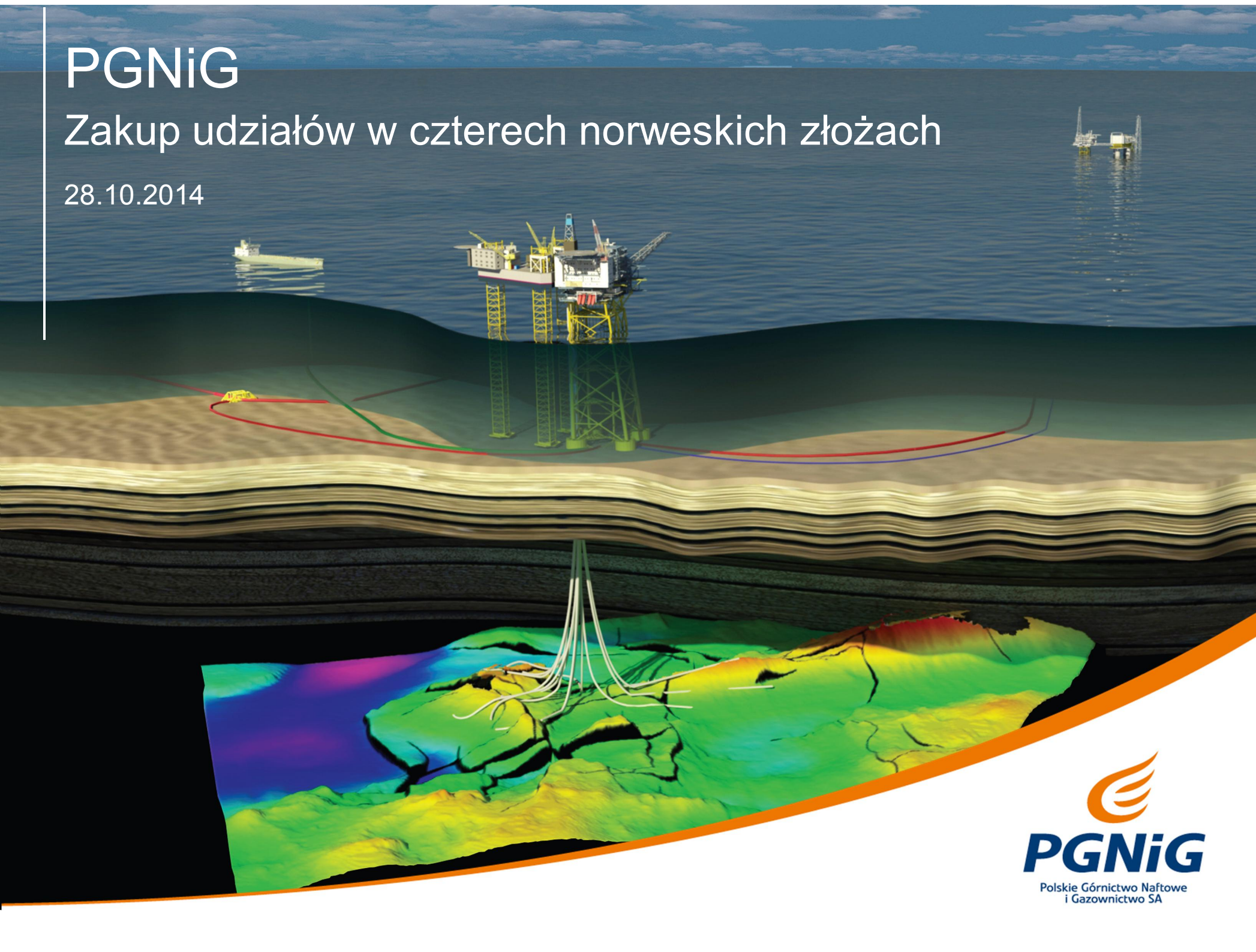


PGNiG

Zakup udziałów w czterech norweskich złożach

28.10.2014



Podstawowe informacje o transakcji

PGNiG UI nabył od Total E&P Norge 3 złoża produkcyjne oraz jeden projekt będący w fazie zagospodarowania

- Główne parametry transakcji:
 - Udokumentowane zasoby wydobywalne (2P) na poziomie ok. **33 milionów ekwiwalentu baryłek ropy** (4,4 mln ekwiwalentu ton ropy naftowej)
 - Produkcja ze złóż w 2014 roku **320 tys. ton ropy i 90 milionów m³ gazu** (8 tys. baryłek na dobę)
 - Średni przyrost produkcji w okresie 2014-20 na poziomie **7 tys. baryłek na dobę** (z czego 76% stanowi ropa naftowa)
 - Trzy złoża produkcyjne na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
 - Złoże w fazie zagospodarowania

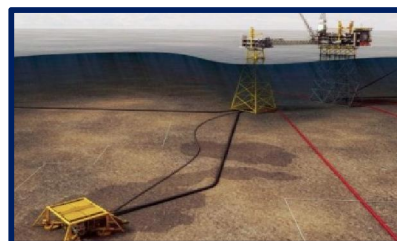
Vilje – złożo ropne
ok. 24% udziałów
Operator: Marathon



Morvin – złożo gazowo ropne
6% udziałów
Operator: Statoil



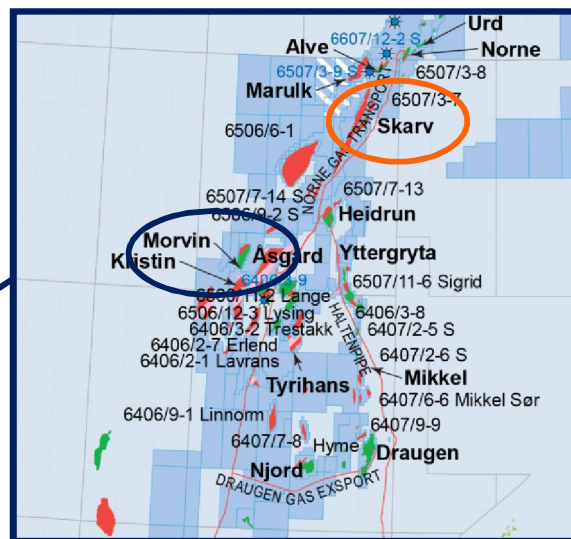
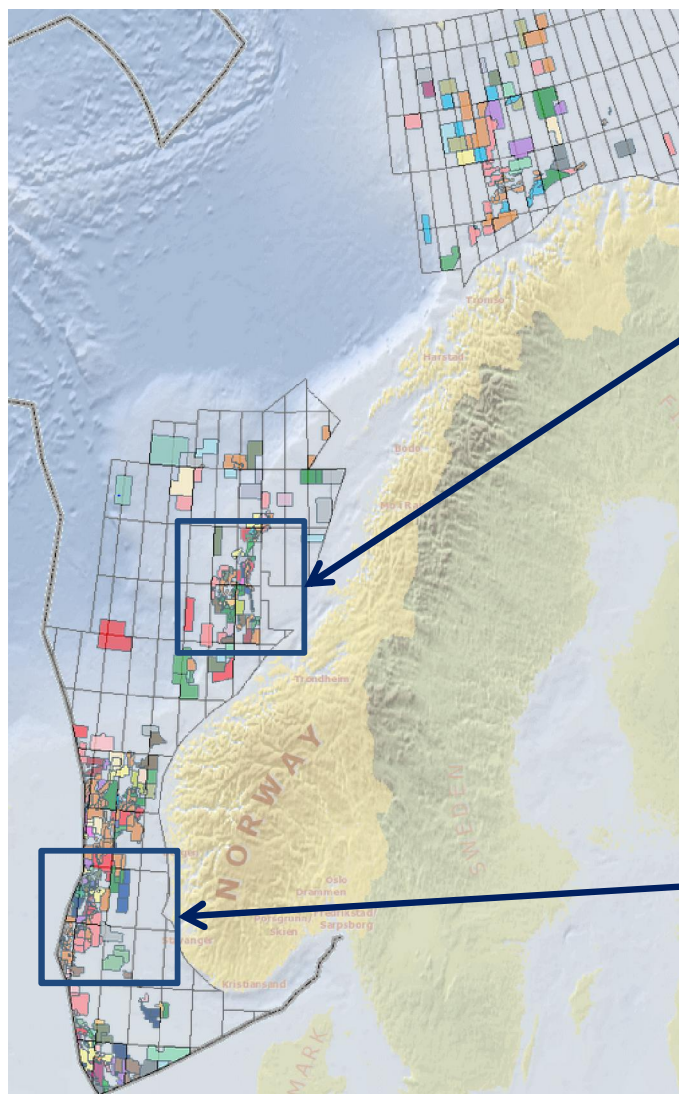
Vale - złożo gazowo ropne
ok. 24% udziałów
Operator: Centrica



Gina Krog
Złożo ropno-gazowe
8% udziałów
Operator: Statoil

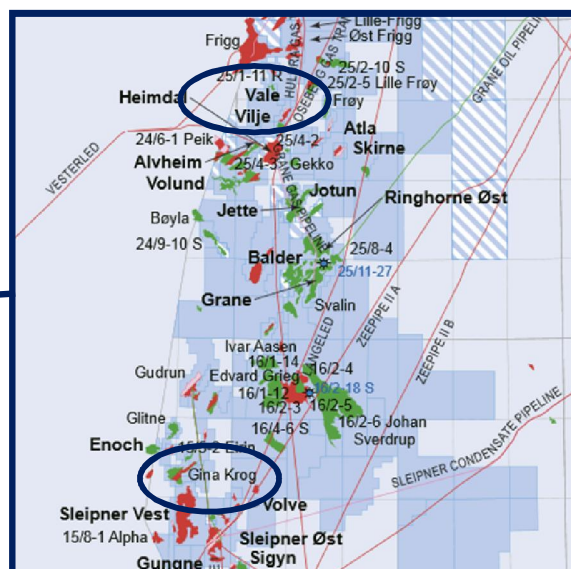


Lokalizacja geograficzna



Złoże Morvin
 Udział PGNiG: 6%
 Pozostali udziałowcy: Statoil (operator, 64%), Eni (30%)
 Lokalizacja: Morze Norweskie

Złoże Gina Krog
 Udział PGNiG: 8%
 Pozostali udziałowcy: Statoil (operator, 58,7%), Total (30%), Det norske oljeseskap (3,3%)
 Lokalizacja: Morze Północne



Złoże Vale
 Udział PGNiG: 24,243%
 Pozostali udziałowcy: Centrica (operator, 50%), Lotos (25,8%)
 Lokalizacja: Morze Północne

Złoże Vilje
 Udział PGNiG: 24,243%
 Pozostali udziałowcy: Marathon (operator, 46,9%), Statoil (28,8%)
 Lokalizacja: Morze Północne

Aktywa o wysokiej jakości

- Doświadczeni partnerzy
- Stosunkowo nowe instalacje
- Niskie ryzyko
- Pozostały okres eksploatacji to średnio 14 lat
- Udokumentowane rezerwy (2P) to ok. 33 mln baryłek (udział PGNiG)

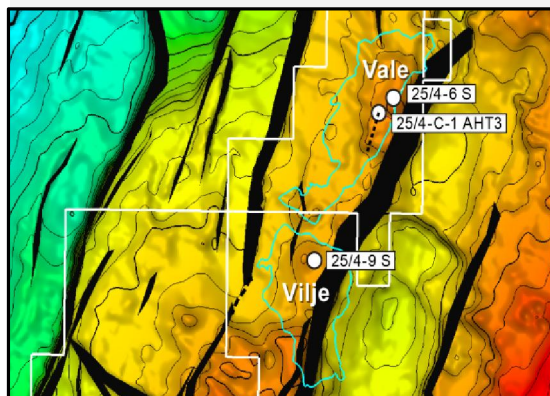
Złoże Morvin



Głębokość wody: 350 m
 Start produkcji: 2010
 Zasoby: 69% ropa / 31% gaz
 Informacje: Podmorskie złożo podłączone do platformy Åsgard B. Lokalizacja w pobliżu złoża Skarv pozwala na uzyskanie synergii w transporcie i sprzedaży gazu ze złoża

Złoże Vale

Głębokość wody: 115 m
 Start produkcji: 2002
 Zasoby: 47% ropa / 53% gaz
 Informacje: Podmorskie złożo podłączone do platformy Heimdal. Prace w latach 2012-14 powinny pozytywnie wpłynąć na poziom produkcji od 2015



Złoże Vilje



Głębokość wody: 120 m
 Start produkcji: 2008
 Zasoby: 100% ropa
 Informacje: Podmorskie złożo podłączone do Alvhheim FPSO. Charakteryzuje się wysoką regularnością i bardzo dobrą jakością ropy

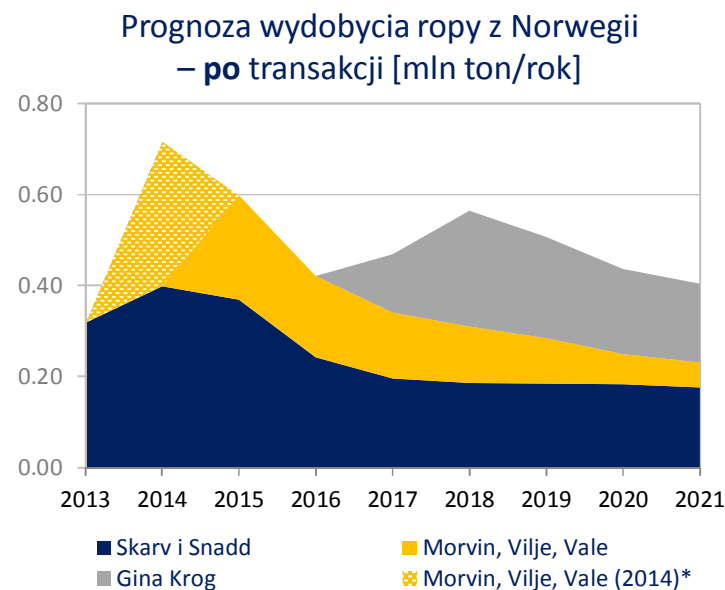
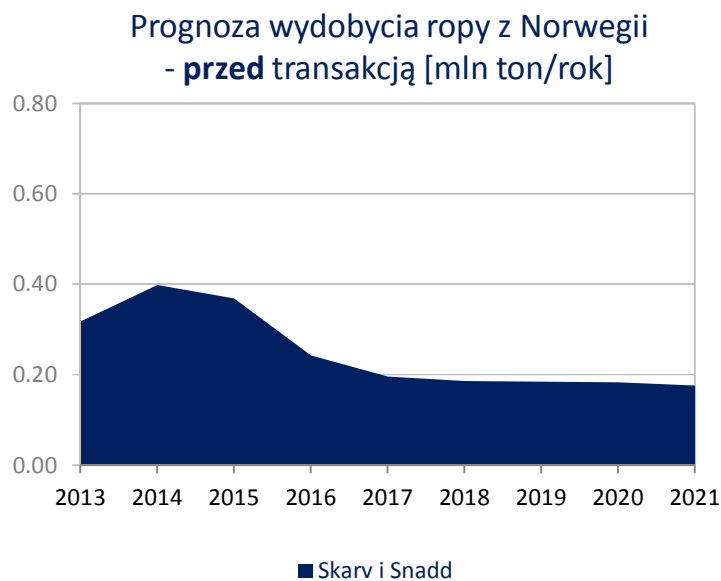
Złoże Gina Krog

Głębokość wody: 110-120 m
 Start produkcji: Spodziewany 2017
 Zasoby: 65% ropa / 35% gaz
 Informacje: Złożo zlokalizowane w perspektywicznym basenie Utsira High. Istotny potencjał do dalszych poszukiwań i wzrostu rezerw. Inwestycja zakłada 14 odwiertów oraz instalację nowej platformy, która ma pełnić funkcję regionalnego hubu.



Wzrost wydobycia i dywersyfikacja portfela

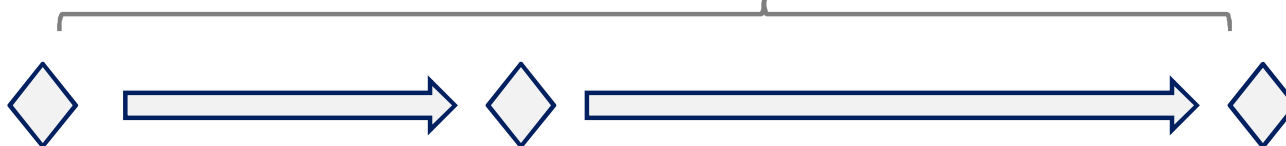
- Natychmiastowy wzrost wydobycia poza granicami kraju o około 60%
- Utrzymanie zwiększonego poziomu wydobycia ropy naftowej, w pierwszej kolejności z nabytych aktywów produkcyjnych, w dalszej kolejności ze złoża Gina Krog.
- Dywersyfikacja produkcji
- Komplementarny profil wydobycia z dotychczasowymi projektami (Skarv oraz Snadd)
- Zapewnienie stabilnego strumienia przychodów w okresie najbliższych 10-15 lat



Struktura transakcji

- Jednym z głównych źródeł finansowania ceny nabycia będą przepływy pieniężne wygenerowane przez przejmowane złoża w okresie po 1 stycznia 2014 roku
- Pozwoli to na zmniejszenie zaangażowania kapitałowego PGNiG

Między 1.01.14 a końcem 2014 przejmowane złoża generują pozytywne przepływy pieniężne (związane z produkcją ok. 320 tys. ton ropy i 90 mln m³ gazu)



1 stycznia 2014

- Efektywna data transakcji to 1 stycznia 2014
- Cena nabycia (1 950 mln NOK) odzwierciedla wartość aktywów 1 stycznia 2014 roku

29 września 2014

- Podpisanie umowy pomiędzy PGNiG Upstream International AS a Total E&P Norge AS
- Podpisanie poprzedzone szczegółowym procesem due diligence i wsparciem przez doświadczonych doradców technicznych i prawnych

Koniec 2014

- Po wypełnieniu warunków zawieszających nastąpi formalny transfer aktywów do PGNiG i płatność
- Płatność do Total zostanie pomniejszona o przepływy pieniężne wygenerowane w ramach nabywanych aktywów po 01.01.2014. Zakłada się, że przepływy te będą odpowiadały około 45% ceny nabycia
- **Ostateczna płatność to ok. 1.1 mld NOK ***

Źródła finansowania transakcji

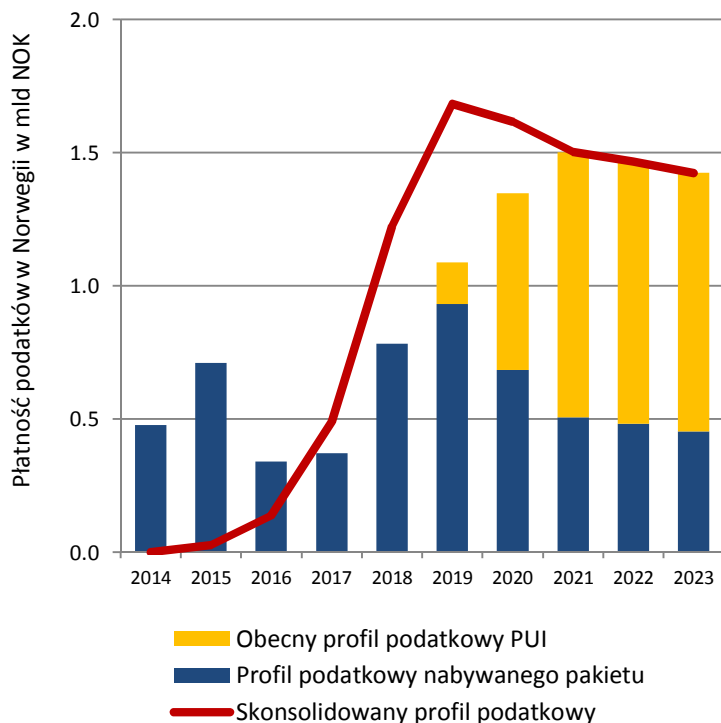
- Około 45% ceny nabycia zostanie sfinansowane poprzez przepływy pieniężnych z przejmowanych złóż po 1.01.2014
- Pozostała część zostanie sfinansowana w oparciu o (a) przepływy pieniężne z projektu Skarv, (b) obecny kredyt RBL oraz (c) pożyczkę pomostową od PGNiG S.A.
- Docelowym źródłem finansowania transakcji ma być nowy zewnętrzny kredyt w formule **Reserve Based Loan (RBL)**

RBL to struktura finansowania dla projektów wydobywczych, która opiera się o wartość konkretnego projektu

- RBL powiększa zdolność do zadłużenia się Grupy PGNiG:
 - W RBL - wysokość możliwego do uzyskania finansowania opiera się na wycenie konkretnych złóż (NPV), a nie na danych ze sprawozdań finansowych. Tym samym RBL zwiększa pojemność zadłużeniową Grupy PGNiG
 - Dzięki temu, inwestycje w Norwegii nie będą miały negatywnego wpływu na poziom finansowania programu inwestycyjnego w Polsce
- RBL jest udzielane przez wyspecjalizowane banki z sektora oil & gas (zatrudniające ekspertów technicznych). W każdym kredycie spośród banków wybierane są tzw. Banki Techniczne, które dokonują cyklicznej wyceny złóż;
- Banki udzielające RBL przywiązują największą wagę do ryzyka technicznego i handlowego projektu, dlatego nie wszystkie projekty mogą być finansowane w ramach formuły RBL
- Wysokość i warunki finansowania zależą od jakości złóż, a nie od ratingu kredytowego spółki lub jej wyników
 - W ostatnich miesiącach banki pozytywnie oceniły możliwość sfinansowania transakcji w oparciu o formułę RBL, potwierdzając tym samym wysoką jakość przejmowanych aktywów
 - Zakup czterech nowych złóż zdecydowanie obniża ryzyko finansowania PGNiG w Norwegii (dywersyfikacja) i pozytywnie wpływa na wysokość kosztów finansowych

Dodatkowe korzyści podatkowe

Oczekiwana płatność podatku



- Transakcja zapewnia realizację efektu **konsolidacji podatkowej**
- Transakcja oznacza szybsze rozliczenia aktywa podatkowego, które posiada spółka PGNiG Upstream International
 - Wartość aktywa podatkowego na 31.12.2013 wynosiła około 3.4 mld NOK. Jest ono pochodną historycznych inwestycji w ramach projektu Skarv
 - Aktywo podatkowe obniży wysokość podatków do zapłaty przez PGNiG w Norwegii w najbliższych latach
- Dzięki aktywu podatkowemu, mimo istotnych przychodów z nowych złóż, norweska spółka nie będzie musiała płacić wynikających z nich podatków w najbliższych latach. Pozwoli to na dodatkowe **przyspieszenie okresu zwrotu z nowej inwestycji**
- Szacuje się, że za sprawą dokonanej transakcji spółka przyspieszy okres uwolnienia środków zamrożonych w postaci aktywa podatkowego z ~6 lat do ~3 lat

Na wykresie przedstawiono oczekiwaną wartość podatku dla nabywanego pakietu oraz PUI, dla wariantu jeśli projekty będą realizowane przez dwa niezależne podmioty w Norwegii.

Czerwona linia pokazuje oczekiwaną wysokość podatki **po konsolidacji** pakietu z PUI.

Oczekiwane korzyści dla Grupy PGNiG

OPERACYJNE / STRATEGICZNE

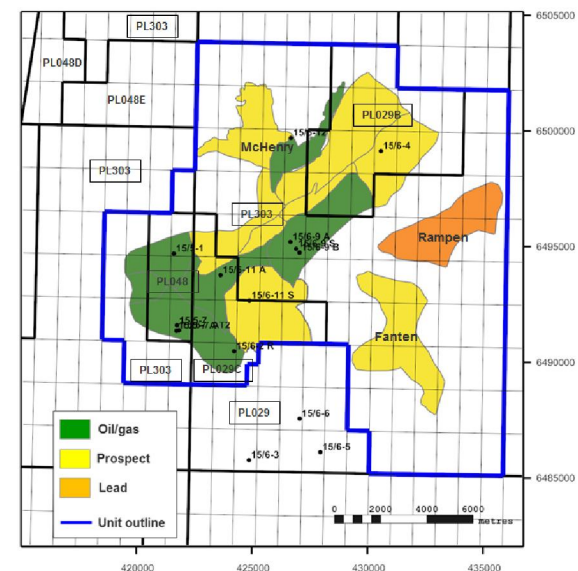
- Istotny wzrost wydobycia, przychodów oraz wyników finansowych
- Długoterminowy charakter inwestycji
- Niskie ryzyko operacyjne wynikające z wysokiej jakości przejmowanych aktywów
- Komplementarne wydobycie w odniesieniu do projektu Skarv
- Dywersyfikacja produkcji
- Dodatkowy potencjał poszukiwawczy (głównie w ramach projektu Gina Krog)



Płyta fundamentowa zainstalowana na złożu Vilje

FINANSOWE

- Krótki okres zwrotu z inwestycji
- Stosunkowo niewielkie zaangażowanie kapitałowe (płatność ok. 1.1 mld NOK)
- Możliwość sfinansowania transakcji w całości ze środków zewnętrznych
- Możliwość samofinansowania przyszłej działalności w Norwegii
- Efekt konsolidacji podatkowej
- Efekt naturalnego hedgingu (zabezpieczenie przed zmianami cen ropy i gazu)



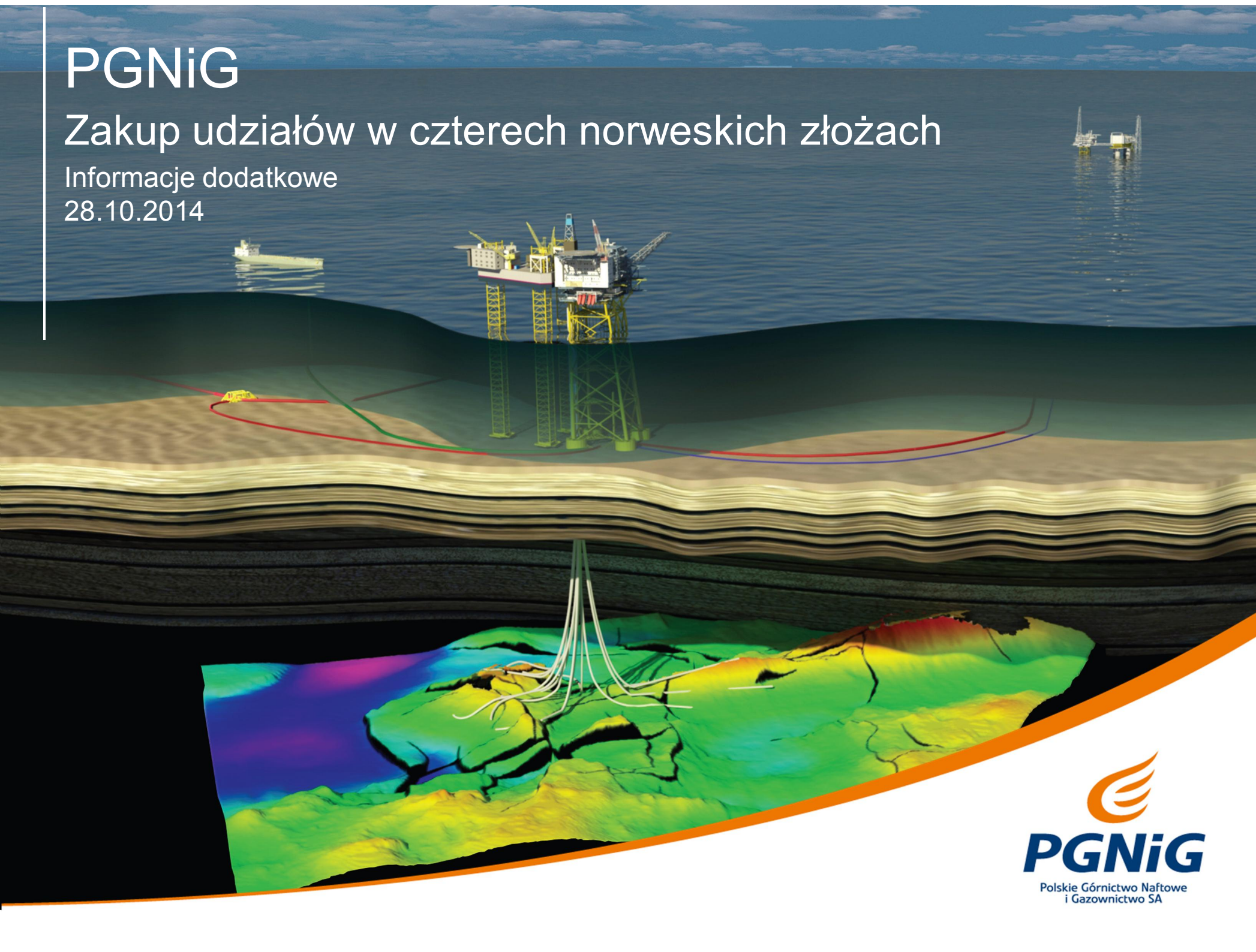
Złoże Gina Krog (powyżej) zawiera możliwość dalszych poszukiwań (żółte obszary)

PGNiG

Zakup udziałów w czterech norweskich złożach

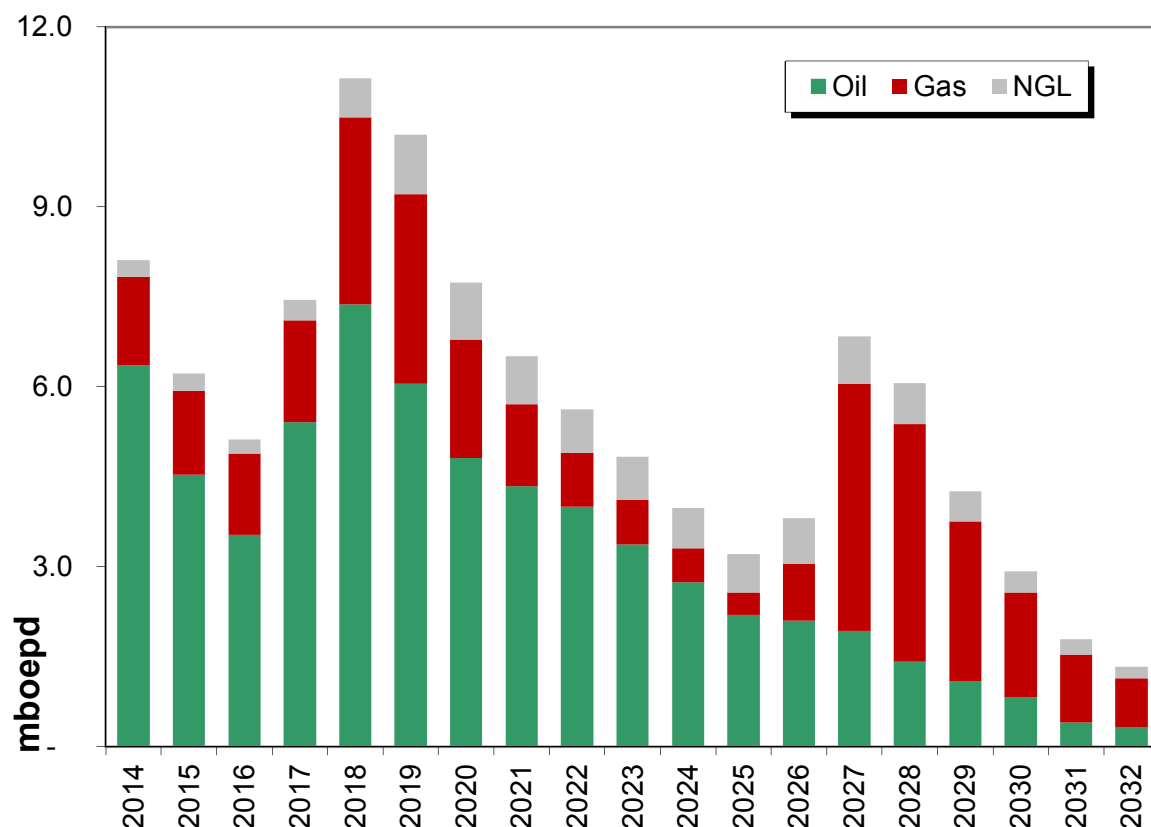
Informacje dodatkowe

28.10.2014



Oczekiwany profil produkcji

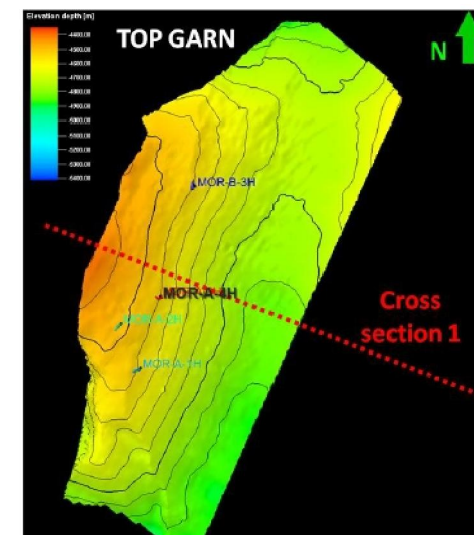
Profil produkcji z przejmowanych aktywów (netto dla PGNiG)



- Transakcja zapewni długoterminowe utrzymanie zwiększonego poziomu wydobycia przez PGNiG
- Profil bazuje na długoterminowej prognozie PGNiG sporządzonej w trakcie procesu due diligence
- Planowane przepływy pieniężne pozwolą na sfinansowanie kosztów i nakładów w ramach przejmowanych aktywów
- Wzrost wydobycia ropy od 2017 roku jest związany z planowanym uruchomieniem produkcji ze złoża Gina Krog
- Wzrost wydobycia gazu po 2026 wynika z planowanego zakończenia zatłaczania gazu do złoża Gina Krog

Złoże MORVIN

- Złoże Morvin zlokalizowane jest na obszarze Bloku 6506/11 Morza Norweskiego.
- Złoże Morvin znajduje się na obszarze o intensywnej działalności poszukiwawczo wydobywczej. Usytuowane jest ok. 20 km na północ od złoża Kristin oraz 15 km na zachód od platformy Åsgard B
- Złoże zostało odkryte w 2001 roku. Plan zagospodarowania (PDO) został opracowany w 2008 roku
- Eksploatację złoża rozpoczęto w sierpniu 2010 roku
- Złoże Morvin zagospodarowane zostało metodą podmorską z przyłączeniem do platformy Åsgard B
- Wydobywanie realizowane jest poprzez dwie płyty fundamentowe na dnie morza (North oraz South). Wspólny rurociąg 10.5" łączy Morvin z platformą Åsgard B
- W procesie eksploatacji nie stosuje się metod wtórnych. Wysoka energia złożowa pozwala na prowadzenie eksploatacji w systemie naturalnej ekspansji



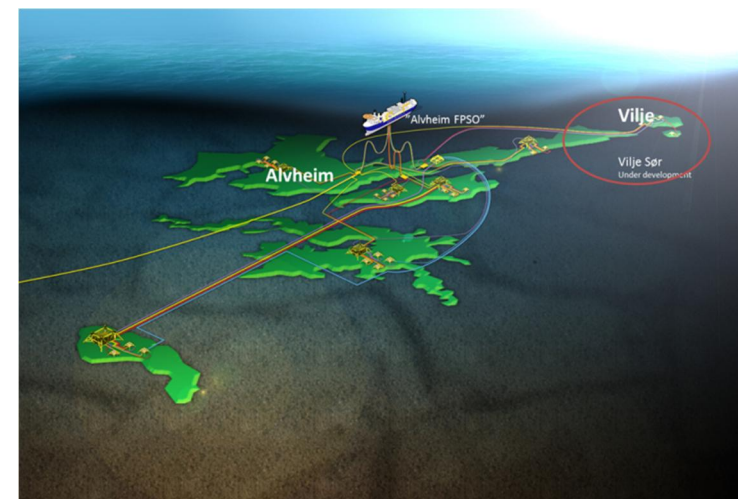
Morvin (6% udziału) Zasoby wydobywalne	liczone w	
	Mboe ¹⁾	MSm ³ ²⁾
Ropa naftowa	2,1	0,3
Gaz	1,3	0,2
NGL	0,8	0,1
Zasoby wydobywalne razem	4,3	0,7

1) Mln ekwiwalentu baryłek ropy naftowej

2) Mln ekwiwalentu m³ ropy naftowej

Złoże Vilje

- Złoże Vilje jest usytuowane w obrębie bloku 25/4 w centralnej części Morza Północnego. W sąsiedztwie złoża znajdują się instalacje Alvheim (20 kilometrów na północny wschód) oraz Heimdal (na północ).
- Głębokość morza w obszarze koncesyjnym wynosi 120 metrów.
- Złoże zagospodarowane jest metodą podmorską z trzema odwiertami. Odwierty mają swoje głowice są na dnie morskim i są połączone rurociągami z pływającą platformą "Alvheim FPSO"
- Eksploatacja złoża rozpoczęła się w sierpniu 2008 roku. Jednostka Alvheim FPSO służy do wstępnej przeróbki wydobytego surowca a także do magazynowania i rozładunku.
- Odwierty przyłączone są do Alvheim FPSO poprzez 19 km rurociąg. Sterowanie wydobywaniem z jednostki FPSO umożliwia system kontrolny (umbilical)
- Ostatni odwiert (Vilje South) został włączony do eksploatacji 7 kwietnia 2014 roku
- Głowica nowego odwiertu udostępniającego Vilje South jest podłączona szeregowo (50 m) do istniejącej infrastruktury Vilje.



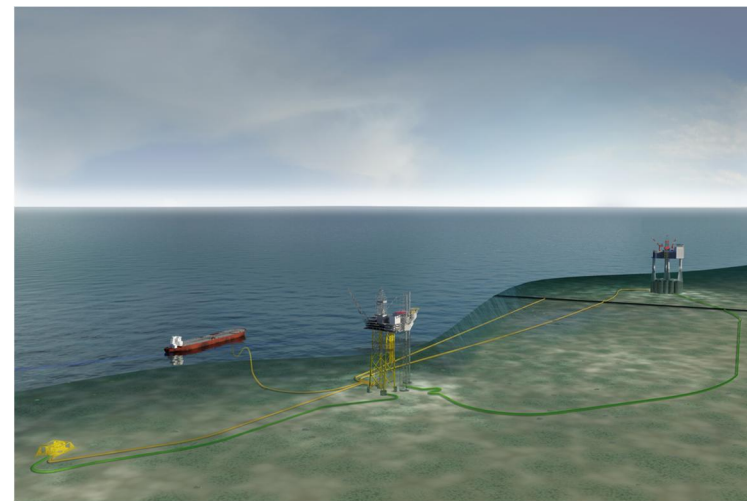
Vilje (24,243% udziału)	liczone w	
Zasoby wydobywalne	Mboe¹⁾	MSm³²⁾
Ropa naftowa	7,2	1,1
Gaz	-	-
NGL	-	-
Zasoby wydobywalne razem	7,2	1,1

1) Mln ekwiwalentu baryłek ropy naftowej

2) Mln ekwiwalentu m³ ropy naftowej

Złoże Gina Krog

- Gina Krog to złożo ropno-gazowe zlokalizowane 250 km na zachód od Stavanger oraz 30 kilometrów na północny zachód od instalacji Sleipner A
- Plan zagospodarowania dla złoża (PDO) został zatwierdzony w czerwcu 2013 roku. Początek eksploatacji zaplanowany został w 2017 roku. Współdziaławcami w koncesji Gina Krog są: Statoil 58.7% (operator), TOTAL 30% oraz Det norske 3.3%
- Po transakcji z PGNiG, Total pozostał istotnym udziałowcem w projekcie
- Głębokość morza w obszarze koncesyjnym wynosi od 110 do 120 metrów.
- Koncepcja zagospodarowania złoża zakłada budowę nowej platformy (konstrukcja stalowa) oraz wykorzystanie pływającej jednostki o pojemności 850 000 bbls do magazynowania ropy naftowej.
- Wiercenie otworów realizowane będzie przy pomocy urządzenia typu jack-up
- Ropa naftowa transportowana będzie tankowcami z pośrednim przeładunkiem na morzu
- Surowy gaz przesyłany będzie na platformę Sleipner. Po przeróbce gaz będzie ekspediowany do gazociągu Gassled. Kondensat oraz NGL przesyłane będą do instalacji Kårstø, w Norwegii



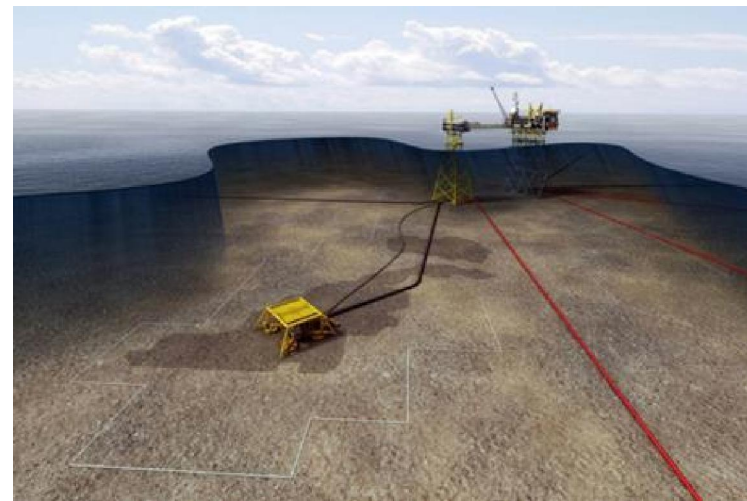
Gina Krog (8% udziału)	liczone w	
Zasoby wydobywalne	Mboe¹⁾	MSm³2)
Ropa naftowa	8,5	1,4
Gaz	6,3	1,0
NGL	3,2	0,5
Zasoby wydobywalne razem	18,0	2,9

1) Mln ekwiwalentu baryłek ropy naftowej

2) Mln ekwiwalentu m³ ropy naftowej

Złoże Vale

- Złoże Vale jest złożem gazowo-kondensatowym zlokalizowanym na obszarze Morza Północnego w obrębie bloku 25/4
- Głębokość morza wynosi 115 metrów
- Złoże Vale zlokalizowane jest 16 km na północ od instalacji Heimdal Gas Centre (HGC) oraz 175 km na północny zachód od Stavanger.
- Złoże Vale zostało odkryte w 1991 roku
- Plan zagospodarowania dla złoża (PDO) opracowano w 2000 roku
- Eksploatację złoża rozpoczęto w 2002 roku
- Złoże eksploatuje w systemie wodnonaporowym. W kierunku południowo-zachodnim rozciąga się aquifer, którego energia wspomaga proces eksploatacji złoża
- W najbliższych latach zakłada się zwiększony poziom produkcji ze złoża Vale w związku z ostatnimi inwestycjami dokonanymi w ramach platformy Heimdal



Vale (24,243% udziału)	liczone w	
Zasoby wydobywalne	Mboe¹⁾	MSm³²⁾
Ropa naftowa	1,5	0,2
Gaz	1,8	0,3
NGL	-	-
Zasoby wydobywalne razem	3,3	0,5

1) Mln ekwiwalentu baryłek ropy naftowej

2) Mln ekwiwalentu m³ ropy naftowej

PGNiG Upstream International (informacje o spółce)

- **PGNiG Upstream International:** Spółka utworzona w Norwegii w 2007 roku
- **Liczba pracowników (XII 2013):** 28 (z 5 państw)
- **Przychody (2013):** ~350 mln USD
- **EBITDA (2013):** ~300 mln USD
- **Wartość aktywów (2013):** ~1.5 mld USD
- **Główne aktywa:** udział (11.9175%) w złożu Skarv na Norweskim Szelfie
- **Produkcja (2014)*:** 0.4 mld m³ gazu oraz ok. 400 tys. ton ropy (wraz z frakcjami)
- **Liczba koncesji*:** udziały w 12 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym („NSK”) – w tym dwie koncesje jako operator
- **Finansowanie*:** Pożyczka od PGNiG S.A. oraz \$400 mln Reserved Based Loan (potwierdzona zdolność do samodzielnego zabezpieczenia finansowania na rynku)



Skarv FPSO

Informacja o systemie podatkowym

- System podatkowy dla działalności naftowej w Norwegii bazuje na dwóch równoległych reżimach:
 - 27% - Podatek CIT
 - 51% - Specjalny Podatek Naftowy (SPN)

78% - krańcowa stopa podatkowa
- Mimo że krańcowa stopa podatkowa od działalności naftowej jest wysoka, w praktyce niewiele spółek ją stosuje. Wynika to z następujących zachęt inwestycyjnych:
 - Zwrot 78% udokumentowanych wydatków na poszukiwania złóż (przelew środków na rachunek firmy naftowej, która prowadzi poszukiwania)
 - Uplift - ulga inwestycyjna (możliwość amortyzowania dodatkowych 22.5% poniesionych nakładów w SPN)*
 - Konsolidacja podatkowa projektów
 - Wysoka stopa amortyzacji (amortyzacja 6 lat)
 - Natychmiastowe rozpoczęcie amortyzacji (od chwili poniesienia nakładu, a nie zakończenia inwestycji)
 - Przenoszone z roku na rok straty podatkowe są oprocentowane (brak ograniczeń w przenoszeniu)
 - Możliwość skorzystania z dźwigni finansowej i odliczenia kosztów finansowych
 - Zwrot nie rozliczonej straty podatkowej w przypadku zakończenia działalności na NSK

Ekspozycja spółki (maksymalna strata) odpowiada jedynie **10.5% nakładów inwestycyjnych**. Wynika to z możliwości pełnego odliczenia amortyzacji (78%) oraz upliftu (11.5%)

