedstawia propozycje zmiany i aktualizacji zasad oraz który na bieżąco ocenia, czy polityka dotycząca ryzyka jest właściwa z punktu widzenia interesu Spółki;
- Zarząd, który formalnie zatwierdza politykę.

Analiza wrażliwości

Do ustalenia racjonalnego zakresu zmian, jakie mogą wystąpić na poszczególnych czynnikach ryzyka walutowego Spółka wykorzystwała poziom zmienności (volatility) rynkowej (implikowanej) dla okresu półrocznego i przyjęła średnią wartość 15% dla analizy wrażliwości na koniec 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 31 grudnia 2009 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 29,12 milionów złotych niższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 17,53 milionów złotych z powodu umocnienia USD, strata 12,50 milionów złotych z powodu umocnienia NOK, zysk 0,7 milionów złotych z powodu umocnienia EUR oraz zysk 0,21 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatkowej wyceny instrumentów pochodnych w NOK, które zabezpieczają aktywa z tytułu udzielonej pożyczki spółce zależnej PGNiG Norway AS. Na pozostałych pozycjach wynik pogarsza przewaga ujemnych różnic kursowych dotyczących zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2009 roku byłby o 31,19 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut osłabił się o 15% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (strata 3,10 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, zysk 22 milionów złotych z powodu osłabienia USD, zysk 12,5 milionów złotych z powodu osłabienia NOK oraz strata 0,21 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Pozytywny wynik byłby przede wszystkim rezultatem znacznej przewagi spadku wartości zobowiązań z tytułu dostaw i usług denominowanych w USD w stosunku do wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji opcyjnych w USD). Wynika to z wysokiego salda zobowiązań denominowanych w USD na koniec 2009 roku oraz faktu, że Spółka będąc znaczącym importerem paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. Dodatkowo dodatni wynik poprawiłby wzrost dodatkowej wyceny instrumentów pochodnych dla waluty NOK, który przewyższyłby wzrost ujemnych różnic kursowych dla tej waluty z tytułu przeszacowania pożyczki w walucie NOK udzielonej spółce zależnej PGNiG Norway AS.

Udzielona pożyczka spółce PGNiG Norway AS została zabezpieczona w 100 procentach transakcjami typu CCIRS. Przepływy wynikające z pożyczki i transakcji zabezpieczających wzajemnie się kompensują, dlatego też zmiany w dodatkowej (ujemnej) wycenie pożyczki kompensowane są ujemnymi (dodatnimi) zmianami wyceny transakcji CCIRS. Łącznie, pozycje te są niewrażliwe na zmiany kursu walutowego i stopy procentowej.

Przeprowadzając analizę wrażliwości na ryzyko walutowe na dzień 31 grudnia 2008 roku obserwuje się, że zysk netto byłby o 69,17 milionów złotych wyższy gdyby kurs EUR, USD, NOK oraz pozostałych walut umocnił się o 30% w stosunku do złotego przy wszystkich innych zmiennych na stałym poziomie (23,07 milionów złotych z powodu umocnienia EUR, 1,00 milion złotych z powodu umocnienia USD, 44,84 milionów złotych z powodu umocnienia NOK oraz 0,26 milionów złotych z powodu umocnienia pozostałych walut). Byłoby to przede wszystkim rezultatem wzrostu dodatnich różnic kursowych z przeliczenia posiadanych aktywów (udziałów) w spółce zależnej PGNiG Norway AS, wzrostu dodatkowej wyceny instrumentów pochodnych w USD i EUR. W takim przypadku nastąpiłby też wzrost zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Zysk netto na dzień 31 grudnia 2008 roku byłby o 79,05 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 (strata 1,56 milionów złotych z powodu osłabienia EUR, zysk 105,31 milionów złotych z powodu osłabienia USD, strata 24,43 milionów złotych z powodu osłabienia NOK oraz strata 0,26 milionów złotych z powodu osłabienia się pozostałych walut). Pozytywny wynik byłby przede wszystkim rezultatem znacznej przewagi spadku wartości zobowiązań z tytułu dostaw i usług denominowanych w USD, w stosunku do wzrostu ujemnej części wartości godziwej pochodnych instrumentów finansowych (ujemna wartość godziwa transakcji opcyjnych w USD). Wynika to z wysokiego salda zobowiązań denominowanych w USD na koniec 2008 roku oraz faktu, że Spółka będąc znaczącym importerem paliwa gazowego zabezpiecza się przed wzrostem wartości USD. Dodatkowo ujemny wynik pogorszyłby wzrost ujemnych różnic kursowych na walucie NOK, który wynikałby głównie ze wzrostu ujemnych różnic kursowych z tytułu przeszacowania udziałów

w walucie NOK w PGNiG Norway AS, ponieważ wzrost różnic kursowych z tytułu udzielonej pożyczki zostały zniesiony przez znaczne zwiększenie dodatniej wyceny instrumentów pochodnych.

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

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

	Ryzyko walutowe								
	Wartość księgową netto na 31 grudnia 2009 (w tysiącach złotych)	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut	dla EUR	dla USD	dla NOK	dla pozostałych walut
	<i>zmiana kursu o:</i>				+15%	-15%			
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży**	695 288	-	-	-	-	-	-	-	-
Inne aktywa finansowe	1 822 059	-	2	273 306	-	-	(2)	(273 306)	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	240 970	16 772	5 554	13 762	65	(16 772)	(5 554)	(13 762)	(65)
Aktywa finansowe przeznaczone do obrotu	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aktywa z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	18 002	-	26 580	-	-	(1 821)	(21 064)	302 570	-
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	57 311	825	7 131	81	559	(825)	(7 131)	(81)	(559)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		17 597	39 267	287 149	624	(19 418)	(33 751)	15 421	(624)
Podatek 19%		(3 343)	(7 461)	(54 558)	(119)	3 689	6 413	(2 930)	119
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		14 254	31 806	232 591	505	(15 729)	(27 338)	12 491	(505)
<i>razem waluty</i>			<i>279 157</i>				<i>(31 081)</i>		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	512 489	15 590	60 906	7	369	(15 590)	(60 907)	(7)	(369)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych*	260 428	1 143	-	302 572	-	-	-	-	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		16 733	60 906	302 579	369	(15 590)	(60 907)	(7)	(369)
Podatek 19%		(3 179)	(11 572)	(57 490)	(70)	2 962	11 572	1	70
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		13 554	49 334	245 089	299	(12 628)	(49 335)	(6)	(299)
<i>razem waluty</i>			<i>308 277</i>				<i>(62 268)</i>		
Razem zwiększenie/zmniejszenie		700	(17 530)	(12 498)	206	(3 101)	21 997	12 497	(206)
<i>razem waluty</i>			<i>(29 119)</i>				<i>31 187</i>		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
kurs EUR/PLN	4,1082	4,7244	4,1082	4,1082	4,1082	3,4920	4,1082	4,1082	4,1082
kurs USD/PLN	2,8503	2,8503	3,2778	2,8503	2,8503	2,8503	2,4228	2,8503	2,8503
kurs NOK/PLN	0,4946	0,4946	0,4946	0,5688	0,4946	0,4946	0,4946	0,4204	0,4946

* 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 Spółce rachunkowości zabezpieczeń część zmiany pochodnych instrumentów finansowych będzie wpływać bezpośrednio na kapitały. W przypadku zmiany kursów walut o +15% kapitały zwiększyłyby się o kwotę 86 869 tysięcy złotych (70 364 tysiące złotych po opodatkowaniu). Natomiast w przypadku zmiany kursów o -15% kapitały zostałyby zmniejszone o kwotę 61 842 tysiące złotych (50 092 tysiące złotych po opodatkowaniu).

** Pozycja ta zawiera udziały i akcje, które Spółka od bieżącego okresu sprawozdawczego prezentuje w wartościach historycznych. W związku z tym zmiana kursów walut nie będzie miała wpływu na wycenę tych aktywów i wpływu na wynik okresu.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

	Ryzyko walutowe								
	Wartość księgową netto na 31 grudnia 2008 (w tysiącach złotych)	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>	<i>dla NOK</i>	<i>dla pozostałych walut</i>	<i>dla EUR</i>	<i>dla USD</i>	<i>dla NOK</i>	<i>dla pozostałych walut</i>
	<i>zmiana kursu o:</i>				+30%	-30%			
Aktywa finansowe									
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	211 321	150	-	63 246	-	(150)	-	(63 246)	-
Inne aktywa finansowe	1 088 388	-	17 600	308 916	-	-	(17 600)	(308 917)	-
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności	133 577	1 818	6 513	31 710	32	(1 818)	(6 513)	(31 710)	(32)
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	15 180	1 661	2 562	6	326	(1 662)	(2 562)	(6)	(325)
Wpływ na aktywa finansowe przed opodatkowaniem		67 103	278 116	396 389	358	(40 551)	(140 546)	(35 126)	(357)
Podatek 19%		(12 750)	(52 842)	(75 314)	(68)	7 705	26 704	6 674	68
Wpływ na aktywa finansowe po opodatkowaniu		54 353	225 274	321 075	290	(32 846)	(113 842)	(28 452)	(289)
<i>razem waluty</i>			<i>600 992</i>				<i>(175 429)</i>		
Zobowiązania finansowe									
Kredyty, pożyczki i papiery dłużne (w tym leasing finansowy)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz inne zobowiązania	1 051 783	38 618	276 882	-	34	(38 618)	(276 882)	-	(34)
Zobowiązania z tytułu pochodnych instrumentów finansowych	16 723	-	-	341 033	-	-	6 322	(4 962)	-
Wpływ na zobowiązania finansowe przed opodatkowaniem		38 618	276 882	341 033	34	(38 618)	(270 560)	(4 962)	(34)
Podatek 19%		(7 337)	(52 608)	(64 796)	(6)	7 337	51 406	943	6
Wpływ na zobowiązania finansowe po opodatkowaniu		31 281	224 274	276 237	28	(31 281)	(219 154)	(4 019)	(28)
<i>razem waluty</i>			<i>531 820</i>				<i>(254 482)</i>		
Razem zwiększenie/zmniejszenie		23 072	1 000	44 838	262	(1 565)	105 312	(24 433)	(261)
<i>razem waluty</i>			69 172				79 053		
Kursy walutowe na dzień bilansowy i ich zmiana:									
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, na zmianę stopy procentowej o +/-200 punktów bazowych dla 2009 roku (dla 2008 roku zmienność była ustalona na +/-300 punktów bazowych).

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wrażliwość udzielonych pożyczek na zmianę stóp procentowych o +/-200 punktów bazowych wynosiła +/-8,31 milionów złotych. Natomiast wrażliwość na zmianę stóp procentowych o +/-200 punktów bazowych, zobowiązań kredytowych oraz zobowiązań leasingowych opartych o zmienną stopę procentową wyniosła +/-38,13 milionów złotych.

Z kolei na dzień 31 grudnia 2008 roku wrażliwość na zmianę stóp procentowych udzielonych pożyczek o +/-300 punktów bazowych wynosiła +/-13,61 milionów złotych. Natomiast wrażliwość zobowiązań leasingowych o zmiennej stopie, na zmianę stóp procentowych o +/-300 punktów bazowych wynosiła +/-23,00 milionów złotych.

Analiza wrażliwości instrumentów finansowych na zmiany stopy procentowej

	<i>wartość księgowa netto</i>		
	<i>zmiana o:</i>		
	<i>stan na 31.12.2009</i>	+200 bp	-200 bp
Udzielone pożyczki*	415 550	8 311	(8 311)
Otrzymane kredyty	1 900 478	38 010	(38 010)
Zobowiązania leasingowe	6 207	124	(124)

	<i>wartość księgowa netto</i>		
	<i>zmiana o:</i>		
	<i>stan na 31.12.2008</i>	+300 bp	-300 bp
Udzielone pożyczki*	453 684	13 611	(13 611)
Otrzymane kredyty	760 592	22 818	(22 818)
Zobowiązania leasingowe	6 382	191	(191)

*Kwota nie zawiera pożyczki udzielonej spółce PGNiG Norway AS, ponieważ ryzyko stopy procentowej jest zabezpieczone w 100%.

Ze względu na brak możliwości precyzyjnego zidentyfikowania ryzyka cen towarów analiza wrażliwości dla tego ryzyka nie została przeprowadzona.

34. INSTRUMENTY POCHODNE

Metody wyceny instrumentów pochodnych

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

Na dzień 31 grudnia 2009 roku Spółka posiadała 3 rodzaje instrumentów pochodnych: Currency Basis Swap, 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 Exante.

Wycena do wartości godziwej opcji Call i Put została przeprowadzona według modelu Garmana-Kohlhagena przy użyciu danych rynkowych: stóp procentowych, kursów walutowych i zmienności (volatility), z dnia 31 grudnia 2009 roku.

Rachunkowość zabezpieczeń

Spółka z dniem 1 kwietnia 2009 roku rozpoczęła stosowanie rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych dla transakcji walutowych. Szczegółowe zasady zostały przedstawione w nocie 2.3.10. W związku z tym, że na dzień 31 grudnia 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 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.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Instrumenty pochodne

Instrument zabezpieczony	Wartość nominalna w walucie	Data zawarcia zabezpieczenia	Data wymagalności	Cena lub przedział ceny realizacji instrumentu	Wycena do wartości godziwej instrumentu	
					31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Opcja Call*						
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
płatności za gaz	5 mln EUR	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	4,6000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	3,6000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5500	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,5000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	31 lipiec 2009	19 styczeń 2010	3,3000	1	-
płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	41	-
płatności za gaz	10 mln USD	3 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,2000	-	-
płatności za gaz	5 mln EUR	4 sierpień 2009	10 luty 2010	4,4000	77	-
płatności za gaz	10 mln USD	13 sierpień 2009	10 luty 2010	3,3000	41	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	3,4000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	3,4000	34	-
płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	3,4000	18	-
płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	3,3000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	131	-
płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,3000	41	-
płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3300	113	-
płatności za gaz	10 mln USD	9 wrzesień 2009	10 luty 2010	3,2000	85	-
płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3300	55	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,4000	34	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	68	-
płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	19 luty 2010	3,3000	68	-
płatności za gaz	10 mln USD	15 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,3000	131	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,3000	166	-
płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2800	181	-
płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	19 marzec 2010	3,2500	205	-
płatności za gaz	10 mln USD	21 wrzesień 2009	10 marzec 2010	3,2500	166	-
płatności za gaz	10 mln USD	1 października 2009	10 marzec 2010	3,2500	166	-
płatności za gaz	10 mln USD	5 października 2009	19 styczeń 2010	3,2000	4	-
płatności za gaz	10 mln USD	5 października 2009	19 styczeń 2010	3,2000	4	-
płatności za gaz	10 mln USD	6 października 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	12 października 2009	19 marzec 2010	3,2500	205	-
płatności za gaz	10 mln USD	12 października 2009	8 styczeń 2010	3,1200	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	13 października 2009	8 styczeń 2010	3,1000	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 października 2009	8 styczeń 2010	3,0800	1	-
płatności za gaz	5 mln EUR	14 października 2009	10 marzec 2010	4,5000	106	-
płatności za gaz	10 mln USD	15 października 2009	19 styczeń 2010	3,0500	44	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 października 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	280	-
płatności za gaz	7 mln EUR	20 października 2009	19 styczeń 2010	4,4000	13	-
płatności za gaz	6 mln EUR	21 października 2009	19 luty 2010	4,4000	124	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 października 2009	9 kwiecień 2010	3,2700	280	-
płatności za gaz	10 mln USD	26 października 2009	10 luty 2010	3,0500	221	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	10 luty 2010	3,1000	164	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 listopada 2009	19 luty 2010	3,1000	216	-
płatności za gaz	10 mln USD	4 listopada 2009	19 luty 2010	3,1200	194	-
płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	19 marzec 2010	3,1700	283	-
płatności za gaz	10 mln USD	5 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	395	-
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3500	247	-
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopada 2009	10 maj 2010	3,3500	319	-
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	20 kwiecień 2010	3,3000	289	-
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	10 maj 2010	3,3000	366	-
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopada 2009	19 luty 2010	3,0000	364	-
płatności za gaz	10 mln USD	10 listopada 2009	10 marzec 2010	3,0500	398	-
płatności za gaz	6 mln EUR	10 listopada 2009	9 kwiecień 2010	4,4000	288	-
płatności za gaz	6 mln EUR	12 listopada 2009	10 maj 2010	4,3800	400	-
płatności za gaz	10 mln USD	12 listopada 2009	10 maj 2010	3,2500	421	-
płatności za gaz	10 mln USD	13 listopada 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	353	-

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	3,2000	353	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	3,2000	395	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	3,2000	534	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	3,2300	493	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	3,0500	814	-
płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2009	10 luty 2010	2,9500	400	-
płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2009	9 kwiecień 2010	3,0000	701	-
płatności za gaz	10 mln USD	25 listopad 2009	10 maj 2010	3,0500	750	-
płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2009	20 maj 2010	3,2000	534	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	3,2100	604	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	583	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	19 marzec 2010	2,9900	583	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 grudnia 2009	10 maj 2010	3,0500	750	-
płatności za gaz	10 mln USD	3 grudnia 2009	10 marzec 2010	2,9500	626	-
płatności za gaz	10 mln USD	3 grudnia 2009	18 czerwiec 2010	3,2100	636	-
płatności za gaz	7 mln EUR	3 grudnia 2009	19 marzec 2010	4,2700	412	-
płatności za gaz	10 mln USD	8 grudnia 2009	10 marzec 2010	3,0000	497	-
płatności za gaz	6 mln EUR	8 grudnia 2009	10 czerwiec 2010	4,3500	536	-
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	-	13 278
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	1,9230	-	-
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	20 mln USD	1 sierpień 2008	9 styczeń 2009	1,9300	-	-
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	-	2 266
płatności za gaz	20 mln USD	15 październik 2008	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	15 mln USD	5 listopad 2008	9 styczeń 2009	2,4705	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	10 luty 2009	3,4000	-	507
płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2008	20 styczeń 2009	3,3800	-	192
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
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 grudnia 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
płatności za gaz	10 mln USD	8 grudnia 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
płatności za gaz	10 mln USD	8 grudnia 2008	20 luty 2009	3,3800	-	686
płatności za gaz	10 mln USD	9 grudnia 2008	20 luty 2009	3,4000	-	659
płatności za gaz	10 mln USD	9 grudnia 2008	20 luty 2009	3,4000	-	659
płatności za gaz	10 mln USD	12 grudnia 2008	10 marzec 2009	3,4000	-	832
płatności za gaz	10 mln USD	15 grudnia 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945
płatności za gaz	10 mln USD	15 grudnia 2008	20 marzec 2009	3,4000	-	945

18 002

154 936

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Opcja Put						
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8030	(83)	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,8100	(99)	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 lipiec 2009	8 styczeń 2010	2,7980	(73)	-
płatności za gaz	10 mln USD	24 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,7285	(58)	-
płatności za gaz	10 mln USD	28 lipiec 2009	19 styczeń 2010	2,6900	(27)	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 sierpień 2009	19 styczeń 2010	2,7425	(75)	-
płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	19 luty 2010	2,7070	(214)	-
płatności za gaz	10 mln USD	21 sierpień 2009	10 luty 2010	2,6720	(113)	-
płatności za gaz	10 mln USD	25 sierpień 2009	8 styczeń 2010	2,6350	-	-
płatności za gaz	10 mln USD	7 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,7025	(293)	-
płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 luty 2010	2,6570	(94)	-
płatności za gaz	10 mln USD	8 wrzesień 2009	10 marzec 2010	2,6595	(208)	-
płatności za gaz	10 mln USD	10 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6575	(131)	-
płatności za gaz	10 mln USD	14 wrzesień 2009	19 luty 2010	2,6800	(165)	-
płatności za gaz	10 mln USD	16 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6445	(214)	-
płatności za gaz	10 mln USD	17 wrzesień 2009	19 marzec 2010	2,6070	(158)	-
płatności za gaz	10 mln USD	20 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5980	(204)	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 październik 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	(192)	-
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6600	(343)	-
płatności za gaz	10 mln USD	6 listopad 2009	10 maj 2010	2,6685	(423)	-
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,6320	(286)	-
płatności za gaz	10 mln USD	9 listopad 2009	10 maj 2010	2,6300	(339)	-
płatności za gaz	10 mln USD	12 listopad 2009	10 maj 2010	2,5800	(249)	-
płatności za gaz	10 mln USD	13 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5900	(192)	-
płatności za gaz	10 mln USD	18 listopad 2009	9 kwiecień 2010	2,5550	(147)	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 kwiecień 2010	2,5680	(185)	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5850	(285)	-
płatności za gaz	10 mln USD	23 listopad 2009	20 maj 2010	2,5680	(257)	-
płatności za gaz	10 mln USD	1 grudzień 2009	20 maj 2010	2,5665	(255)	-
płatności za gaz	10 mln USD	2 grudzień 2009	10 czerwiec 2010	2,5280	(239)	-
płatności za gaz	10 mln USD	3 grudzień 2009	18 czerwiec 2010	2,5200	(243)	-
					(5 844)	-

Cross Currency Rate Swap						
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	8 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4686	(13 119)	3 430
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	12 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4627	(14 978)	(1)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	15 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4596	(15 939)	1 645
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	19 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4534	(17 859)	(2 954)
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	22 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4588	(16 187)	1 388
PGNiG Norway pożyczka	300 mln NOK	30 listopad 2007	17 styczeń 2011	0,4461	(20 091)	(1 682)
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(20 539)	1 026
PGNiG Norway pożyczka	344 mln NOK	18 styczeń 2008	17 styczeń 2011	0,4530	(20 554)	(325)
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(30 620)	-
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	12 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4300	(30 803)	-
PGNiG Norway pożyczka	330 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4380	(27 615)	-
PGNiG Norway pożyczka	322 mln NOK	13 styczeń 2009	16 styczeń 2012	0,4400	(26 280)	-
					(254 584)	2 527
Razem					(242 426)	157 463
Z tego:	premie od opcji	aktywa		25 938	32 769	
	wycena pozytywna	aktywa		(7 936)	141 417	
	wycena negatywna	zobowiązania		(260 428)	(16 723)	

* 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 sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odrębnej pozycji aktywów obrotowych. Natomiast wycena negatywna jest prezentowana w sprawozdaniu z sytuacji finansowej 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 zysków i strat 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 31 grudnia 2009	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008
Wynik na wycenie instrumentów pochodnych - niezrealizowane	(270 891)	143 839
Wynik na instrumentach pochodnych - zrealizowane	2 314	216 612
Razem wynik na instrumentach pochodnych ujęty w rachunku zysków i strat	(268 577)	360 451
z tego:		
ujęte w pozostałych kosztach operacyjnych netto	34 754	135 978
ujęte w koszcie zużycia surowców i materiałów*	(38 787)	-

*Od 1 kwietnia 2009 roku Spółka stosuje rachunkowość zabezpieczeń.

35. ZOBOWIĄZANIA WARUNKOWE

35.1. Zobowiązania warunkowe z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji

Wierzyciel – jednostka, której Spółka poręcza/gwarantuje za dłużnika	Udzielone zobowiązanie warunkowe w walucie	Waluta zobowiązania warunkowego	Udzielone zobowiązanie warunkowe* w PLN	Data ważności zobowiązania warunkowego	Dłużnik	Rodzaj udzielonego zobowiązania warunkowego
Zobowiązania warunkowe udzielone przez PGNiG S.A.						
NATIONAL OIL CORPORATION	108 000	USD	307 833	2013-06-01	Polish Oil and Gas Company LIBYA B.V.	gwarancja
PAŃSTWO NORWESKIE	627 556	EUR	2 578 124	2050-01-01	PGNiG Norway AS	gwarancja
SOCIETE GENERALE S.A. ODDZIAŁ W POLSCE	2 458	USD	7 007	2010-06-22	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	poręczenie gwarancji
SOCIETE GENERALE S.A. ODDZIAŁ W POLSCE	2 841	USD	8 096	2010-06-22	Geofizyka Kraków Sp. z o.o.	poręczenie gwarancji
TMF NEDERLAND B.V.	1 000	EUR	4 108	2010-11-30	Polish Oil and Gas Company LIBYA B.V.	gwarancja
Razem			2 905 168			

* Zobowiązania warunkowe w walucie przeliczone według kursów NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku.

W tabeli 35.1. Spółka nie prezentuje gwarancji bankowych, które na zlecenie Spółki zostały wystawione przez banki na rzecz beneficjentów, wobec których PGNiG S.A. posiada istotne zobowiązania z tytułu zawartych umów na dostawę towarów i usług. Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość takich gwarancji bankowych wynosiła 912 546 tysięcy złotych a na dzień 31 grudnia 2008 roku 754 714 tysięcy złotych.

35.2. 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
Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości (PARP)	2 557	PLN	2 557	2014-12-31
Razem			2 557	

35.3. Inne zobowiązanie warunkowe

Podatek od nieruchomości

Uchwała Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z dnia 2 lipca 2001 roku w składzie 7 sędziów zdecydowała, że podziemne wyrobiska górnicze nie podlegają podatkowi od nieruchomości. Ponieważ dla górnictwa nafty 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 – 2009. Ewentualne nieprzetworzone zobowiązanie z tego tytułu, wraz z odsetkami, niewykazane w sprawozdaniu finansowym, wynosi na dzień 31 grudnia 2009 roku 127 514,3 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.

36. ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

36.1. Zobowiązania z tytułu leasingu operacyjnego

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
W okresie 1 roku	-	-
W okresie od 1 do 5 lat	-	-
Powyżej 5 lat	-	-
Razem	-	-

36.2. Zobowiązania z tytułu podpisanych umów (nieujęte jeszcze w sprawozdaniu z sytuacji finansowej)

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Zobowiązania wynikające z podpisanych umów	4 865 464	3 833 075
Stan realizacji umów na dzień bilansowy	1 406 823	571 386
Zobowiązania wynikające z umów po dniu bilansowym	3 458 641	3 261 689

37. INFORMACJE O PODMIOTACH POWIĄZANYCH

PGNiG S.A. posiada udziały lub akcje w spółkach o profilu produkcyjnym i usługowym. Według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku PGNiG S.A. posiadała 41 podmioty powiązane, w tym:

- 27 spółek zależnych
- 14 pozostałych spółek powiązanych.

37.1. Zakres jednostek zależnych i stowarzyszonych podlegających konsolidacji

Nazwa jednostki	Kraj	Procentowy udział w kapitale	
		31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Spółki zależne			
GK GEOFIZYKA Kraków ²⁾	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 ³⁾	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%
Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.	Polska	100,00%	100,00%
GK Mazowiecka Spółka Gazownictwa ⁴⁾	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%
PGNiG Energia S.A.	Polska	100,00%	-
Spółka zależna od spółki zależnej BN Naftomontaż Krosno Sp. z o. o.			
NAFT-STAL Sp. z o.o.	Polska	59,88%	59,88%
Spółki współzależne i stowarzyszone wyceniane metodą praw własności			
SGT EuRoPol GAZ S.A. ¹⁾	Polska	49,74%	49,74%
GAS - TRADING S.A.	Polska	43,41%	43,41%

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

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

³⁾ 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.

⁴⁾ 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.

37.2. Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Podmiot powiązany		Sprzedaż na rzecz podmiotów powiązanych	Zakupy od podmiotów powiązanych	Należności brutto od podmiotów powiązanych	Należności netto od podmiotów powiązanych	Udzielone pożyczki brutto podmiotom powiązanym	Udzielone pożyczki netto podmiotom powiązanym	Zobowiązania wobec podmiotów powiązanych
Jednostki konsolidowane metodą pełną i metodą praw własności	31 grudnia 2009	281 511	4 196 178	46 432	40 986	2 330 173	2 319 723	533 706
	31 grudnia 2008	630 939	3 434 780	28 338	23 197	1 720 698	1 588 071	439 435
Pozostałe jednostki powiązane niekonsolidowane	31 grudnia 2009	7 244	37 033	128 227	978	28 623	9 551	112 737
	31 grudnia 2008	3 719	25 108	128 290	1 034	16 343	-	91 943
Razem podmioty powiązane	31 grudnia 2009	288 755	4 233 211	174 659	41 964	2 358 796	2 329 274	646 443
	31 grudnia 2008	634 658	3 459 888	156 628	24 231	1 737 041	1 588 071	531 378

Najistotniejszymi transakcjami z akcjonariuszami w 2009 oraz 2008 roku były wypłaty dywidendy przedstawione szczegółowo w nocie 9. W 2009 roku Spółka nie zawarła żadnych istotnych transakcji z podmiotami powiązаныmi na innych warunkach niż warunki rynkowe.

Spółka 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 EUR dla transakcji towarowych oraz 30 tysięcy EUR dla transakcji związanych ze świadczeniem usług, sprzedażą lub udostępnieniem wartości niematerialnych i prawnych. Spółka 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).

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

W roku 2009 roku PGNiG S.A. największe obroty uzyskała 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 PUŁAWY S.A., Zakłady Azotowe KEDZIERZYN S.A.

Wartość sprzedaży do powyższych jednostek w 2009 roku wyniosła 2 761 milionów złotych, co stanowiło 14,9% przychodów ze sprzedaży. Wartość zakupów od powyższych jednostek w 2009 roku wyniosła 1 403 milionów złotych, co stanowiło 7,7% kosztów operacyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku wartość bilansowa należności od powyższych jednostek wyniosła 729 milionów złotych natomiast wartość zobowiązań wobec wymienionych podmiotów na dzień 31 grudnia 2009 roku wyniosła 86 milionów złotych.

W roku 2008 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 2008 roku wyniosła 3 019 milionów złotych, co stanowiło 16,7% przychodów ze sprzedaży. Wartość zakupów od powyższych jednostek w 2008 roku wyniosła 1 401 milionów złotych, co stanowiło 7,9% kosztów operacyjnych.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku wartość bilansowa należności od powyższych jednostek wyniosła 1 119 milionów złotych natomiast wartość zobowiązań wobec wymienionych podmiotów wyniosła 84 miliony złotych.

37.4. Informacje o wynagrodzeniach, pożyczkach i świadczeniach o podobnym charakterze udzielonych osobom wchodzącym w skład organów zarządzających i nadzorujących

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2009 do 31 grudnia 2009		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2009 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2009 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2009 roku
Razem Zarząd w tym:	3 396,15	3 379,74	6 775,89
Michał Szubski - prezes zarządu	322,02	820,78	1 142,80
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	274,17	410,17	684,34
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	279,81	736,69	1 016,50
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	278,85	747,52	1 026,37
Mirosław Szkałuba - wiceprezes zarządu	298,40	199,55	497,95
Waldemar Wójcik - wiceprezes zarządu*	381,85	224,52	606,37
Ewa Bernacik - prokurent	343,31	80,85	424,16
Mieczysław Jakiel - prokurent	240,31	39,84	280,15
Tadeusz Kulczyk - prokurent	334,79	33,20	367,99
Osoby zarządzające w 2009 roku, ale niepełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2009 roku:			
Stanisław Radecki - prokurent	541,84	39,84	581,68
Marek Dobryniewski - prokurent	33,00	6,64	39,64
Zbigniew Król - prokurent	67,80	40,14	107,94
Razem Rada Nadzorcza w tym:	337,06	217,15	554,21
Stanisław Rychlicki	39,84	80,00	119,84
Marcin Moryń	39,84	-	39,84
Mieczysław Kawecki	39,84	52,16	92,00
Agnieszka Chmielarz	39,84	45,15	84,99
Grzegorz Banaszek	39,84	-	39,84
Marek Karabuła	39,84	-	39,84
Mieczysław Puławski	39,84	-	39,84
Jolanta Siergiej	39,84	39,84	79,68
Osoby nadzorujące w 2009 roku ale niepełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2009 roku:			
Maciej Kaliski	18,34	-	18,34
Razem	3 733,21	3 596,89	7 330,10

* Łącznie z wynagrodzeniem z tytułu pełnienia funkcji prokurenta w okresie od 1 do 28 stycznia 2009 roku.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
Roczne Jednostkowe Sprawozdanie Finansowe za rok zakończony 31 grudnia 2009 roku
(w tysiącach złotych)

Imię i nazwisko	Okres od 1 stycznia 2008 do 31 grudnia 2008		
	Łączna kwota wynagrodzeń, świadczeń dodatkowych oraz nagród wypłaconych w 2008 roku	Łączna kwota wynagrodzeń z tytułu pełnienia funkcji w jednostkach podporządkowanych w 2008 roku	Razem wynagrodzenie wypłacone w 2008 roku
Razem Zarząd w tym:	4 641,25	2 716,97	7 358,22
Michał Szubski - prezes zarządu	211,37	240,04	451,41
Mirosław Dobrut - wiceprezes zarządu	184,8	82,39	267,19
Radosław Dudziński - wiceprezes zarządu	189,35	203,00	392,35
Sławomir Hinc - wiceprezes zarządu	184,12	218,33	402,45
Mirosław Szkatuba - wiceprezes zarządu	192,83	130,33	323,16
Ewa Bernacik - prokurent	334,57	74,39	408,96
Marek Dobryniewski - prokurent	342,25	37,24	379,49
Stanisław Radecki - prokurent	401,39	37,24	438,63
Waldemar Wójcik - prokurent	442,51	36,95	479,46
Osoby zarządzające w 2008 roku, ale niepełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2008 roku:			
Krzysztof Głogowski	318,05	386,91	704,96
Jan Anysz	337,75	271,76	609,51
Zenon Kuchciak	315,85	323,64	639,49
Stanisław Niedbalec	268,22	270,33	538,55
Tadeusz Zwierzyński	318,59	174,69	493,28
Jan Czerepok	352,9	133,26	486,16
Bogusław Marzec	246,7	96,47	343,17
Razem Rada Nadzorcza w tym:	312,23	165,30	477,53
Stanisław Rychlicki	32,65	48,49	81,14
Marcin Moryń	37,24	-	37,24
Mieczysław Kawecki	37,24	34,89	72,13
Agnieszka Chmielarz	24,96	21,65	46,61
Grzegorz Banaszek	32,65	-	32,65
Maciej Kaliski	4,65	-	4,65
Marek Karabuła	4,65	-	4,65
Mieczysław Puławski	37,24	-	37,24
Jolanta Siergiej	24,96	18,91	43,87
Osoby nadzorujące w 2008 roku ale niepełniące już swoich funkcji na 31 grudnia 2008 roku:			
Wojciech Arkuszewski	4,73	-	4,73
Kazimierz Chrobak	12,27	2	14,27
Hubert Konarski	20,48	-	20,48
Andrzej Rościszewski	4,73	-	4,73
Joanna Stuglik	20,48	19,34	39,82
Mirosław Szkatuba	3,84	-	3,84
Piotr Szwarc	4,73	20,02	24,75
Jarosław Wojtowicz	4,73	-	4,73
Razem	4 953,48	2 882,27	7 835,75

W roku obrachunkowym Spółka nie przeprowadziła innych istotnych transakcji z członkami Zarządu i organów nadzorczych oraz ich małżonkami, krewnymi lub powinowatymi w linii prostej do drugiego stopnia lub związanymi z tytułu opieki, przysposobienia lub kurateli z osobą zarządzającą lub będącą w organach nadzorczych jednostki lub spółkami, w których są znaczącymi udziałowcami (akcjonariuszami lub wspólnikami). Spółka nie udzieliła też powyższym osobom pożyczek.

37.5. Wspólne przedsięwzięcia

W 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., Orlen Upstream Sp. z o.o., Energia Bieszczady Sp. z o.o., Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k.

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

W 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 Klęka 11” prowadzona była eksploatacja złoża Klęka. Ponadto na obszarze „Płotki” zakończono reprocessing i reinterpretację danych sejsmicznych.

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

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

EuroGas Polska Sp. z o.o., siedziba: Pszczyna 43-200, ul. Górnośląska 3

Energia Bieszczady Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

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

Orlen Upstream Sp. z o.o., siedziba: Warszawa 02-159, ul. J. G. Bennetta 2B,

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

Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

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

Energia Karpaty Wschodnie Sp. z o.o. Sp. k., siedziba: Warszawa 00-654, ul. Śniadeckich 17

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

Wszystkie aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty, związane z opisanymi powyżej wspólnymi przedsięwzięciami, zostały ujęte w sprawozdaniu z sytuacji finansowej i rachunku zysków i strat PGNiG S.A. w proporcjach odpowiadających udziałowi we wspólnym przedsięwzięciu.

38. ZATRUDNIENIE (DANE W OSOBACH)

Zatrudnienie na koniec okresu w podziale na segmenty	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Centrala Spółki*	833	837
Poszukiwanie i wydobywanie	4 300	4 223
Obrót i magazynowanie	3 730	3 702
Pozostałe	37	37
Razem	8 900	8 799

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

Średnie zatrudnienie w okresie wyniosło 8 845 osób w 2009 roku (8 590 w 2008 roku).

39. ZARZĄDZANIE KAPITAŁEM

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

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

	31 grudnia 2009	31 grudnia 2008
Kredyty i pożyczki oraz zobowiązania z tytułu leasingu finansowego	1 906 684	766 974
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług i inne zobowiązania	2 376 233	2 813 033
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty (-)	(425 243)	(807 861)
Zadłużenie netto	3 857 674	2 772 146
Kapitał własny	17 339 703	17 181 372
Kapitał i zadłużenie netto	21 197 377	19 953 518
Wskaźnik dźwigni	18,20%	13,89%

40. INNE ISTOTNE INFORMACJE

40.1. Informacje na temat procesu restrukturyzacji

W styczniu 2009 roku wszedł w życie, przyjęty w dniu 11 grudnia 2008 roku przez NWZ PGNiG S.A., „Program racjonalizacji zatrudnienia oraz osłon finansowych dla pracowników Grupy Kapitałowej PGNiG S.A. lata 2009-2011 (III etap)”, („Program”). Program ten, w odróżnieniu od „Programu restrukturyzacji zatrudnienia oraz działań osłonowych dla pracowników Oddziałów oraz spółek zależnych” realizowanego w poprzednich latach, został oparty na formule „na gotowość”, co oznacza, że może być uruchamiany wyłącznie w sytuacjach szczególnych, to jest decyzje o realizacji Programu podejmowane mogą być wyłącznie w przypadku, gdy jest to uzasadnione skalą projektowanych działań restrukturyzacyjnych, związanych ze zmniejszeniem zatrudnienia i/lub likwidacją stanowisk.

W przypadku PGNiG S.A., decyzje o zastosowaniu Programu, w odniesieniu do oddziałów i Centrali Spółki, podejmuje Zarząd PGNiG S.A. w formie uchwały.

Do końca okresu sprawozdawczego tj. do dnia 31 grudnia 2009 roku, nie podejmowano decyzji o uruchomieniu Programu w oddziałach Spółki.

W 2009 roku - zgodnie z kierunkami określonymi w Strategii PGNiG S.A. – trwały w Spółce prace analityczno-projektowe zmierzające do 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 za granicą.

40.2. Działalność poza granicami kraju

Udziały PGNiG S.A. w spółkach zagranicznych

Udziały w spółkach PGNiG S.A. ujmuje w księgach w wartości historycznej (bez przeszacowywania na każdy dzień bilansowy ich wartości o zmianę kursów walut). W przypadku wystąpienia trwałej utraty wartości udziałów Spółka ujmuje w księgach odpowiedni odpis aktualizujący. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej wartość tych udziałów pomniejszana jest o utworzone odpisy aktualizujące.

Ukraina

Spółka Dewon Z.S.A. jest spółką akcyjną typu zamkniętego (niegiełdowa). Została utworzona 17 listopada 1999 roku. Podstawowym celem i zadaniem spółki jest realizacja usług związanych z wydobyciem 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 3 966,0 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 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 1 442,8 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku, wynosi 2 499,4 tysięcy złotych i w całości została objęta odpisem aktualizującym.

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. Od tego czasu eksploatacja złoża przez spółkę "Dewon" Z.S.A nie jest prowadzona. Pomimo wielu interwencji Ambasady Polskiej w Kijowie i przedstawicieli Rządu RP, do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania nie została wydana licencja umożliwiająca wznowienie przez Dewon Z.S.A. prac na złożu. Wstrzymanie wydobycia spowodowało znaczne pogorszenie sytuacji finansowej-ekonomicznej spółki.

Oman

Kapitał zakładowy spółki Sahara Petroleum Technology Llc wynosi 150 tysięcy RO (omańskich riali), to jest 1 120,2 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 grudnia 2009) i dzieli się na 150 tysięcy udziałów o wartości 1 RO każdy. Zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce wynosi 73,5 tysięcy riali, to jest 548,9 tysięcy złotych (według średniego kursu NBP z dnia 30 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku wynosi 879,0 tysięcy złotych i w całości została objęta odpisem aktualizującym.

Struktura własności udziałów przedstawia się następująco:

- PGNiG S.A. 73 500 udziałów 49%,
 - Petroleum and Gas Technology llc 76 500 udziałów 51%
- P.O. Box 3641, Ruwi, Sułtanat Omanu.

Spółka zawiązana została z inicjatywy Zakładu Robót Górniczych w Krośnie (do 30 czerwca 2005 roku Oddział PGNiG S.A., a obecnie spółka, w której PGNiG S.A. posiada 100% udziałów) w 2000 roku. Głównym celem zawiązania spółki było świadczenie 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 rozpoczęła działalności. W dniu 7 czerwca 2009 roku wspólnicy podjęli uchwałę o rozwiązaniu spółki i wyznaczeniu likwidatora. Obecnie przeprowadzany jest proces likwidacji Spółki.

Niemcy

W dniu 1 lipca 2005 roku w Poczdamie pomiędzy PGNiG S.A. oraz VNG-Verbundnetz 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 EUR (to jest 821,6 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 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 ITG 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, ITG 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 ITG została przeniesiona z Poczdamu do Lipska.

W dniu 29 stycznia 2009 roku Zgromadzenie Wspólników ITG 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 EUR. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał rezerwowy, bez emisji nowych udziałów. Pierwsza transza wpłaty na kapitał rezerwowy w wysokości po 750 tysięcy EUR od obydwu wspólników nastąpiła w czerwcu 2009 roku. Pozostała część wpłaty na kapitał rezerwowy nastąpi po uzgodnieniu przez wspólników dalszych warunków współpracy przy realizacji budowy gazociągu „Interkonektor Niemcy – Polska”, zwłaszcza w odniesieniu do praw i obowiązków wspólników ITG. Zakłada się, że decyzja o realizacji budowy interkonektora zostanie podjęta w 2011 roku.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółce ITG wynosiło 3 100 tysięcy EUR (to jest 13 855,8 tysięcy złotych według średniego kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku wynosi 13 602,5 tysięcy złotych.

Norwegia

W dniu 24 maja 2007 roku PGNiG S.A. powołała w Norwegii spółkę zależną – PGNiG Norway AS w formie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, jako spółkę celową do realizacji zadań PGNiG S.A. na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS), a w szczególności dla wykonania umowy zawartej 28 lutego 2007 roku pomiędzy PGNiG S.A. a Mobil Development Norway AS i ExxonMobil Produktion Norway Inc. dotyczącą nabycia (które nastąpiło 30 października 2007 roku) 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 (po unityzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun) PGNiG Norway AS posiada prawo do 11,9175% produkcji pochodzącej ze złoża Skarv/Snadd/Idun i w takiej samej proporcji obowiązek udziału w nakładach inwestycyjnych. Pozostałe udziały należą do: British Petroleum (Operator) – 24%, StatoilHydro – 36%, E.ON Ruhrgas Norge – 28%.

W chwili obecnej złoża na Norweskim Szelfie Kontynentalnym zawierają udokumentowane zasoby gazu i ropy (około 36 mld m³ gazu, 15 mln ton ropy), potwierdzone przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (NPD), a projekt wydobywania jest w fazie zagospodarowania złoża. W 2009 roku kontynuowano projekt zagospodarowania złoża Skarv. Projekt zagospodarowania złóż obejmuje wykonanie 16 odwiertów, w tym 7 do eksploatacji ropy, 5 do eksploatacji gazu ziemnego i 4 odwiertów iniekcyjnych (do zatłaczania). W późniejszej fazie odwierty iniekcyjne zostaną przekształcone w gazowe otwory eksploatacyjne w celu pełnego wyeksploatowania złoża. Złoże będzie zagospodarowane przy pomocy geostacjonarnej pływającej platformy wydobywczej (FPSO) o długości 292 metrów i masie 62 tysięcy ton, budowanej w stoczni w Korei Południowej. Zakończenie budowy nastąpi w IV kwartale 2010 roku. Pierwsze dochody z eksploatacji złoża są oczekiwane w 2011 roku.

Zgodnie z szacunkami nakłady inwestycyjne na rozwój złóż wyniosą około 5 miliardów USD, z czego nakłady inwestycyjne Grupy wyniosą około 600 milionów USD.

W 2009 roku PGNiG Norway AS nabyło udziały w dwóch nowych koncesjach: 30% udział w koncesji PL350 i 25% udział w koncesji PL419. W styczniu 2010 roku PGNiG Norway AS nabyła 15% udział w licencji PL558 zlokalizowanej w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv i licencji PL350. Operatorem tej licencji jest E.ON Ruhrgas Norge (30%), pozostałymi partnerami są: Nexen Exploration Norge (15%), Det norske oljeselskap (20%) i Petoro (20%).

Na koniec stycznia 2010 roku spółka posiadała udziały w 8 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Na potrzeby zakupu udziału w złożach oraz potrzeby inwestycyjne, PGNiG S.A. udzieliło spółce pożyczkę w kwocie 3 800 000 tysięcy NOK. Pożyczka jest uruchomiana w transzach, a datę spłaty ustalono na grudzień 2022 roku. W 2009 roku spółka otrzymała następną transzę pożyczki w wysokości 1 312 000 tysięcy NOK. Saldo otrzymanej przez spółkę PGNiG Norway AS pożyczki na dzień 31 grudnia 2009 roku osiągnęło poziom docelowy i wynosiło 3 800 000 tysięcy NOK to jest 1 879 480 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Odsetki są naliczane według stopy procentowej 3M NIBOR powiększonej o marżę. W dniu 8 października 2009 roku Zgromadzenie Wspólników PGNiG Norway AS podjęło uchwałę o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 454 000 tysięcy NOK, do wysokości 951 327 tysięcy NOK. Nowe udziały zostały w całości objęte przez PGNiG S.A. za wkład gotówkowy. Środki finansowe mają być przeznaczone na finansowanie kontynuacji realizacji projektu Skarv. Struktura finansowania działalności spółki jest zgodna z obowiązującymi w Norwegii zasadami dotyczącymi relacji kapitału własnego i długu (tzw. cienkiej kapitalizacji).

Jedynym właścicielem PGNiG Norway AS jest PGNiG S.A. w Warszawie. Przedmiot działalności PGNiG Norway AS obejmuje eksploatację ropy naftowej i gazu ziemnego, jak również wszelką inną działalność z tym związaną. PGNiG Norway AS ma również możliwość zaangażowania się w projekty infrastrukturalne związane z działalnością przesyłową siecią podmorską (np. budowa i operatorstwo na gazociągach) oraz prowadzenia działalności handlowej i finansowej oraz innych działalności na wszystkich etapach łańcucha wartości związanych z wykorzystaniem ropy naftowej i gazu ziemnego.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku zaangażowanie kapitałowe PGNiG S.A. w spółce wynosiło 951 327 tysięcy NOK to jest 470 526,3 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku wynosi 462 872,6 tysięcy złotych.

Holandia - Libia

Spółka PGNiG Finance B.V. została zawiązana w dniu 14 września 2001 roku do obsługi emisji obligacji PGNiG S.A. denominowanych w EUR. Jedynym udziałowcem spółki jest PGNiG S.A. Kapitał zakładowy spółki wynosi 20 tysięcy EUR, to jest 82,2 tysiące złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku).

W styczniu 2008 roku Zarząd PGNiG S.A. w drodze uchwały wyraził zgodę 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 POGC – 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 km², położonym na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. Zgodnie ze złożoną ofertą przetargową, POGC – Libya B.V. zobowiązała się do wykonania prac poszukiwawczych na łączną kwotę 108 000 tysięcy USD, w tym: 3 000 km² sejsmiki 2D, 1 500 km² sejsmiki 3D i wykonania 8 otworów wiertniczych.

W lutym 2008 roku została udzielona przez PGNiG S.A. gwarancja na rzecz National Oil Corporation, dotycząca realizacji przez POGC – Libya B.V. zobowiązań koncesyjnych na kwotę 108 000 tysięcy USD to jest 307 832,4 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku).

W styczniu 2009 roku został zatwierdzony przez stronę libijską raport z audytu środowiskowego i archeologicznego, co umożliwiło rozpoczęcie prac sejsmicznych 2D i 3D przez spółkę Geofizyka Kraków Sp. z o.o. (spółka zależna z PGNiG S.A.), która wygrała przetarg na realizację tych prac. Pierwszy etap prac sejsmicznych został zakończony na przełomie lat 2009 i 2010. Jednocześnie w IV kwartale 2009 roku ze spółką Geofizyka Kraków podpisano aneks do umowy na realizację II etapu sejsmicznych prac poszukiwawczych. W II połowie 2009 roku rozpoczęto proces przetwarzania danych otrzymanych w wyniku prac sejsmicznych, a w grudniu 2009 roku przystąpiono do analizy danych 2D i 3D.

W marcu 2009 roku Zarząd PGNiG S.A. podjął uchwałę o dokapitalizowaniu POGC Libya BV kwotą 47 500 tysięcy EUR 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 20 591 tysięcy USD udzielonej w 2008 roku. Pozostała po potrąceniu pożyczki wraz z odsetkami kwota wkładu kapitałowego, została wpłacona w gotówce w trzech transzach. Pierwsza transza w kwocie 11 603,3 tysięcy EUR została przekazana na rachunek POGC Libya B.V. w dniu 19 marca 2009 roku, druga w kwocie 10 000 tysięcy EUR 1 lipca 2009 roku, a trzecia również w kwocie 10 000 tysięcy EUR w dniu 1 października 2009 roku.

Na dzień 31 grudnia 2009 roku zaangażowanie PGNiG S.A. w spółkę wynosiło 47 520,0 tysięcy EUR to jest 195 221,7 tysięcy złotych (według kursu NBP z dnia 31 grudnia 2009 roku). Wartość udziałów w księgach na 31 grudnia 2009 roku wynosi 218 813,2 tysięcy złotych.

Działalność bezpośrednia PGNiG S.A. poza granicami kraju - udziały w koncesjach poszukiwawczych:

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 (PPL), zgodnie z podziałem udziałów i kosztów PGNiG S.A. – 70%, PPL – 30%. W 2009 roku, wynikiem pozytywnym zakończono wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego Rehman-1 oraz rozpoczęto testy mające na celu określenie wydajności otworu.

W dniu 6 grudnia 2007 roku PGNiG S.A. podpisała umowę cesji udziałów w koncesji poszukiwawczej 1/05 na obszarze Danii i objęła operatorstwo na tej koncesji. W marcu 2009 roku PGNiG S.A. odkupiła od dotychczasowego udziałowca Odin Energi AS 40% udziałów w koncesji 1/05 w Danii. Obecnie udziały wynoszą: PGNiG S.A. – 80%, Nordsofonden – 20%. W 2009 roku rozpoczęto wykonanie zdjęć sejsmicznych 2D i 3D oraz processing danych sejsmicznych.

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). W 2009 roku rozpoczęto prace przygotowawcze związane z wykonaniem reprocessingu 1 450 km sejsmiki 2D oraz prac grawimetrycznych.

Oddziały Spółki poza granicami kraju:

PGNiG S.A. posiada poza granicami kraju oddziały, które prowadzą działalność operacyjną lub wspierają działalność rozwojową Spółki poza granicami kraju.

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

40.3. Kontrakty na dostawy paliwa gazowego oraz ropy naftowej

W 2009 roku PGNiG S.A. zawarła 6 umów kompleksowych sprzedaży paliwa gazowego zarówno na cele produkcyjne (2 umowy) jak i do dalszej dystrybucji (4 umowy). Szacowane roczne ilości sprzedaży paliwa gazowego na 2010 rok w ramach tych 6 umów wynoszą powyżej 400 milionów m³. Z łącznej ilości zawartych nowych umów, 5 to umowy renegowane do realizowanych wcześniej kontraktów.

Ponadto w 2009 roku zawarto umowy sprzedaży paliwa gazowego na potrzeby własne z poniższymi operatorami systemu dystrybucyjnego:

- Górnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.,
- Dolnośląską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.,
- Karpacką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.,
- Mazowiecką Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.,
- Pomorską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.,
- Wielkopolską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o.;

oraz z operatorem systemu przesyłowego OGP Gaz-System S.A., w zakresie:

- sprzedaży gazu ziemnego wysokometanowego grupy E na potrzeby związane z bilansowaniem systemu przesyłowego oraz potrzeby pozabilansowe, umowa została zawarta na czas oznaczony do dnia 31 grudnia 2009 roku,
- sprzedaży gazu ziemnego zaazotowanego grupy L (Lw) na potrzeby inne niż bilansowanie systemu przesyłowego (potrzeby własne), umowa została zawarta na czas oznaczony do dnia 31 grudnia 2010 roku.

W 2009 roku z firmą Gaskon S.A. podpisano także umowę sprzedaży gazu ziemnego pobieranego bezpośrednio ze złóż na potrzeby produkcji skroplonego gazu ziemnego LNG. Umowa ta została zawarta na okres 15 lat i zakłada dostawę od połowy 2012 roku, 110 milionów m³ gazu rocznie.

Ponadto w 2009 roku Spółka zdecydowała o kontynuacji współpracy z dwoma głównymi odbiorcami ropy naftowej, podpisując z Rafinerią Trzebinia S.A. oraz z firmą TOTSA TOTAL OIL TRADING S.A. umowy na czas nieoznaczony.

40.4. Kontrakty na zakup paliwa gazowego

W 2008 roku PGNiG S.A. importowała gaz głównie w ramach wymienionych poniżej umów i kontraktów, tj. długoterminowego i krótkoterminowego kontraktu importowego z Rosji i Niemiec oraz umów średnioterminowych na dostawę gazu z portfela dostawców niemieckich:

- Kontraktu kupna – sprzedaży rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 września 1996 roku z OOO "Gazprom Eksport, obowiązującego do 2022 roku;
- Umowy sprzedaży paliwa gazowego Lasów z dnia 17 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do dnia 1 października 2016 roku;
- Umowy sprzedaży gazu Lasów 2008 z dnia 29 sierpnia 2006 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG., obowiązującej do 1 października 2011 roku.

Ponadto w zakresie paliwa gazowego pozasystemowego, stanowiącego zaopatrzenie dla poszczególnych regionów Polski, PGNiG S.A. importowała paliwo gazowe na podstawie poniższych umów i kontraktów:

- Umowa na dostawę gazu ziemnego z dnia 26 października 2004 roku z NAK „Naftogaz Ukrainy”, obowiązująca do 2020 roku. Zaopatrzenie regionu Hrubieszowa;
- Umowy skomasowanych usług w zakresie dostaw gazu pomiędzy Severomoravská plynárenská a.s. a PGNiG S.A. z dnia 27 marca 2008 roku. Umowa weszła w życie 1 kwietnia 2008 roku i obowiązywała do 31 grudnia 2009 roku. Z dniem 1 stycznia 2010 roku została przedłużona na 12 miesięcy. Zaopatrzenie miasta Branice.
- Kontrakt na wymianę gazu ziemnego z dnia 22 października 1992 roku z VNG-Verbundnetz Gas AG. Umowa ta była przedłużana corocznie aneksami. Zaopatrzenie terenów przygranicznych po obu stronach granicy między Niemcami i Polską. Kontrakt ten wygasł 1 października 2009 roku i został zastąpiony następującymi umowami:
 - Umowa Ramowa zawarta z VNG-Verbundnetz Gas AG z dnia 28 lipca 2009 roku. W ramach tej umowy zostały zawarte dwa kontrakty indywidualne:
 - Kontrakt indywidualny na kupno gazu w okresie 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku, w punkcie dostawy Gubin;
 - Kontrakt indywidualny na sprzedaż gazu w okresie 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku, w punkcie dostawy Kamminke;
 - Umowa Ramowa zawarta z Vitol S.A. z dnia 30 września 2009 roku. W ramach tej umowy zawarty został Kontrakt Indywidualny na kupno gazu w okresie od 1 października 2009 roku do 1 października 2011 roku w punkcie dostaw Lasów.

Od początku 2009 roku nie były realizowane dostawy z kontraktu z ROSUKRENERGO.

W 2009 roku PGNiG S.A. wystąpiła do Ministerstwa Skarbu Państwa o zgodę na zawieranie transakcji, w okresie letnim w latach 2009-2011, na krótkoterminowe dostawy gazu ziemnego, którego cena oparta jest o notowania giełdowe. W ramach uzyskanej zgody, podpisano w dniu 24 czerwca

2009 roku umowę na dostawy gazu w okresie od 1 lipca do 1 października 2009 roku z firmą RWE Supply & Trading. Dostawy były realizowane do punktu Lasów.

W dniu 29 czerwca 2009 roku PGNiG S.A. i Qatargas Operating Company Ltd zawarły umowę na sprzedaż i dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) z Kataru do Polski. Umowa dotyczy dostawy 1 miliona ton LNG rocznie (ok. 1,5 miliarda m³) przez okres 20 lat od 2014 roku.

W 2009 roku PGNiG S.A. kupowała od podmiotów spoza Grupy Kapitałowej PGNiG gaz zaazotowany (podgrupy Ls i Lw) pochodzący z wydobycia na terenie Polski, w ramach wymienionych poniżej umów:

- Umowa Kupna-Sprzedaży Gazu Ziemnego dla złóż w rejonie Klęki pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 18 grudnia 2000 roku. Złoże Klęka.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku. Złoże Zaniemyśl.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i CalEnergy Resources Poland Sp. z o.o. z dnia 8 grudnia 2005 roku. Złoże Zaniemyśl.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i DPV Service Sp. z o.o. z dnia 13 stycznia 2009 roku. Złoże Antonin.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i FX Energy Poland Sp. z o.o. z dnia 19 czerwca 2009 roku. Złoże Roszków.
- Umowa sprzedaży gazu ziemnego pomiędzy PGNiG S.A. i P.L. Energia S.A. z dnia 29 czerwca 2009 roku. Złoże Grabówka.

Wszystkie wymienione umowy obowiązują do momentu szczytowania złóż.

40.5. 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 pierwszej 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 dzień 31 grudnia 2009 roku wynosiła 2 842 500 tysięcy złotych (na dzień sporządzenia sprawozdania, to jest na dzień 3 marca 2010 wartość tego pakietu wynosiła 2 670 000 tysięcy złotych).

Zgodnie z przyjętym harmonogramem, proces wydawania akcji został uruchomiony w dniu 6 kwietnia 2009 roku. Na dzień 31 grudnia 2009 roku zostało objętych (zapisanych na rachunkach papierów wartościowych), przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców, 696 313 631 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 są 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 2009 roku, ujęte w rachunku zysków i strat, wyniosły 1 852,8 tysięcy złotych. Z tego, koszt ogłoszeń prasowych wyniósł 121,4 tysięcy złotych, koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez CDM Pekao S.A. wyniósł 1 309,9 tysięcy złotych, a koszt zawierania umów nieodpłatnego zbycia akcji przez pracowników GK PGNiG S.A. wyniósł 421,5 tysięcy złotych.

41. ZDARZENIA PO DNIU BILANSOWYM

- a. W dniu 13 stycznia 2010 roku pomiędzy PGNiG S.A. oraz spółką zależną PGNiG Norway AS została zawarta druga umowa pożyczki na kwotę 786 milionów NOK. Pożyczka ta ma być uruchomiana w pięciu transzach miesięcznych od stycznia do maja 2010 roku. Jednocześnie spółka prowadzi zaawansowane rozmowy z bankami w celu pozyskania kredytu konsorcjalnego w kwocie 280 – 400 milionów USD, zabezpieczonego między innymi na aktywach spółki, na dalsze finansowanie projektu, do czasu osiągnięcia przychodów z wydobywania węgłowodórów z NCS (Norweski Szelf Kontynentalny).
- b. W dniu 20 stycznia 2010 roku Zarząd Spółki powziął wiadomość o tym, że spółce PGNiG Norway AS („PGNiG Norway”), (jednostka w 100% zależna od PGNiG S.A.) w wyniku rozstrzygnięcia rundy licencyjnej APA 2009 zostało przyznane przez norweskie Ministerstwo ds. Węgłowodórów i Energii 15% udziałów w licencji poszukiwawczo-wydobywczej PL558 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym („Licencja”). Bezpośrednim operatorem na Licencji został E.ON Ruhrgas Norge AS (30% udziałów). Pozostałymi partnerami są: Nexen Exploration Norge AS (15% udziałów), Det norske oljeselskap AS (20% udziałów) oraz Petoro AS (20% udziałów). Pozyskanie udziałów w licencji PL558 jest ważnym elementem strategii PGNiG Norway. Koncesja ta zlokalizowana jest w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Skarv oraz graniczy z licencją PL350, gdzie PGNiG Norway posiada 30% udziałów. PGNiG Norway uzyskało udziały w ww. koncesji w oparciu o Wniosek Koncesyjny złożony do Ministerstwa ds. Węgłowodórów i Energii wspólnie z firmą E.ON Ruhrgas Norge AS. Koncepcja geologiczna oraz interpretacja danych geofizycznych wykonana została w całości przez PGNiG Norway.
- c. W dniu 27 stycznia 2010 roku, w związku z bardzo niskimi temperaturami i znacznym wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny, PGNiG S.A. zmniejszyła dostawy do Zakładów Chemicznych Police S.A. Decyzja ta została podjęta na podstawie obowiązującej umowy handlowej między firmami, która przewiduje możliwość zmniejszenia dostaw. Powyższe ograniczenia dostaw gazu ziemnego zostało zniesione w dniu 1 lutego 2010 roku.
- d. W dniu 27 stycznia 2010 roku w Moskwie podpisano trójstronne Porozumienie pomiędzy PGNiG S.A., OAO Gazprom Export z siedzibą w Moskwie, Rosja („Gazprom Export”) i spółką System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie, Polska („EuRoPol GAZ”). Zawarte Porozumienie przewiduje:
 - a. przedłużenie do 31 grudnia 2037 roku Kontraktu Jamalskiego („Kontrakt”) na dostawę gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej do Polski;
 - b. możliwość zwiększenia wolumenu dostaw gazu ziemnego zgodnie z obowiązującym kontraktem maksymalnie do poziomu 10,2 mld m³ gazu według polskiej normy (11 mld m³ według GOST).Dodatkowo PGNiG i Gazprom Export zobowiązały się do wprowadzenia odpowiednich zmian w obowiązującym kontrakcie. Porozumienie stwarza warunki do wprowadzenia niezbędnych zmian w Porozumieniu pomiędzy Rządem Federacji Rosyjskiej, a rządem Rzeczypospolitej Polskiej o budowie systemu gazociągów do tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 roku i Protokołu Dodatkowego z dnia 12 lutego 2003 roku. Oprócz tego, podpisane Porozumienie przewiduje przedłużenie kontraktu na przesył gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej gazociągiem Jamalskim należącym do EuRoPol GAZ do 2045 roku na dotychczasowych warunkach.
- e. W dniu 1 lutego 2010 roku między POGC – Libya B.V. i PGNiG S.A. została zawarta umowa wkładu, na mocy której PGNiG S.A. zobowiązał się do dokapitalizowania POGC – Libya B.V. kwotą 18,0 milionów EUR. Dokapitalizowanie ma formę wpłaty na kapitał zapasowy bez emisji nowych udziałów. Środki mają być przeznaczone na działalność poszukiwawczą planowaną w 2010 roku.
- f. W dniu 2 lutego 2010 roku został podpisany aneks do porozumienia z dnia 8 grudnia 2009 roku („Aneks”) z Zakładami Chemicznymi Police S.A. („ZCh Police”). Aneks przewiduje, że ZCh Police zobowiązują się do zapłaty należności za dostarczone paliwo gazowe w miesiącu styczniu 2010 roku do dnia 5 marca 2010 roku wraz z odsetkami ustawowymi.

- g. W dniu 10 lutego 2010 roku Zarząd PGNiG S.A. potwierdził pakiet uzgodnień zawartych w trójstronnym porozumieniu pomiędzy PGNiG S.A., OAO Gazprom Export z siedzibą w Moskwie i spółką System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie („Porozumienie trójstronne”). Porozumienie trójstronne zostało zawarte w dniu 27 stycznia 2010 roku w Moskwie. Rada Nadzorcza na posiedzeniu w dniu 10 lutego 2010 roku zaakceptowała uprzednio zatwierdzone przez Zarząd uzgodnienia zawarte w Porozumieniu trójstronnym.
- h. W dniu 12 lutego 2010 roku PGNiG S.A. zawarła z sześcioma bankami Umowę zlecenia w przedmiocie organizacji programu emisji obligacji do kwoty 3 miliardów złotych oraz udzielenia gwarancji objęcia emisji obligacji przez te banki. Środki uzyskane z emisji obligacji przeznaczone zostaną przede wszystkim na refinansowanie kredytu zawartego z grupą banków w dniu 27 lipca 2005 roku, którego termin spłaty przypada na dzień 27 lipca 2010 roku.