

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie



W ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie prowadzone są działania związane z badaniami geofizyczno-geologicznymi, poszukiwaniem złóż, ich eksploatacją oraz przygotowaniem produktów do sprzedaży.

Segment Poszukiwanie i Wydobywanie

Produkcja gazu ziemnego i ropy naftowej

Wydobywanie gazu i ropy naftowej zapewnia Grupie Kapitałowej PGNiG konkurencyjną pozycję na liberalizowanym rynku gazu. Spółka pozyskuje część sprzedawanego gazu po kosztach niższych niż wynosi zakup gazu z importu. Pozwala to jej na częściowe uniezależnienie od skutków wzrostu cen gazu importowanego, wynikającego ze wzrostu cen produktów ropopochodnych, w stosunku do których indeksowana jest cena gazu.

Eksploatacja złóż gazu ziemnego i ropy naftowej na terenie Polski prowadzona jest przez dwa oddziały PGNiG: Oddział w Zielonej Górze oraz Oddział w Sanoku.

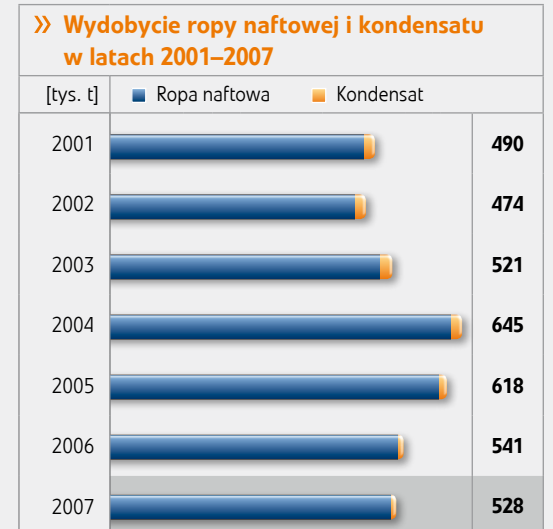
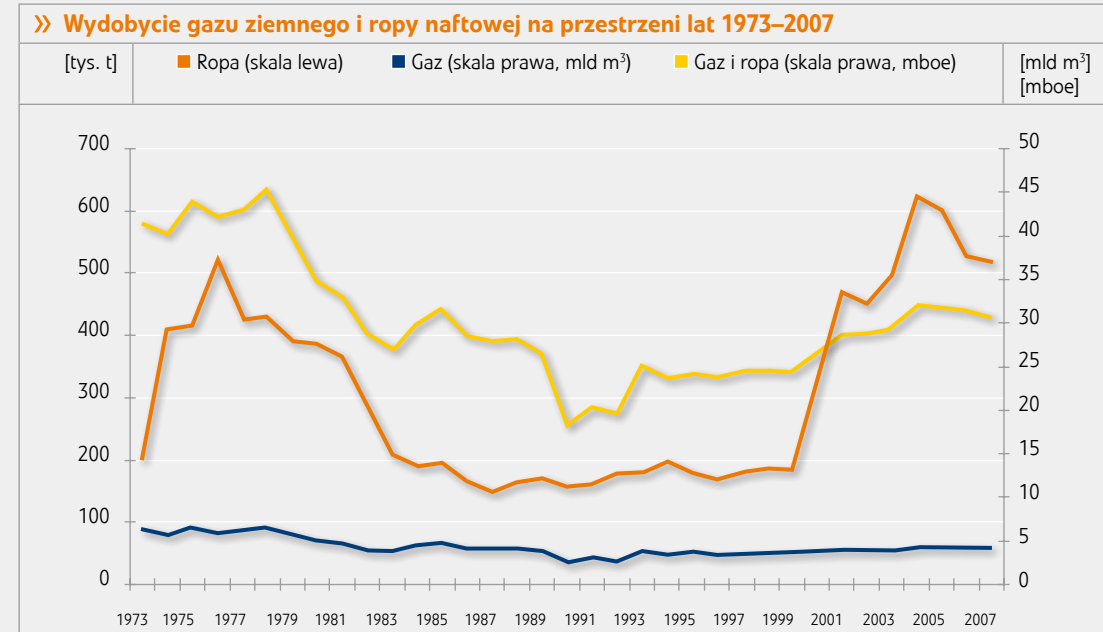
W roku 2007, podobnie jak w 2006, Grupa Kapitałowa PGNiG wydobyla 4,3 mld m³ gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), z czego 2,4 mld m³ gazu zostało wydobyte w Oddziale zielonogórskim, natomiast pozostałe 1,9 mld m³ w Oddziale sanockim. Uwzględniając podział gazu na wysokometanowy i zaazotowany, spółka wydobyla odpowiednio 2,8 mld m³ oraz 1,5 mld m³ (w roku 2006 produkcja gazu wysokometanowego wyniosła 2,9 mld m³, a gazu zaazotowanego 1,4 mld m³).

W Oddziale w Zielonej Górze wydobywany jest gaz zaazotowany w 26 kopalniach (16 gazowych i 10 ropno-gazowych), natomiast w Oddziale w Sanoku pozyskiwany jest gaz wysokometanowy w 47 kopalniach (25 gazowych i 22 ropno-gazowych). Wydobyty w kopalniach zlokalizowanych w Wielkopolsce, na ziemi lubuskiej czy na Dolnym Śląsku gaz zaazotowany podlega dalszej obróbce w odazotowni w Odolanowie. Oddział ten zajmuje się przetwarzaniem gazu ziemnego o niskiej zawartości metanu w technologii opartej na procesach niskotemperaturowych (kriogenicznych). W wyniku odazotowania uzyskuje się takie produkty, jak gaz wysokometanowy, skroplony gaz ziemny LNG, LPG, gazowy i ciekły hel oraz ciekły azot.

Wydobywanie ropy naftowej realizowane jest głównie przez Oddział w Zielonej Górze, w pięciu kopalniach (w Górze, Grodzisku Wielkopolskim, Gorzowie Wielkopolskim, Karlinie, Ostrowie Wielkopolskim) na terenie pięciu województw. Oddział ten eksploatuje 25 złóż ropy naftowej, wśród których największe to złoża BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo) położone w rejonie Gorzowa, a także mniejsze, takie jak Kosarzyn, Zielen czy Buk. Całkowita produkcja ropy

naftowej w 2007 roku wyniosła 518 tys. t, z czego w Oddziale w Zielonej Górze wydobyto 472 tys. t, a w Oddziale w Sanoku 46 tys. t. W porównaniu z rokiem 2006 produkcja ropy naftowej zmalała o 2% z poziomu 529 tys. t (w 2005 roku produkcja wyniosła 602 tys. t). Spadek wydobycia był spowodowany naturalnym ograniczeniem dynamiki produkcji w tym okresie, wynikającym z zagospodarowania nowych i eksploatacji obecnych złóż. PGNiG zamierza zwiększyć wydobycie ropy naftowej po zagospodarowaniu i włączeniu do eksploatacji złóż LMG (Lubiatów-Międzychód-Grotów), co pozwoli na zwiększenie rocznego wydobycia do poziomu 1,1 mln t.

W roku 2007 oddano do eksploatacji łącznie 12 odwiertów. Odwierty zlokalizowane na złożach: Żółnia, Kańczuga, Jasionka (I etap – 7 odwiertów), Przemysł i Radlin dały w przybliżeniu łączny przyrost zdolności wydobywczych gazu ziemnego na poziomie 600 m³/min, a odwiert na złożu Buszewo zwiększył zdolność wydobywczą ropy naftowej o 70 ton/dobę.



Nieregulowana sprzedaż gazu ziemnego i ropy naftowej

Nieregulowana sprzedaż gazu ziemnego oraz sprzedaż ropy naftowej realizowane są w ramach segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie. Sprzedaż ropy naftowej prowadzona jest w dwóch głównych kierunkach:

- » sprzedaż rurociągową do odbiorców zagranicznych, która realizowana jest na podstawie odnawialnych umów rocznych – 53% całej sprzedaży;
- » sprzedaż transportem kołowym (cysterny i kolej) do odbiorców krajowych – 47% całej sprzedaży.

Sprzedażą rurociągową (za pośrednictwem rurociągu PERN „Przyjaźń”) objęci są główni klienci PGNiG: Shell International Trading and Shipping Company Ltd. i BP Oil International Ltd. Przeważająca część sprzedaży krajowej trafia do podmiotów z Grupy PKN ORLEN (Rafineria w Płocku, Rafineria Jedlicze, Rafineria Trzebinia), pozostała do lokalnych i bezpośrednich odbiorców oddziałów wydobywczych.

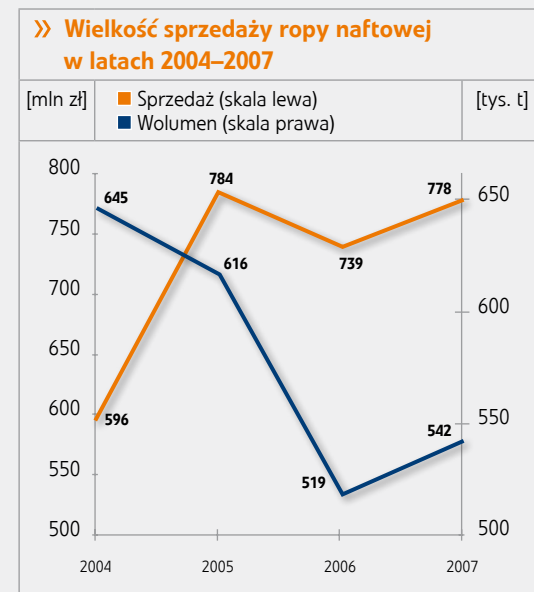
W roku 2007 przychody PGNiG ze sprzedaży ropy naftowej i kondensatu, w stosunku do 2006 roku, wzrosły o 4,6% – do poziomu 780 mln zł. Większe przychody to pozytywny efekt zwiększonego wolumenu sprzedaży oraz ogólnego wzrostu cen na rynkach światowych. Jednocześnie umocnienie polskiej waluty wobec amerykańskiego dolara

wpłynęło na zmniejszenie wielkości uzyskanych przychodów (cena sprzedaży kalkulowana jest w walucie obcej). W roku 2007 sprzedano łącznie 542 tys. t ropy naftowej i kondensatu – o 4,4% więcej niż rok wcześniej, kiedy sprzedaż osiągnęła poziom 519 tys. t.

Nieregulowana sprzedaż gazu odbywa się dzięki dostawom bezpośrednim ze złóż PGNiG (z pominięciem systemu przesyłowego). Sprzedaż oparta jest na zasadach wolnorynkowych, a warunki dostawy (w tym cena gazu) negocjowane są indywidualnie z klientem, w zależności od charakterystyki każdego projektu. Bezpośrednia sprzedaż gazu nie jest uwzględniana w kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Urząd Regulacji Energetyki.

W roku 2007 PGNiG sprzedało bezpośrednio ze złóż 630 mln m³ gazu (w przeliczeniu na gaz wysokometanowy), czyli o 11,3% więcej niż w 2006 roku. Sprzedaż bezpośrednia stanowiła 5,0% ogólnej sprzedaży gazu ziemnego. W większości był to gaz zaazotowany nabywany przez dużych odbiorców (między innymi Elektrociepłownię Zielona Góra, Elektrociepłownię Gorzów Wielkopolski, Zakłady Azotowe w Tarnowie-Mościcach i Arctic Paper Kostrzyn). Z kolei sprzedaż pozasystemowa gazu wysokometanowego koncentruje się w rejonie południowo-wschodniej Polski. W większości zakupem zainteresowani są mali lub średni 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.

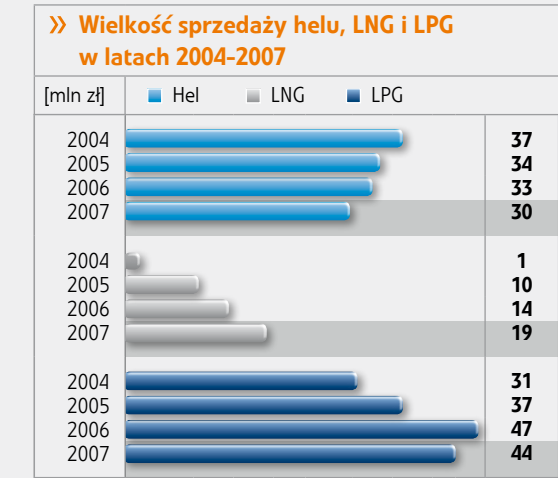
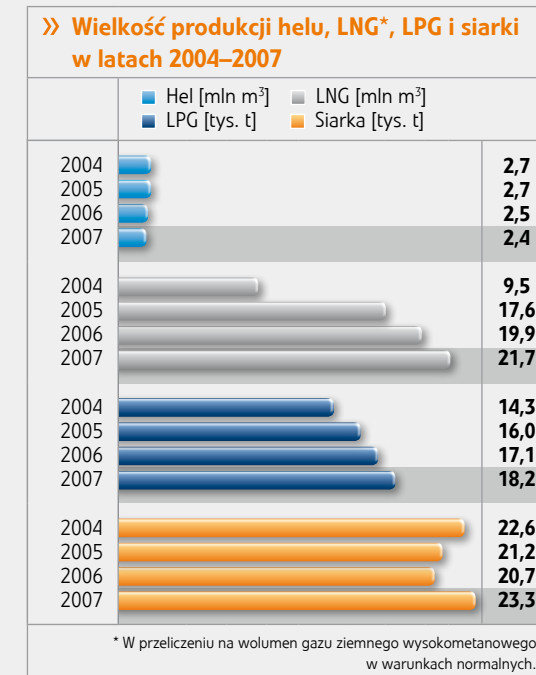


Produkcja helu, LNG i LPG

W ramach prac eksploatacyjnych oraz w procesie odazotowania gazu ziemnego wytwarzane są dodatkowe produkty, takie jak siarka, propan-butan (LPG), hel (gazowy i ciekły), skroplony gaz ziemny LNG. Ten ostatni – jako nowy produkt na rynku krajowym – został wprowadzony przez PGNiG w 2002 roku. Od tego czasu wielkość produkcji wzrosła o 505%, z poziomu 3,6 mln m³ do 21,7 mln m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy. Z roku na rok zwiększa się także produkcja siarki i gazu LPG.

Sprzedaż pozostałych produktów

Oprócz pozataryfowej sprzedaży gazu ziemnego bezpośrednio ze złóż oraz ropy naftowej PGNiG prowadzi także sprzedaż pozostałych produktów, takich jak hel, LNG czy LPG. Przychody ze sprzedaży tych produktów wzrosły w 2007 roku o 14% w porównaniu z rokiem poprzednim. Nie wpłynęło to jednak znacząco na przychody całej Grupy Kapitałowej PGNiG, gdyż wartość ich sprzedaży ma nieznaczny w nich udział.

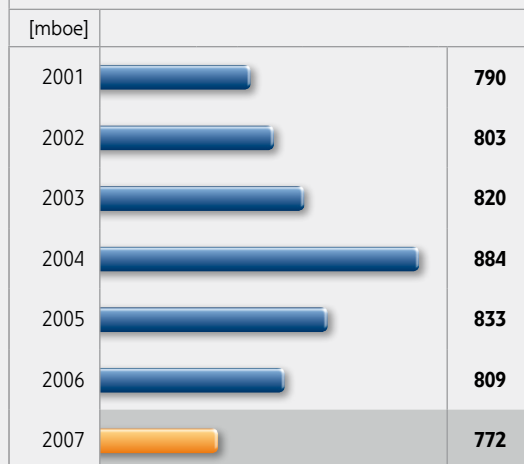


Rezerwy

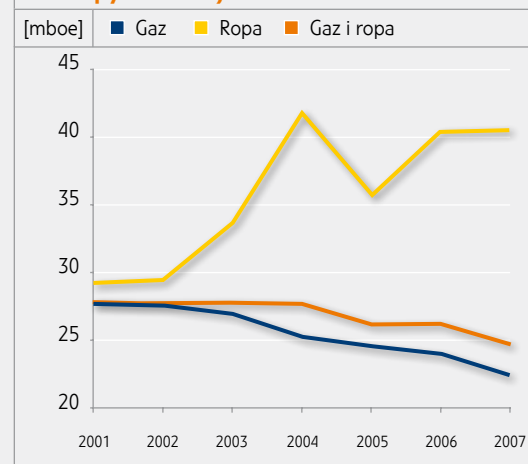
Na koniec 2007 roku udokumentowane zasoby gazu ziemnego w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniosły 98 mld m³, zaś zasoby ropy naftowej oszacowano na 21,2 mln t. Wielkości te zostały pozytywnie ocenione przez Komisję Zasobów Kopalni i przyjęte przez Ministra Środowiska. Łączna wielkość zasobów PGNiG w przeliczeniu na ekwiwalent baryłki ropy wyniosła na koniec 2007 roku 772 mln boe.

W 2007 roku – w porównaniu z rokiem poprzednim – poziom rezerw spadł o 3%, w efekcie czego wskaźnik rezerwy/produkcja spadł z 25,8 w roku 2006 do poziomu 25,1. Oznacza to, że przy obecnym poziomie produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego (bez uwzględnienia nowo odkrytych zasobów) rezerwy wystarczą na najbliższe 25 lat. Z kolei dla ropy naftowej w analogicznym okresie odnotowano wzrost wskaźnika rezerwy/produkcja o 9,3% – do poziomu 40,1.

» Wielkość rezerw gazu i ropy naftowej w przeliczeniu na ekwiwalent baryłki ropy w latach 2001–2007



» Wskaźnik wielkości rezerw do produkcji gazu, ropy naftowej oraz łącznie gazu i ropy naftowej w latach 2001–2007

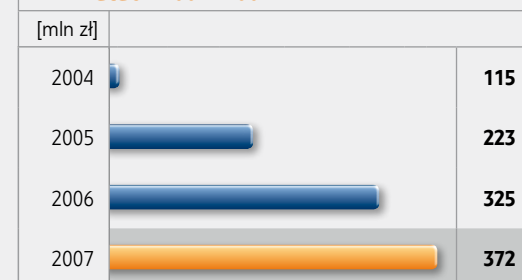


Prace poszukiwawcze i geofizyczne

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 oraz spółki poszukiwawcze oraz geofizyczno-geologiczne należące do Grupy Kapitałowej PGNiG.

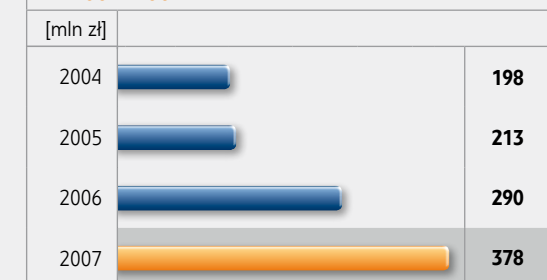
W ramach prac wykonano łącznie 52 081 m wierceń w 31 otworach: 25 poszukiwawczych i sześciu rozpoznawczych, z czego w czterech otworach kontynuowano wiercenia rozpoczęte w 2006 roku. Do końca 2007 roku zostały zakończone wiercenia oraz próby złożowe w 24 otworach. Opróbowanie otworów pozwoliło zakwalifikować 16 otworów jako pozytywne (w 13 otrzymano przemysłowy przyływ gazu ziemnego, a w trzech ropy naftowej). Na tym samym terenie wykonano także 1,6 tys. km sejsmicznych prac połowych 2D oraz 600 km² sejsmicznych prac połowych 3D.

» Przychody GK PGNiG ze świadczonych usług geofizycznych i geologicznych w latach 2004–2007



W roku 2007 prace poszukiwawczo-rozpoznawcze oraz geofizyczne spółek Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzone były w trzech rejonach kraju: na terenie Karpat, przedgórzia Karpat oraz na Niziu Polskim.

» Przychody GK PGNiG ze świadczonych usług poszukiwawczych w latach 2004–2007



W efekcie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych zwiększeniu uległy zasoby wydobywane:

- » gazu ziemnego – o 2,8 mld m³ (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy);
- » ropy naftowej – o 360 tys. t.

Obecnie Grupa Kapitałowa PGNiG prowadzi także prace poszukiwawcze i geofizyczne za granicą. Na terenie Pakistanu, w bloku Kirthar prace poszukiwawcze prowadzone były wspólnie z Pakistan Petroleum Ltd. (PGNiG posiada 70% udziałów, pozostałe 30% jest własnością pakistańskiej spółki). W roku 2007 zakończono terenowy etap badań sejsmicznych – wykonano 161,7 km sejsmiki 2D. Na podstawie wyników badań geologicznych i geofizycznych podjęto decyzję o wierceniu otworu poszukiwawczego w południowej części bloku. Rozpoczęcie prac planowane jest na 2008 rok.



W roku 2007 spółki poszukiwawcze prowadziły także działania zmierzające do pozyskania nowych obszarów poszukiwawczych i koncesyjnych. Ich efektem było podpisanie w styczniu 2007 roku memorandum z indyjską firmą naftową Gujart State Petroleum Company o możliwości współpracy w zakresie poszukiwania i wydobycia węglowodorów na obszarze Indii, Egiptu i Jemenu. W połowie 2007 roku PGNiG wygrało przetarg operatorski dla nowych obszarów koncesyjnych w Libii i uzyskało prawo do podpisania umowy Exploration and Production Sparing Agreement (EPSA), regulującej sposób prowadzenia poszukiwań i eksploatacji w ramach koncesji dla obszaru bloku 113. W lutym 2008 roku na potrzeby realizacji projektu libijskiego dokonano przekształcenia spółki PGNiG Finance BV na POGC Libya BV, całkowicie zmieniając przedmiot działalności spółki.

W grudniu 2007 roku została podpisana umowa cesji 40% udziałów w koncesji 1/05 na obszarze lądowym Danii na rzecz PGNiG z duńską firmą Wil-lumsen Exploration Consultants Aps. Pozostałymi udziałowcami są Odin Energi A/S posiadająca 40% udziałów oraz rządowa firma duńska Nordsofonden z 20% udziałów w licencji. Rozpoczęcie prac planowane jest na 2008 rok.

W roku 2007 zakończono proces zakupu 15% udziałów w trzech obszarach koncesyjnych obejmujących złoża Skarv i Snadd na norweskim szelfie kontynentalnym od Mobil Development Norway A/S oraz ExxonMobil Production Norway Inc. W wyniku unicyzacji złóż Skarv i Snadd ze złożem Idun udział PGNiG w poszerzonym obszarze eksploatacyjno-poszukiwawczym wynosi około 12%.

Zaangażowanie Grupy Kapitałowej PGNiG na norweskim szelfie kontynentalnym jest elementem strategii mającej na celu zwiększenie wielkości należących do spółki zasobów ropy naftowej i gazu poza granicami Polski. Nabycie udziałów w koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych w Norwegii ma charakter długoterminowy oraz sprzyja dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, a tym samym zwiększa stopień bezpieczeństwa dostaw gazu do Polski.

W grudniu 2007 roku, wraz z zatwierdzeniem planu zagospodarowania złoża przez norweski parlament, projekt formalnie wkroczył w fazę wykonawczą. Rozpoczęcie wydobycia gazu i ropy naftowej przewidywane jest na drugą połowę 2011 roku. Według danych zatwierdzonych przez Norweski Dyrektoriat Naftowy łączna wielkość potwierdzonych zasobów wszystkich złóż związanych z nabyciem udziałów w koncesjach od ExxonMobil Production Norway Inc. szacowana jest na około 392 mln boe, w tym:

- » 239 mln boe gazu ziemnego (37,9 mld m³);
- » 110 mln boe ropy naftowej i kondensatu (15 mln t);
- » 43 mln boe NGL (Natural Gas Liquids) (5,3 mln t).

Złoża te mają znaczny potencjał wydobywczy, który szacuje się na 360 mln boe (szczególnie na północnych obszarach Snadd i Idun).

Bezpośrednim operatorem tych złóż jest spółka BP Norge, a pozostałymi partnerami – E.ON Ruhrgas Norge (zakup udziałów od Shell w sierpniu 2007 roku) oraz StatoilHydro.

Inwestycje – zagospodarowanie złóż

Zwiększenie zdolności wydobywczych gazu ziemnego oraz ropy naftowej wiąże się z zagospodarowaniem nowych złóż lub poprawieniem wydajności już istniejących kopalń. W roku 2007 PGNiG realizowało następujące projekty inwestycyjne:

Projekt: Stobierna, Terliczka, Jasionka, Trzebowisko

Celem zagospodarowania złóż gazu ziemnego jest dostarczenie gazu wysokometanowego do krajowego systemu gazowniczego. W roku 2006 zakończono dwa zadania: zagospodarowano złoża Stobierna-Terliczka oraz złoża Trzebowisko 3. W roku 2007 zakończono zagospodarowanie złoża gazu ziemnego Jasionka I (etap I) oraz połączono OZG Jasionka I Stobierna-Terliczka gazociągiem przesyłowym. Wydobycie gazu wysokometanowego z tego złoża osiągnęło 150 mln m³. Koniec inwestycji planowany jest na 2009 rok wraz z zagospodarowaniem złoża gazu ziemnego Jasionka I (etap II). Łączna wartość całego projektu wyniosła do końca 2007 roku 73 mln zł.

Projekt: Barnówko-Mostno-Buszewo (BMB)

Inwestycja ma na celu utrzymanie wydobycia ropy naftowej ze złóż eksploatowanych od 2000 roku na niezmiennym poziomie i uzyskanie przyrostu wydobycia ropy z włączanych do eksploatacji nowych zasobów. Dodatkowe prace spowodowane zmianami warunków geologiczno-złożowych zwiększyły całkowite nakłady na realizację zadania inwestycyjnego do około 120 mln zł, z czego w 2007 roku wydatkowano 82 mln zł.

Projekt: Lubiatów-Międzychód-Grotów (LMG)

Celem projektu jest zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego Lubiatów-Międzychód-Grotów oraz umożliwienie transportu, magazynowania i sprzedaży ropy naftowej, gazu ziemnego, siarki i gazu płynnego (LPG) z Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego LMG. Projekt obejmuje budowę ośrodka centralnego LMG (centralne miejsce zbioru, rozdziału i uzdatniania płynów złożowych), budowę terminalu ekspedycyjnego (odbiór, wysyłka i sprzedaż ropy naftowej

cysternami kolejowymi w ilości 1,5 tys. t/dobę, a także tłoczenie ropy naftowej do rurociągu PERN „Przyjaźń” z wydajnością 800 – 1 100 m³/h) oraz budowę gazociągu do odazotowni Grodzisk. Łączna wartość projektu wynosi około 743 mln zł. Zasoby złoża LMG szacowane są na 8,1 mln t ropy naftowej (60 mln boe) i 7,4 mln m³ gazu ziemnego (47 mln boe). Projekt LMG jest kluczowy dla realizacji docelowej produkcji ropy naftowej na poziomie 1,1 mln t.

W roku 2006 wyrokiem Sądu Okręgowego w Warszawie unieważniono przetarg na zagospodarowanie złóż LMG – w efekcie realizacja projektu została opóźniona. W marcu 2008 roku dwóch wykonawców złożyło swoje oferty, które obecnie są weryfikowane przez komisję przetargową.

Projekt: Grodzisk Wielkopolski

Celem projektu jest sprzedaż gazu ze złóż zaazotowanych po uprzednim przetworzeniu go na jednorodny skład – do parametrów gazu wysokometanowego. Budowa odazotowni w okolicach Grodziska Wielkopolskiego pozwoli na zwiększenie wydobycia gazu zaazotowanego z istniejących kopalń i ze złóż planowanych do zagospodarowania oraz umożliwi równomierną eksploatację złóż tego gazu w okresach letnim i zimowym. Projekt obejmuje zagospodarowanie złóż gazu ziemnego Wielichowo, Ruchocice, Jabłonna, Paproć oraz modernizację Kopalni Gazu Ziemnego (KGZ) Paproć, wybudowanie gazociągu Przyłek-KGZ Paproć, rozbudowę mieszalni gazu i budowę odazotowni Grodzisk. Termin zakończenia inwestycji planowany jest na 2010 rok. Nakłady finansowe poniesione w 2007 roku wyniosły 79 mln zł; wartość całego projektu szacowana jest na około 380 mln zł.

We wrześniu 2006 roku PGNiG podpisało umowę z PBG SA, dotyczącą budowy odazotowni Grodzisk, czyli przemysłowej instalacji służącej do usuwania azotu z gazu ziemnego zaazotowanego. Wydajność nowej odazotowni wyniesie około 35 tys. m³/h.



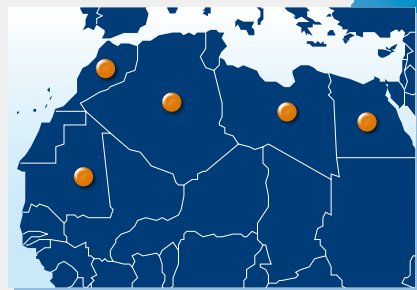
Obecność spółek Grupy Kapitałowej PGNiG na świecie



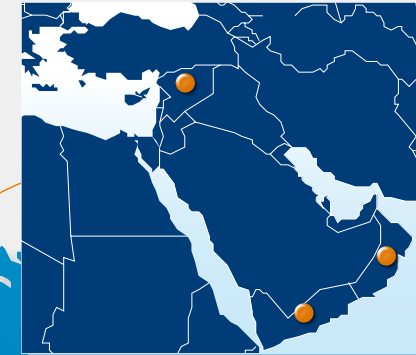
- » Austria » Białoruś » Bułgaria » Czechy » Dania » Francja » Hiszpania
- » Litwa » Łotwa » Niemcy » Norwegia » Polska » Rosja » Słowacja
- » Słowenia » Szwecja » Turcja » Ukraina » Węgry » Włochy



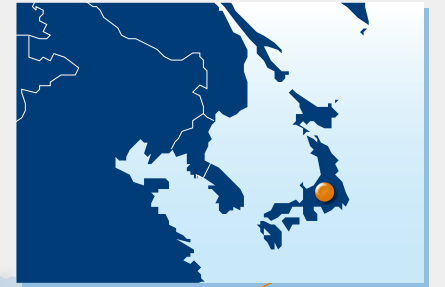
- » Kolumbia » Kuba » Wenezuela



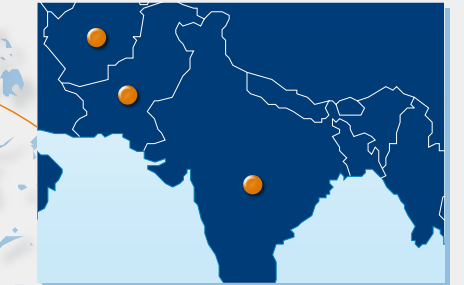
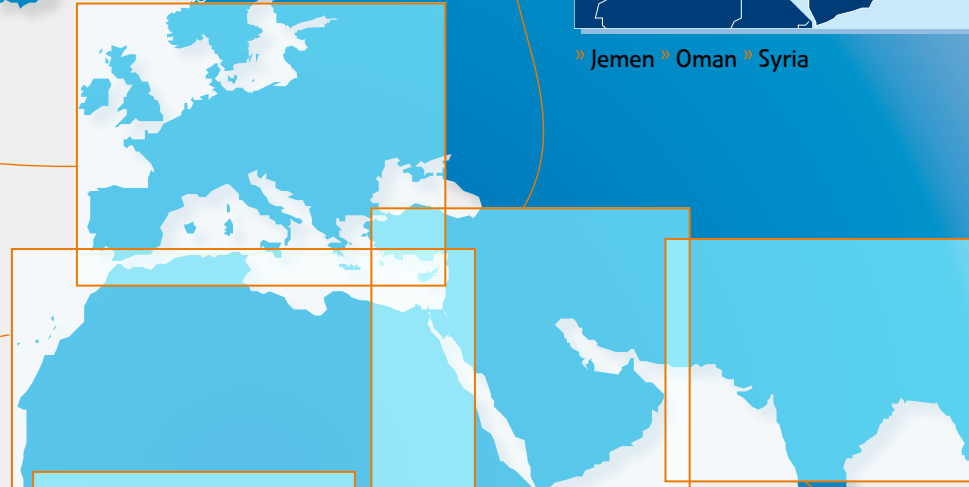
- » Algieria » Egipt » Libia » Maroko
- » Mauretania



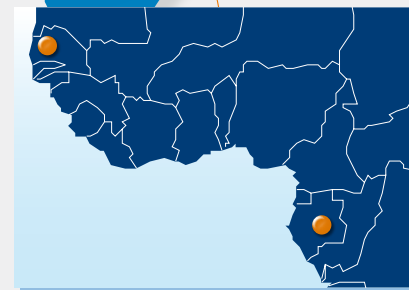
- » Jemen » Oman » Syria



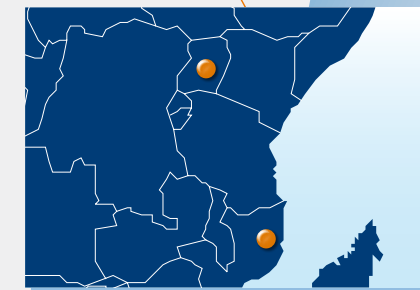
- » Japonia



- » Indie » Kazachstan » Pakistan



- » Gabon » Senegal



- » Mozambik » Uganda