



SEGMENT POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE

Handwritten notes and numbers overlaid on the page:

- 58,5
- 86,2
- 42,11
- 782
- 12
- Raport roczny
- 3,97
- 1287
- 107 615
- R
- 17 39 50 2
- Raport roczny
- 200
- 624
- 126 845 21
- 28
- 142
- Raport roczny
- 21
- 03
- 1604
- 1383
- Ra
- 264
- 120 09

W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie Grupa Kapitałowa PGNiG podejmuje działania obejmujące badania geofizyczno-geologiczne, poszukiwanie złóż, ich eksploatację poprzez wydobywanie gazu ziemnego i ropy naftowej, bezpośrednią sprzedaż gazu ziemnego, a także zakup licencji w kraju oraz za granicą.

Prace poszukiwawcze i geofizyczne

Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze i rozpoznawcze w kraju i za granicą. Polegają one głównie na poszukiwaniu w strukturach geologicznych złóż węglowodorów w postaci gazu ziemnego i ropy naftowej. W ramach podejmowanych działań dokonywane są opracowania danych historycznych, analizy geologiczne oraz badania geofizyczne i wiertnicze. Prace te są wykonywane przez PGNiG SA oraz trzy spółki poszukiwawcze wykonujące prace wiertnicze (PNiG Kraków sp. z o.o., PNiG Jasło sp. z o.o. i PNiG NAFTA sp. z o.o.), dwie spółki geofizyczne świadczące usługi w zakresie sejsmiki polowej, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych, pomiarów geofizycznych (Geofizyka Kraków sp. z o.o. i Geofizyka Toruń sp. z o.o.) oraz dwie spółki serwisowe świadczące specjalistyczny serwis niezbędny do realizacji zadań poszukiwawczych i eksploatacyjnych oraz na potrzeby górnictwa otworowego (Poszukiwania Naftowe „Diament” sp. z o.o. oraz Zakład Robót Górniczych Krosno sp. z o.o.). Wszystkie spółki należą do Grupy Kapitałowej PGNiG.

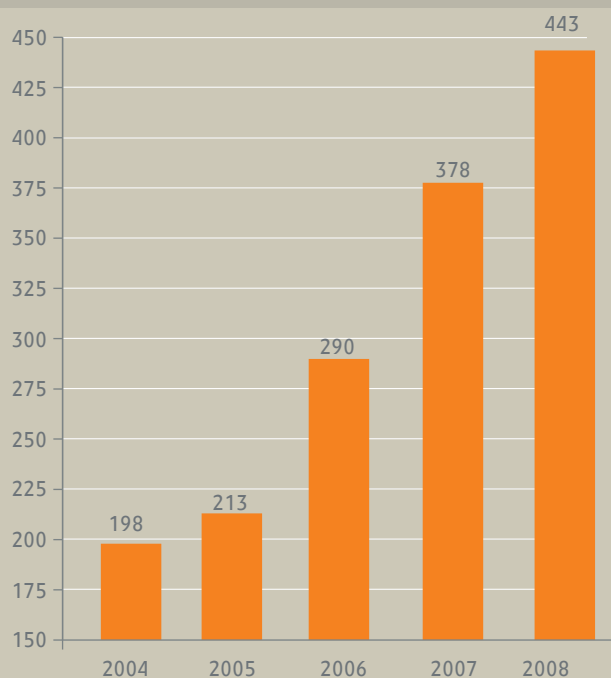
PGNiG SA prowadzi prace poszukiwawczo-wydobywcze w kraju na obszarach dotychczasowej działalności spółki rozszerzanych o nowe obszary koncesyjne. Największa liczba koncesji zlokalizowana jest na obszarze małopolskiej (karpackiej) i wielkopolskiej prowincji naftowej. Prace prowadzone są w trzech rejonach: na

terenie Karpat, Przedgórze Karpat oraz na Niżu Polskim.

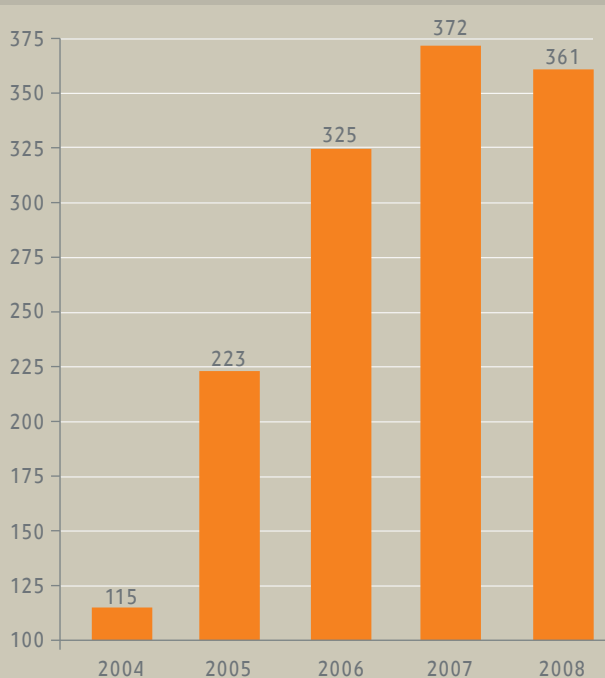
W roku 2008 na terenie kraju wykonano łącznie 65,347 km wierceń w 35 otworach: 24 poszukiwawczych i 11 rozpoznawczych, z czego w przypadku sześciu wierceń rozpoczęto w 2007 roku. Do końca 2008 roku wiercenie zakończono w 27 otworach (18 poszukiwawczych i 9 rozpoznawczych). Spośród 29 odwiertów o znanych wynikach złożowych (w tym dwóch, w których wiercenie zakończono w 2007 roku), 11 zakwalifikowano jako pozytywne (dziesięć gazowych i jeden ropny), 17 jako negatywne oraz jeden jako pozytywny gazowy. Odwierty gazowe zlokalizowane są na Przedgórzu Karpat i na Niżu Polskim, natomiast otwór ropny znajduje się na Niżu Polskim. Na tych terenach wykonano także 1,54 tys. km prac sejsmicznych 2D, a także 603 km² prac sejsmicznych 3D.

Obecnie Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi prace poszukiwawcze i geofizyczne za granicą. Na terenie Pakistanu, w bloku Kirthar, prace prowadzone są wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PGNiG SA posiada 70% udziałów w licencji, pozostałe 30% jest własnością pakistańskiej spółki). W roku 2008 dokonano opracowania wyników danych sejsmicznych (161,7 km prac sejsmicznych 2D), na których podstawie podjęto decyzję o wierceniu otworu poszukiwawczego w południowej części bloku. Rozpoczęcie prac zostało zaplanowane na pierwszą połowę 2009 roku. W Libii przygotowano do prac obszar bloku nr 113 o powierzchni 5494 km² położony na pograniczu basenów Murzuq i Gadamesh w pobliżu granicy z Algierią. W Danii, w ramach koncesji 1/05, w której PGNiG SA ma 40% udziałów rozpoczęto realizację programu poszukiwań. Dodatkowo PGNiG SA oczekuje na zatwierdzenie umowy Production Sharing Agreement, która pozwoli rozpocząć prace w Egipcie na terenie bloku Bahariya o powierzchni 4414,4 km² (Pustynia Zachodnia).

PRZYCHODY GK PGNIG ZE ŚWIADCZONYCH USŁUG POSZUKIWAWCZYCH W LATACH 2004–2008 [MLN ZŁ]



PRZYCHODY GK PGNIG ZE ŚWIADCZONYCH USŁUG GEOFIZYCZNYCH I GEOLOGICZNYCH W LATACH 2004–2008 [MLN ZŁ]



Spółki poszukiwawcze prowadziły także działania zmierzające do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych. PGNiG SA przeprowadziło rozmowy związane z kontraktem „Buy Back” na eksploatację złoża Lavan oraz z objęciem części udziałów na koncesjach poszukiwawczych w Tunezji i Maroku.

Wydobycie i produkcja

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG SA: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku. W roku 2008, w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG wydobyto łącznie 31,2 mln boe surowców, z czego 88% stanowił gaz ziemny, a 12% ropa naftowa. Oznacza to wydobycie na poziomie 4,1 mld m³ gazu ziemnego (27,6 mln boe) oraz 498 tys. ton ropy naftowej i kondensatu (3,6 mln boe).

Oddział w Zielonej Górze wydobywa ropę naftową i gaz ziemny

zaazotowany w 20 kopalniach (12 gazowych oraz 8 ropno-gazowych), natomiast Oddział w Sanoku pozyskuje gaz ziemny wysokometanowy i ropę naftową w 46 kopalniach (26 gazowych oraz 20 ropno-gazowych i ropnych). W roku 2008 wydobyto łącznie 4,1 mld m³ gazu, z czego 2,3 mld m³ stanowił gaz wydobyty w Oddziale w Zielonej Górze, a pozostała część – w Oddziale w Sanoku.

Część gazu zaazotowanego wydobywanego w zachodniej Polsce poddawana jest dalszej obróbce w odazotowni w Odolanowie. Oddział ten zajmuje się przetwarzaniem gazu ziemnego o niskiej zawartości metanu w technologii opartej na procesach niskotemperaturowych. W wyniku odazotowania uzyskuje się takie produkty jak: gaz wysokometanowy (0,88 mld m³ w roku 2008), gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot, a od 2002 roku – skroplony gaz ziemny LNG.

Wydobycie ropy naftowej realizowane jest głównie przez Oddział w Zielonej Górze, w kopalniach zlokalizowanych w trzech Ośrodkach

Produkcja pozostałych produktów w latach 2005–2008

Produkt	Jednostka	2005	2006	2007	2008
Siarka	tys. t	21,2	20,7	23,3	21,3
Mieszanina propan - butan	tys. t	16,0	17,1	18,2	17,4
Hel	mln m ³	2,7	2,4	2,3	2,2
LNG	mln m ³ *	17,6	19,9	21,7	20,1

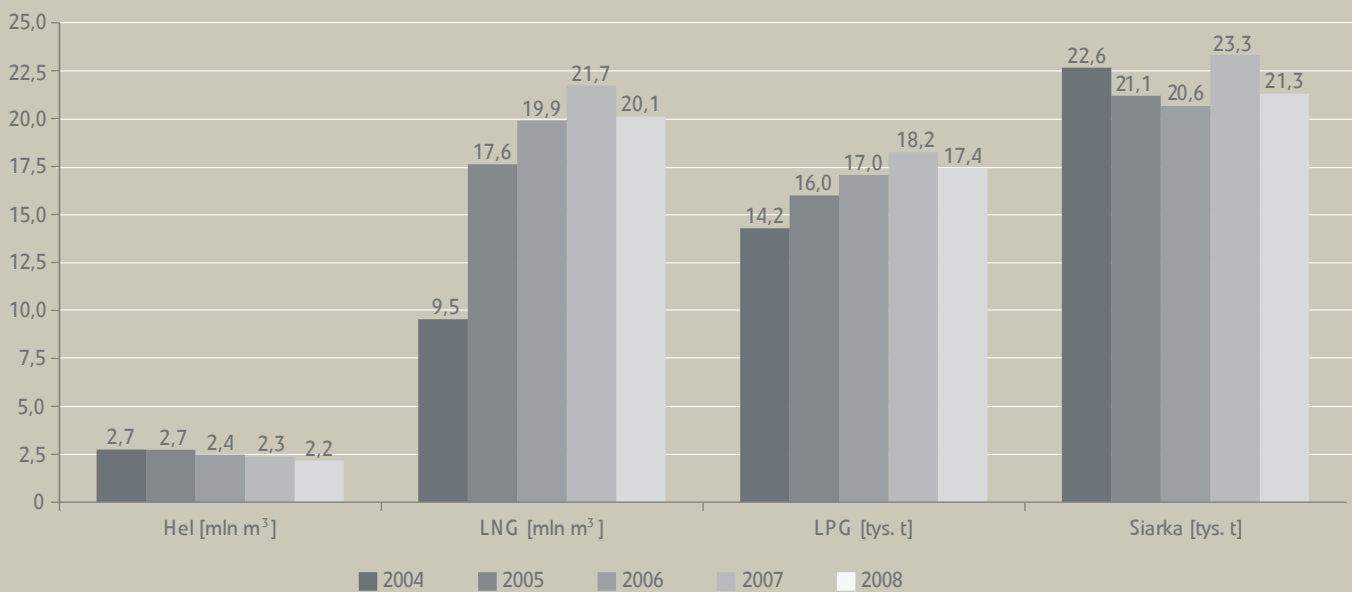
* W przeliczeniu na wolumen gazu ziemnego wysokometanowego w warunkach normalnych.

WYDOBYCIE GAZU WYSOKOMETANOWEGO I ZAAZOTOWANEGO W LATACH 2001–2008 [MLD M³]*



* Dane wraz z produkcją odazotowni Odolanów.

WIELKOŚĆ PRODUKCJI HELU, LNG*, LPG I SIARKI W LATACH 2004-2008

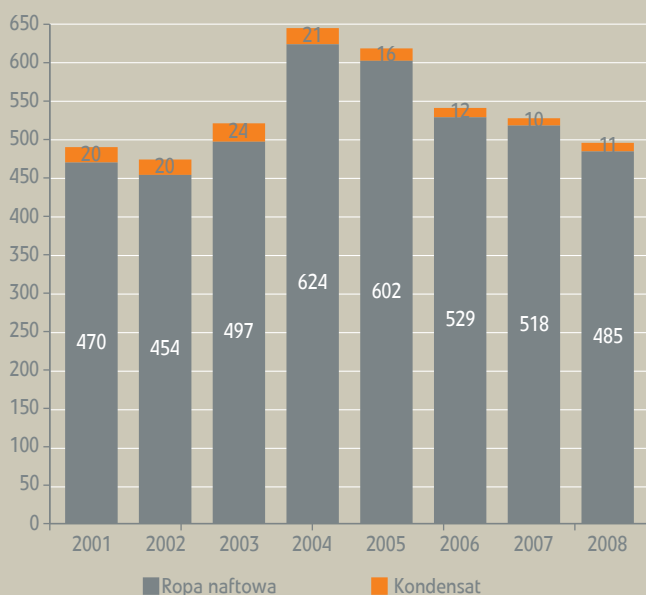


* W przeliczeniu na wolumen gazu ziemnego wysokometanowego w warunkach normalnych [mln m³].

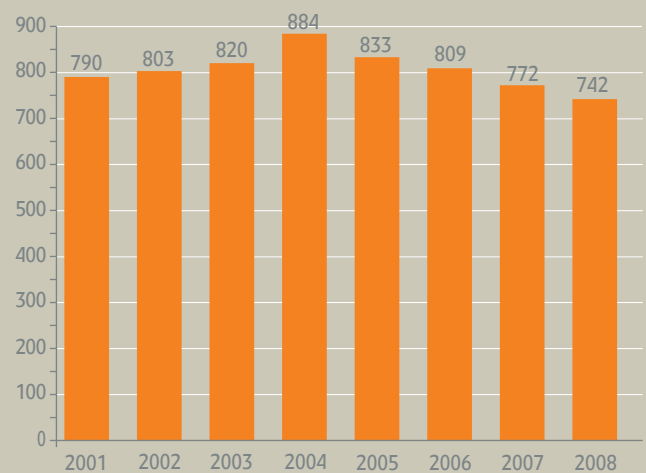
Kopalń: Gorzów Wielkopolski, Karlino oraz Grodzisk Wielkopolski. Oddział ten eksploatuje największe złoża ropne – BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo) położone w rejonie Gorzowa Wielkopolskiego, a także mniejsze złoża, takie jak Górzycza, Buk czy Lubiszyn. Całkowita produkcja ropy naftowej i kondensatu w 2008 roku wyniosła 498 tys. t, z czego w Oddziale w Zielonej Górze wydobyto 452 tys. t (w tym 376 tys. t ze złoża BMB), a w Oddziale w Sanoku 46 tys. t. W porównaniu z wydobywaniem w 2007 roku produkcja ropy naftowej i kondensatu zmalała o 6% (z poziomu 528 tys. t).

PGNiG SA zamierza zwiększyć wydobywanie ropy naftowej po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złoża LMG

WYDOBYCIE ROPY NAFTOWEJ I KONDENSATU W LATACH 2001–2008 [TYS. T]



WIELKOŚĆ REZERW GAZU I ROPY NAFTOWEJ W PRZELICZENIU NA EKWIWALENT BARYŁKI W LATACH 2001–2008 [MLN BOE]



(Lubiatów-Międzychód-Grotów) w 2013 roku. Ciągłe prowadzi też i inne projekty, których celem jest pozyskanie złóż wydobywczych.

Zasoby

Na koniec 2008 roku stan zasobów gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniósł 93,3 mld m³, a zasobów ropy naftowej 21,2 mln t, czyli łącznie 742 mln boe. Wielkości te zostały pozytywnie ocenione przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjęte przez ministra środowiska. W roku 2008 – w porównaniu z rokiem poprzednim – poziom zasobów spadł o 2%, w efekcie czego wskaźnik rezerwy/produkcja spadł z 25,8 lat w roku 2007 do poziomu 25,2 lat. Oznacza to, że przy

obecnym poziomie produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego (bez uwzględnienia nowo odkrytych zasobów) rezerwy wystarczają na najbliższe 25 lat.

W 2009 roku planowane jest udokumentowanie przyrostu zasobów wydobywalnych (ze stanem na 31 grudnia 2008 roku) w ilości 9,2 mld m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy oraz 230 tys. ton ropy naftowej.

Sprzedaż nieregulowana

Sprzedaż gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż dedykowanym rurociągiem oraz sprzedaż ropy naftowej realizowane są w ramach segmentu Poszukiwania i Wydobywanie i nie podlegają jurysdykcji Urzędu Regulacji Energetyki. Sprzedaż ropy naftowej prowadzona jest w dwóch głównych kierunkach:

- sprzedaż rurociągową do odbiorców zagranicznych, która realizowana jest na podstawie odnawialnych umów rocznych (43% sprzedaży);
- sprzedaż transportem kołowym (cysterny i kolej) do odbiorców krajowych (57% sprzedaży).

Sprzedaż rurociągową (za pośrednictwem rurociągu PERN „Przyjaźń”) objęci są główni klienci PGNiG SA: Total Oil Trading SA, BP Oil International Ltd. oraz ESKO. Przeważającą część sprzedaży krajowej trafia do podmiotów z Grupy PKN Orlen (Rafineria Jedlicze oraz Rafineria Trzebinia), pozostała – do lokalnych i bezpośrednich odbiorców oddziałów wydobywczych. W roku 2008 przychody PGNiG SA ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu były porównywalne z tymi, które osiągnięto w 2007 roku i wyniosły 779 mln zł. W roku 2008 sprzedano łącznie 489 tys. t ropy naftowej i kondensatu – o 8% mniej niż rok wcześniej.

Nieregulowana sprzedaż gazu odbywa się dzięki bezpośrednim dostawom ze złóż PGNiG SA (z pominięciem systemu przesyłowego). Sprzedaż oparta jest na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostawy (w tym cena gazu) są indywidualnie negocjowane z klientem, w zależności od charakterystyki każdego

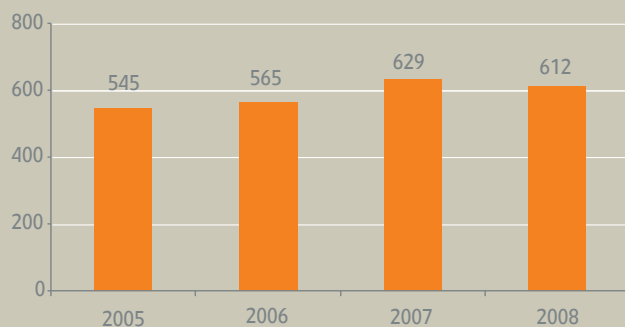
projektu. Bezpośrednia sprzedaż gazu nie jest uwzględniana w kalkulacji tariff zatwierdzanych przez Urząd Regulacji Energetyki.

W roku 2008 PGNiG SA sprzedaż bezpośrednia ze złóż osiągnęła poziom 612 mln m³ gazu (czyli o 3% mniej niż w 2007 roku) i stanowiła 4% ogólnej sprzedaży gazu ziemnego. Sprzedaży bezpośredniej podlega zarówno gaz wysokometanowy, jak i zaazotowany – w 2008 roku było to odpowiednio: 47,3 mln m³ oraz 564 mln m³.

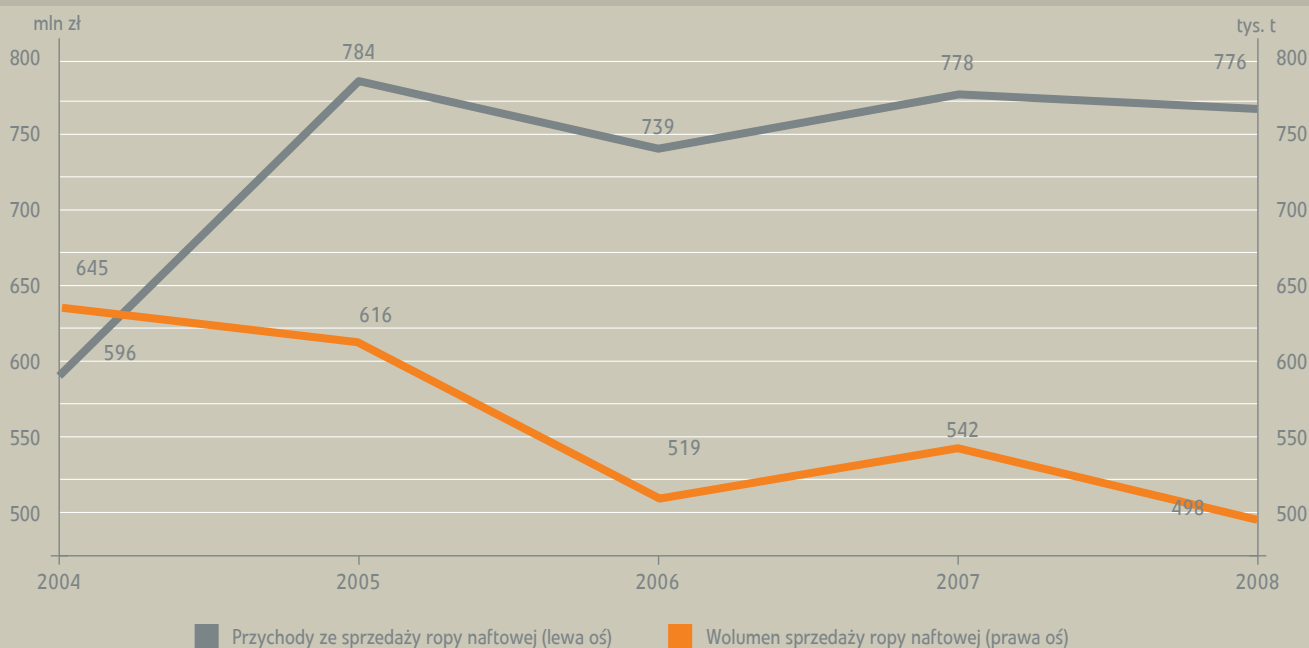
Głównymi odbiorcami gazu ziemnego były przedsiębiorstwa przemysłowe (między innymi Elektrociepłownia Zielona Góra, Elektrociepłownia Gorzów Wielkopolski, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach i Arctic Paper Kostrzyn). Ich udział w wolumenie sprzedaży bezpośredniej stanowił 85,9%. W większości zakupem zainteresowani są odbiorcy mający siedziby w bezpośredniej bliskości kopalń, pozbawieni dostępu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Sprzedaż bezpośrednia pozwala na ekonomicznie korzystne zagospodarowanie złóż gazu o jakości odbiegającej od standardów sieciowych oraz na pozyskanie klientów, dla których dostawy systemowe są technicznie lub ekonomicznie niemożliwe.

Oprócz pozataryfowej sprzedaży gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz ropy naftowej PGNiG SA prowadzi także sprzedaż innych

SPRZEDAŻ GAZU ZIEMNEGO BEZPOŚREDNIO ZE ZŁÓŻ W LATACH 2005–2008 (MLN M³)



SPRZEDAŻ ROPY NAFTOWEJ W LATACH 2004-2008



Sprzedaż pozostałych produktów w latach 2005–2008

Produkt	Jednostka	2005	2006	2007	2008
Siarka	tys. t	21,2	20,0	23,4	20,3
Mieszanina propan-butan	tys. t	16,0	16,9	18,4	17,4
Hel	mln m ³	2,7	2,4	2,4	2,2
LNG	mln m ^{3*}	17,6	19,9	21,2	19,8

* Sprzedaż LNG dokonywana jest w oparciu o jednostki wagowe (t lub kg) a ewidencja w m. sześć. prowadzona jest dla celów bilansowych.

produktów, takich jak hel, LNG czy LPG.

Inwestycje – zagospodarowanie złóż

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

Projekt: zagospodarowanie udokumentowanych złóż

W celu zwiększenia wydobycia planowane jest zagospodarowanie i włączenie do eksploatacji kolejnych udokumentowanych złóż gazu ziemnego, między innymi Wielichowo-Ruchocice, Roszków, Międzychód – są to złoża gazu zaazotowanego w zachodniej Polsce, oraz Łukowa, Jasionka (II etap), Kupno, Pilzno (II etap), Rudka (II etap) – są to złoża gazu wysokometanowego na Podkarpaciu. Inwestycje w obszarze poszukiwania złóż wyniosły 362,1 mln zł, z czego 211,7 mln zł stanowiły głównie nakłady na odwierty pozytywne oraz odwierty, których realizacja nie została zakończona.

Projekt: Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB)

Inwestycja ma na celu utrzymanie na niezmiennym poziomie wydobycia ropy naftowej ze złóż eksploatowanych i uzyskanie przyrostu wydobycia ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów. W związku ze zmianą warunków geologiczno-złożowych całkowite nakłady na realizację tego zadania inwestycyjnego zostały zwiększone w przybliżeniu do 120 mln zł.

Projekt: Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)

W sierpniu 2008 roku została podpisana umowa na realizację zadania inwestycyjnego „Projekt Lubiatów-Międzychód-Grotów” na rzecz konsorcjum pod przewodnictwem PBG SA na kwotę 1,4 mld zł. Zagospodarowanie złoża LMG to projekt mający na celu zwiększenie wydobycia ropy naftowej. Znaczący przyrost wydobycia ropy naftowej przewidywany jest na 2013 rok, po zagospodarowaniu, a następnie włączeniu do eksploatacji złóż LMG. Szacuje się, że osiągnie on roczny poziom około 0,9 mln t.

Pierwotnie projekt miał się rozpocząć w 2006 roku, jednakże wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie unieważniono przetarg na zagospodarowanie złoża, co opóźniło wybór wykonawcy o około dwa lata.

Projekt Grodzisk Wielkopolski

W roku 2010 planowane jest zakończenie projektu budowy Oda-zotowni Grodzisk o mocy przerobowej do 500 mln m³ gazu wsa-dowego. Projekt obejmuje utworzenie drugiego, obok Oddziału w Odolanowie, regulatora łączącego system wydobywczy gazu zaazotowanego z wysokometanowym systemem przesyłowym. W ramach wykonywanych prac mają zostać zagospodarowane złoża gazu ziemnego Wielichowo, Ruchocice, Jabłonna oraz Pa-proć. Wartość całego projektu szacowana jest na kwotę 440 mln zł, z czego w 2008 roku wydatkowano 68 mln zł.

Obecność na Norweskim Szelfie Kontynentalnym (NCS)

Od roku 2006 Grupa Kapitałowa PGNiG zaangażowana jest w działalność na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, co jest elementem strategii mającej na celu zwiększenie wielkości zasobów ropy naftowej i gazu poza granicami Polski.

Nabycie udziałów w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii ma charakter długoterminowy, sprzyja dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, a tym samym zwiększa stopień bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski. W roku 2007 PGNiG SA nabyło około 12% udziałów w zunityzowanym obszarze zagospodarowania (jednostce biznesowej) Skarv, obejmującym złoża Skarv i Idun, położone na terenie licencji PL 212, PL 212B, PL 262 i PL 159. Ponadto zakupiono 15% sąsiadujących obszarów poszukiwawczych: 212E, Snadd S, Snadd N i Grasøl.

Obecnie projekt wkroczył w fazę wykonawczą (zagospodarowania), a rozpoczęcie wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej przewidywane jest na drugą połowę 2011 roku. Według danych zatwierdzonych przez Norweski Dyrektoriat Naftowy (Norwegian Petroleum Directorate) wielkość potwierdzonych zasobów wydobywalnych złóż, związanych z nabyciem udziałów, jest szacowana (stan na 31 grudnia 2008 roku) na:

- 41,5 mld m³ gazu ziemnego;
- 16,5 mln m³ ropy naftowej i kondensatu;
- 5,4 mln m³ NGL (Natural Gas Liquids).

Operatorem tych złóż jest BP Norge, a pozostałymi partnerami – E.ON Ruhrgas Norge oraz StatoilHydro.

Na początku 2009 roku PGNiG SA zaangażowało się w pozyskanie dalszych licencji poszukiwawczych na NCS. PGNiG Norway objęło 30% udziałów w licencji PL 350 (operator E.ON Ruhrgas Norge) oraz 25% udziałów w licencji PL 419 (operator Nexen Exploration Norge). Licencja PL 350 zlokalizowana jest w bliskiej odległości od wcześniej zakupionych złóż Skarv oraz Idun. Na obszarach objętych licencjami zostały już wykonane badania sejsmiczne oraz analizy i interpretacje geofizyczne i geologiczne. Obecnie planowane jest wykonanie odwiertów poszukiwawczych. Koszt takiego odwiertu szacuje się, że może kosztować od 50 do 80 mln dol. PGNiG Norway poniesie taką część kosztów, jaka wynika z wielkości udziałów w poszczególnych licencjach. Zaangażowanie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym pozwala Grupie Kapitałowej PGNiG wykorzystać w pełni system zachęt podatkowych, obejmujących przyspieszoną amortyzację (sześć lat), specjalną ulgę inwestycyjną oraz natychmiastowy zwrot 78% kosztów poszukiwań.

