



Możliwości realizacji CCS w Grupie LOTOS z wykorzystaniem złóż ropy naftowej na Bałtyku



Wojciech Blew, Dyrektor ds. Rozwoju Technologii, Grupa LOTOS
Jerzy Domżański, Główny Koordynator Kontraktów Geolog, Petrobaltic

Zgazowanie węgla –
fakty i szanse

Kraków, 14 stycznia 2009



Emisja CO₂ w rafinerii

Proces produkcji w rafinerii to:

- ❑ Przerób węglowodorów wraz z towarzyszącymi heteroatomami, solą i wodą
 - ❑ Ciągłe powtarzana destylacja, często tych samych strumieni
 - ❑ Produkcja H₂
 - ❑ Dodawanie H₂ wodoru i jego oddzielanie
 - ❑ Podgrzewanie – chłodzenie – podgrzewanie - ...
-
- Duże zapotrzebowanie na energię
 - Produkujemy wiele produktów zarówno chcianych jak i niechcianych



Emisja CO₂ w rafinerii

- ❑ Nowe specyfikacje
 - Auto-oil 2000
 - Lekki olej opałowy 0,2%S
 - Ciężki olej opałowy 1,5%S
 - Auto-oil 2005
 - SECA 1,5%S
 - Oleje bunkrowe 0,5%S?
 - Poliaromaty w ON 8% (6?)
 - Lekki olej opałowy 50 ppm S

Emisja CO₂ z rafinerii europejskich (mln t/y)*:

2000 – 122

2005 – 142

2020 – 200 ?

- ❑ Niezbilansowany rynek olejów napędowych i benzyn
- ❑ Zmniejszający się ceny i rynek Ciężkiego Oleju Opałowego

* - source CONCAWE

Emisja CO₂ w rafinerii

■ Efektywność energetyczna

- redukcja kosztów i emisji
- Dla GLSA oszczędności nie będą większe niż 10%

■ Optymalizacja pracy rafinerii pod kątem emisji CO₂

- Zmiany mogą dotyczyć zużywanych paliw, przerabianych surowców i portfolio produktów
- Biomasa jako paliwo

■ Inwestycje

- Przegląd prowadzonych i planowanych inwestycji pod kątem emisji CO₂

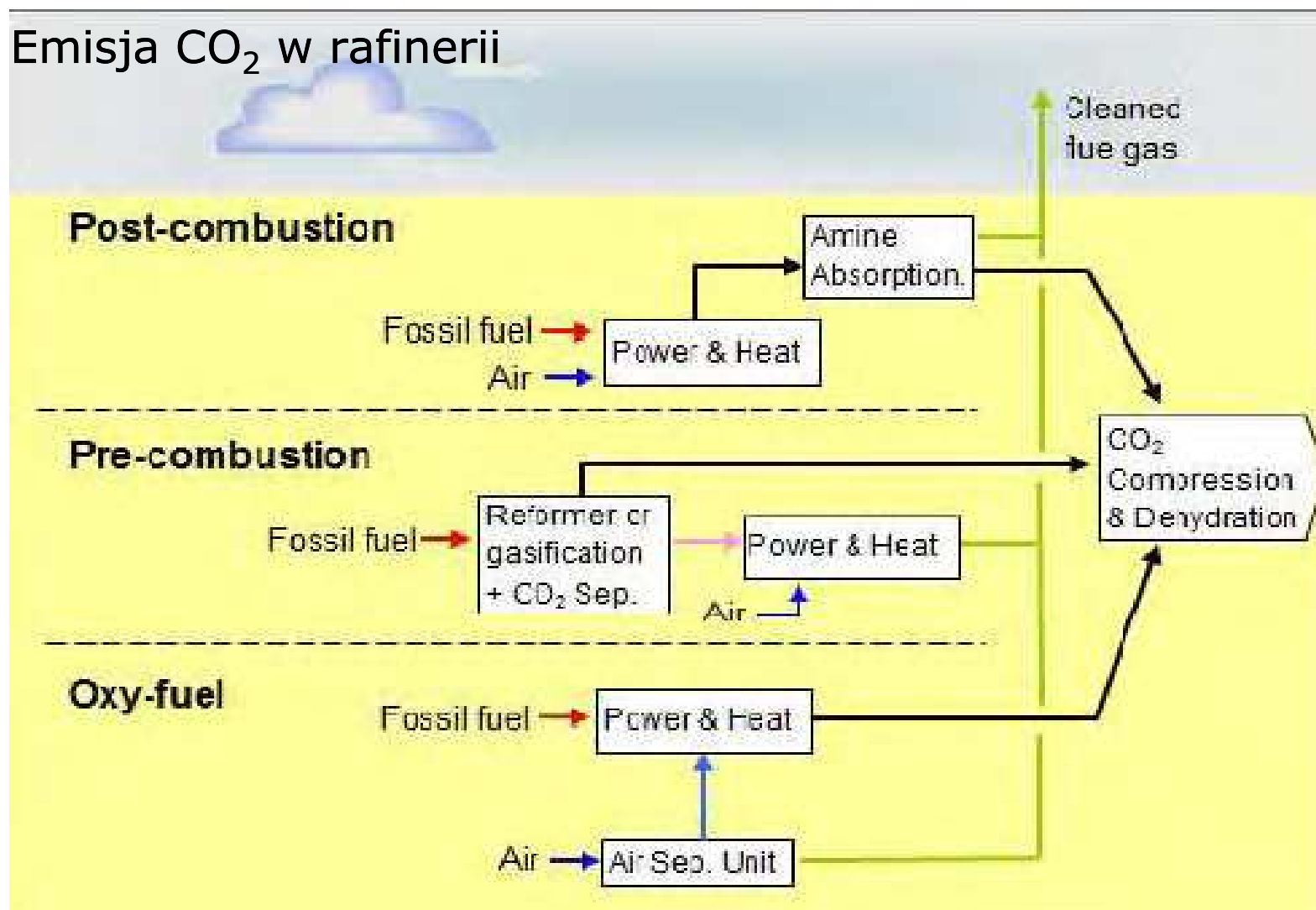
■ Rozwój strategiczny

- Wpływ zmian specyfikacji produktów na emisję CO₂
- Outsourcing działalności energetycznej
- Sekwestracja CO₂

■ Handel uprawnieniami

- Wypełnienie zobowiązań poprzez zakup uprawnień
- Zarządzanie ryzykiem

Emisja CO₂ w rafinerii





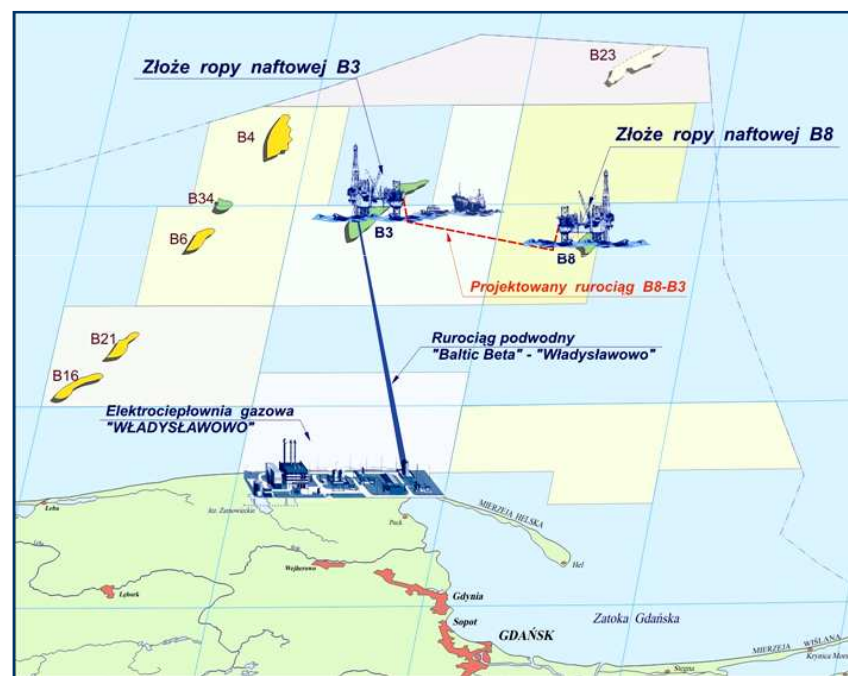
Emisja CO₂ w rafinerii

■ Sekwestracja

- Ekstrakcja CO₂ z tzw. „tail gas” na instalacjach produkcji wodoru (100 + 350 tys. t/r) i jego skroplenie i/lub
- Skroplenie strumienia CO₂ (ca 1 mln t/r) z IGCC
- Transport morski do platformy
- Zatłoczenie i magazynowanie w złożu

Efekt: uniknięcie kosztów zakupu uprawnień emisyjnych oraz zwiększenie stopnia szczyrpania złóż ropy naftowej

Możliwości realizacji CCS w Grupie LOTOS z wykorzystaniem złóż ropy naftowej na Bałtyku



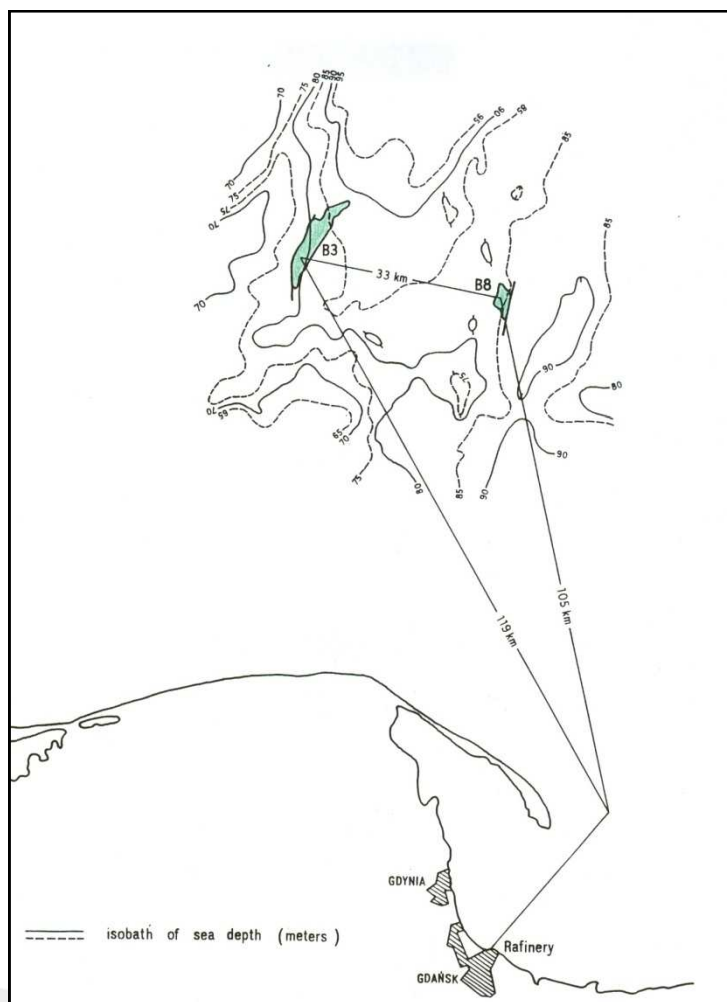
Geologiczna sekwestracja CO₂

GEOLOGICZNA SEKWESTRACJA CO₂ (geosekwestracja) – to wychwytywanie i bezpieczne składowanie dwutlenku węgla w głębokich formacjach skalnych, takich jak:

- złoża ropy naftowej i gazu ziemnego
- poziomy wodonośne
- nie eksploatowane pokłady węgla



Źródło CO₂



ŹRÓDŁO CO₂ – to strumień gazów o wysokiej koncentracji dwutlenku węgla powstający przy produkcji wodoru w procesie technologicznym w Grupie LOTOS w Gdańsku (~ 450 000 ton CO₂/rok)

- około 119 km drogą morską do B3
- około 105 km drogą morską do B8

Cele potencjalnego projektu

CELE POTENCJALNEGO PROJEKTU to:

- CCS – Carbon Capture and Sequestration (wychwytywanie i składowanie CO₂) – poprawa uwarunkowań ekologicznych działalności.
- EOR – CO₂ – Enhanced Oil Recovery – CO₂ (intensyfikacja wydobywania ropy naftowej poprzez zatłaczanie CO₂) – poprawa uwarunkowań ekonomicznych eksploatacji i wzrost poziomu szczypania zasobów.

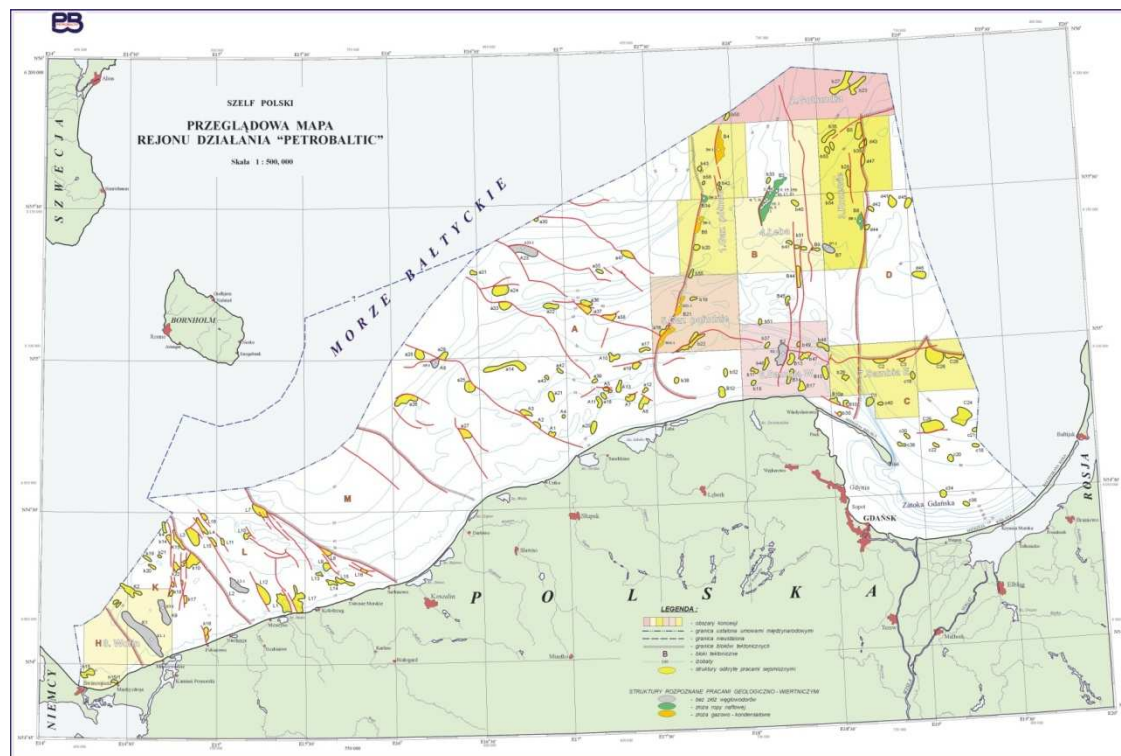
Warunki składowania

WARUNKI SKŁADOWANIA:

- ustabilizowany tektonicznie basen sedymentacyjny bez współczesnego wulkanizmu,
- miększy i doskonale izolowany poziom zbiornikowy o znacznym rozprzestrzenieniu na głębokości 1000 – 2000 m,
- dobre własności kolektorskie, porowatość powyżej 10 %, przepuszczalność jak najwyższa,
- niski gradient ciśnienia złożowego, 5 – 10 % wyższy od hydrostatycznego,
- pierwotne zasoby geologiczne złóż to 1 mln t dla ropy naftowej i 3 mld Nm³ dla gazu ziemnego,
- instalacje zatłaczające odporne na kwaśny charakter CO₂,
- koncesja – implikuje uwarunkowania środowiskowe.

Koncesje PETROBALTIC S.A.

- Morze Bałtyckie – 380 tys. km²
- Polskie obszary morskie ponad 33 tys. km²
- 8 koncesji poszukiwawczych „Petrobaltic” S.A. o powierzchni ponad 8 tys. km²
- 4 koncesje produkcyjne



Koncesje eksploatacyjne

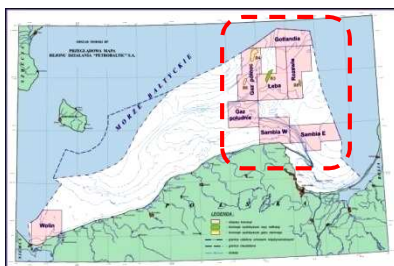
PETROBALTIC S.A. posiada 4 koncesje na wydobywanie węglowodorów

Złoże gazu ziemnego B4

Koncesję uzyskano w 2007 na 25 lat.
Rozpoczęcie produkcji przed majem 2014 r.

Złoże gazowokondensatowe B6

Koncesję uzyskano w 2006 na 26 lat.
Rozpoczęcie produkcji przed listopadem 2014 r.

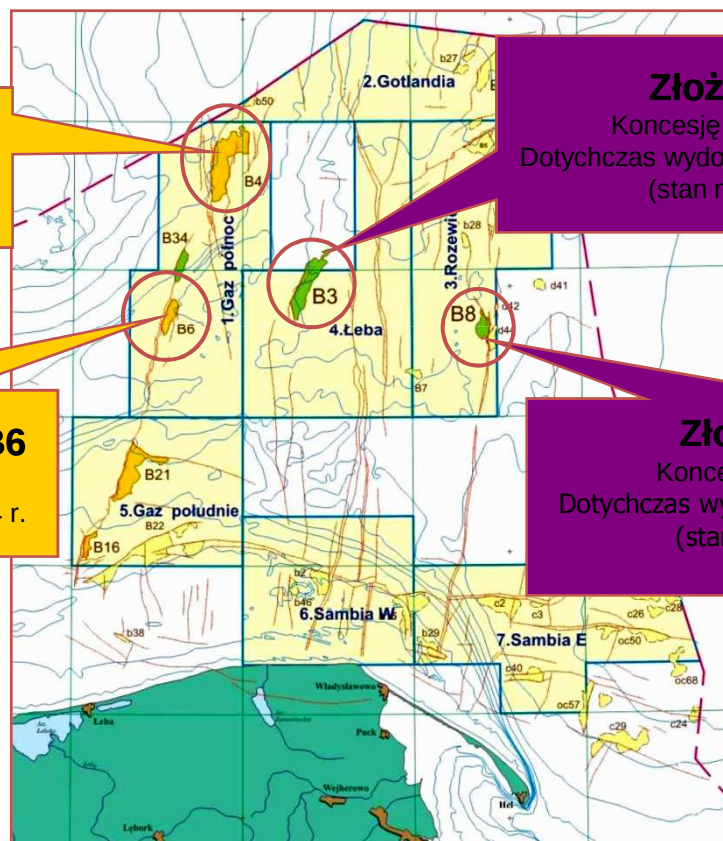


Złoże ropy naftowej B3

Koncesję uzyskano w 1994, na 22 lata,
Dotychczas wydobyto około 3,860 mln m³ ropy naftowej
(stan na dzień 8 wrzesień 2008 r.)

Złoże ropy naftowej B8

Koncesję uzyskano w 2006, na 10 lat,
Dotychczas wydobyto około 148 tys. m³ ropy naftowej
(stan na dzień 8 wrzesień 2008 r.)



Złoże ropy naftowej B3

Początek produkcji – 1994 rok

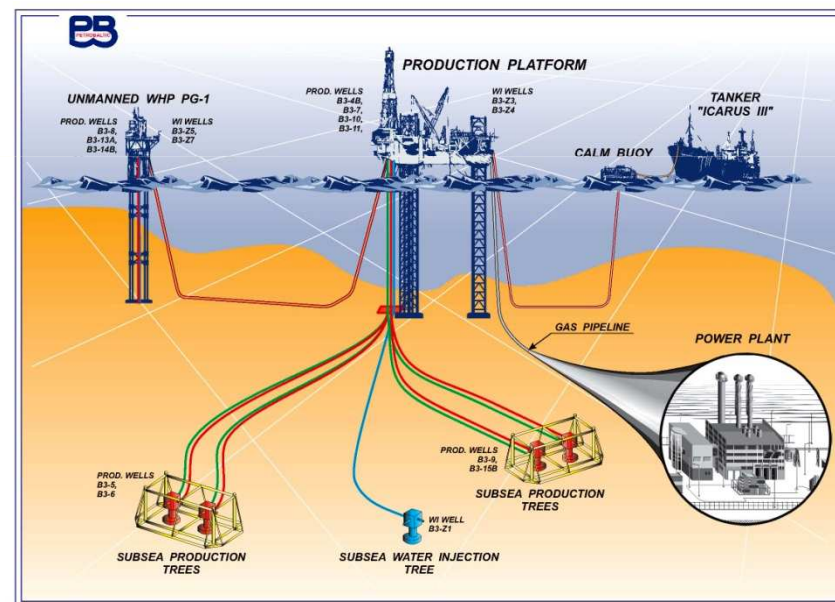
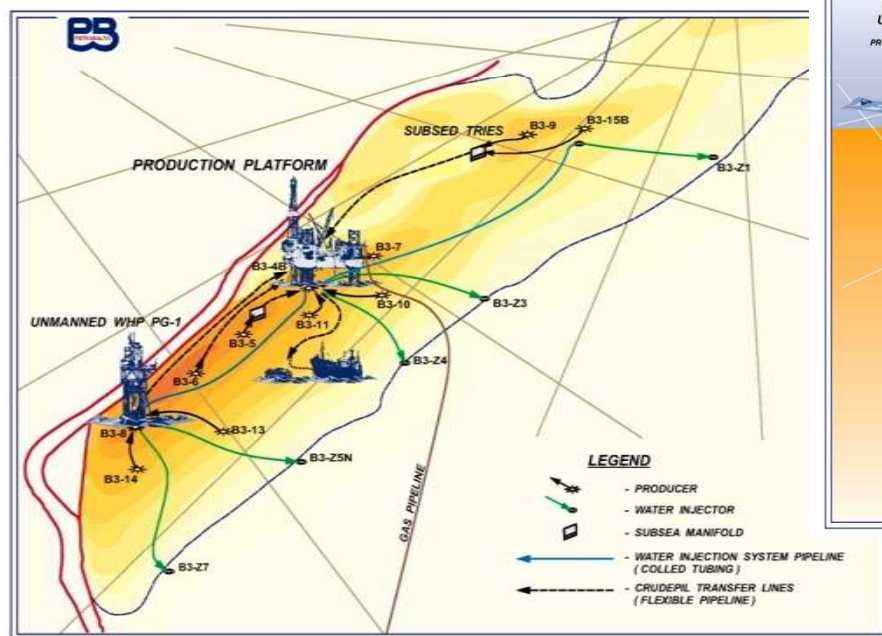
Koniec produkcji – 2016 rok

Głębokość poziomu produkcyjnego - około 1450 m ppm

Miażdżość poziomu produkcyjnego – około 55 m

Głębokość morza - około 80 m

Pierwotne zasoby geologiczne: około 18 mln ton



Złoże ropy naftowej B8

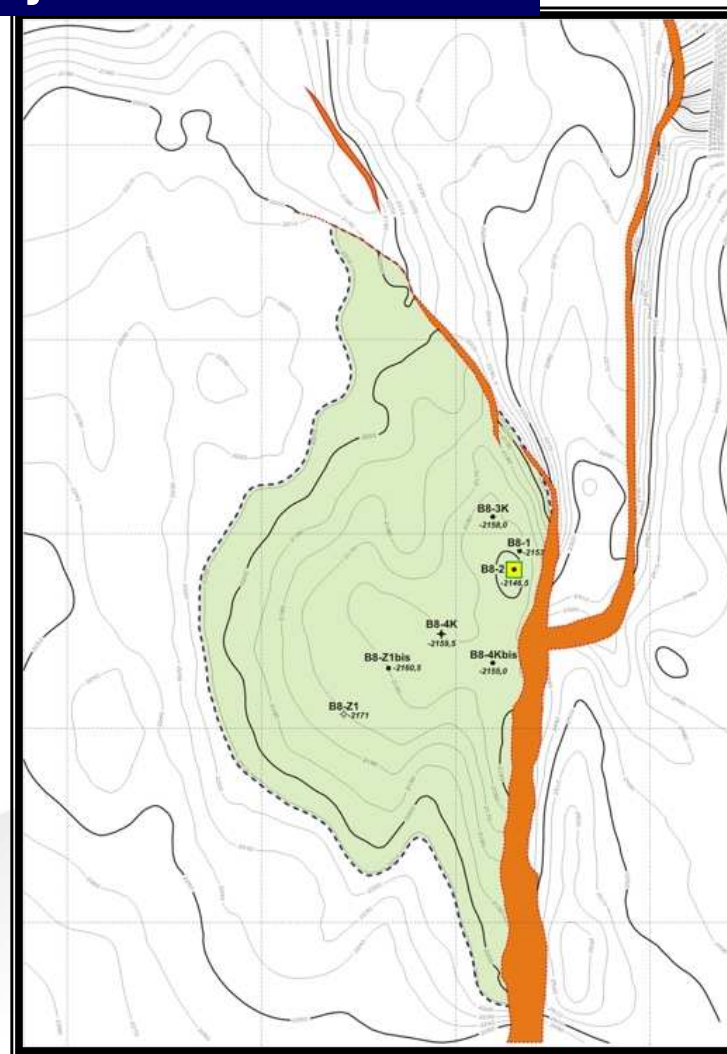
Początek produkcji: grudzień 2007

Głębokość poziomu produkcyjnego - około 2100 m ppm

Miąższość poziomu produkcyjnego – około 45 m

Głębokość morza - 85 m

Pierwotne zasoby geologiczne: około 13 mln t



Złoże gazu ziemnego B4

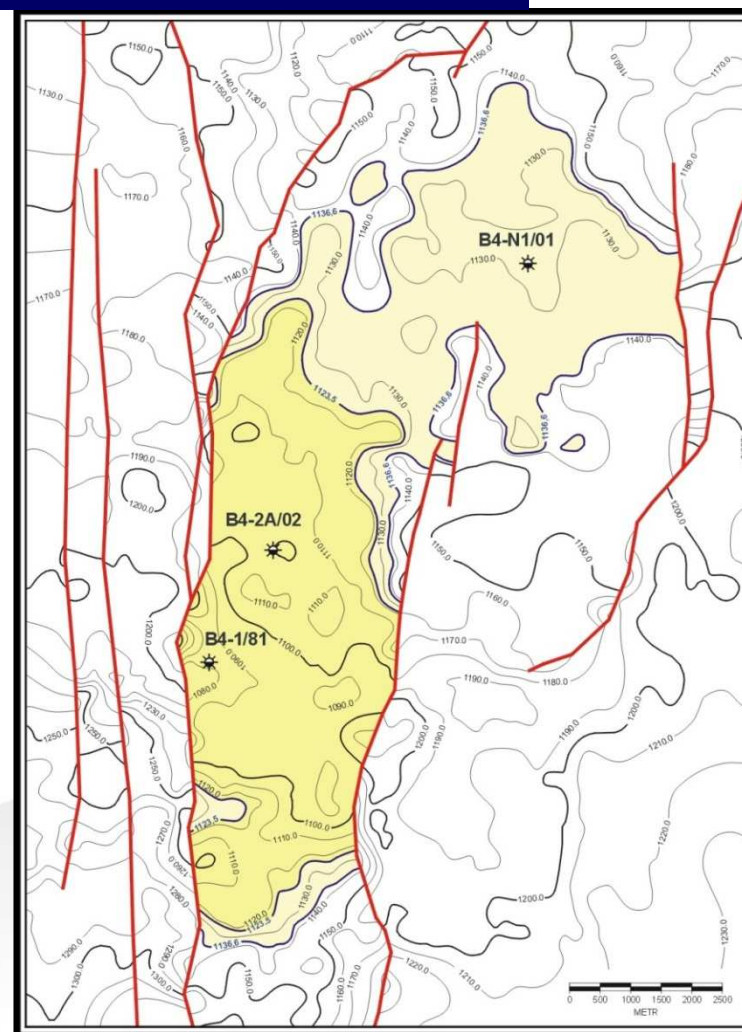
Głębokość poziomu produkcyjnego: 1100 m ppm

Miaższość poziomu produkcyjnego – około 52 m

Głębokość morza - około 60 - 63 m

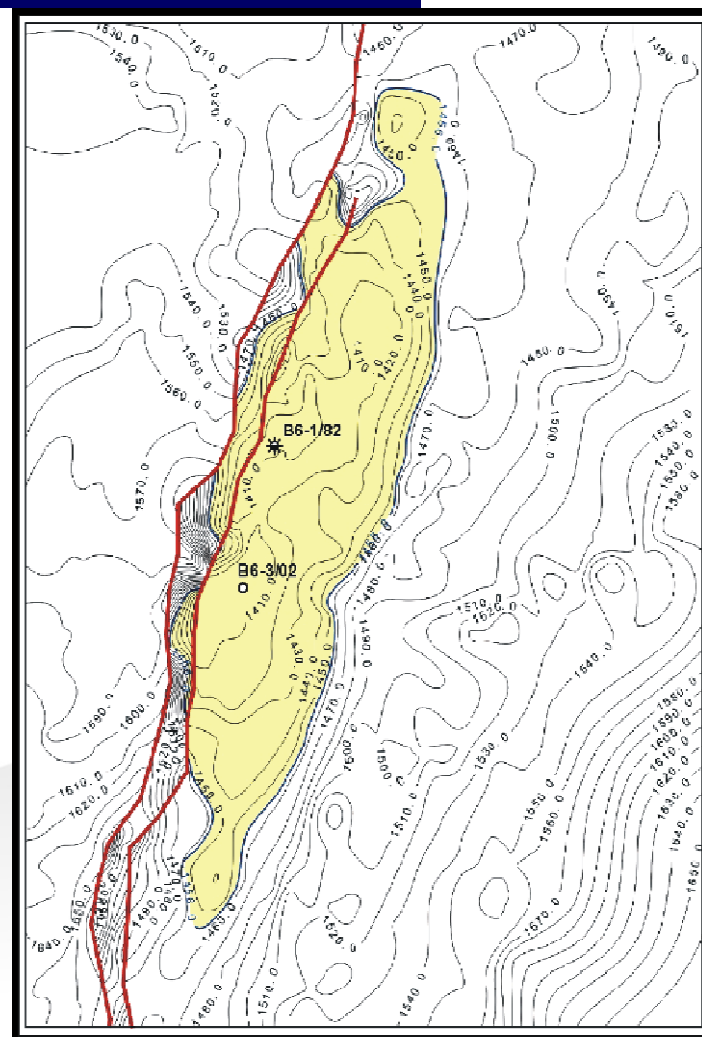
Gaz ziemny o zawartości 95 % metanu

Pierwotne zasoby geologiczne: około 2,7 mld Nm³



Złoże gazu ziemnego B6

Głębokość poziomu produkcyjnego: 1453 m ppm
Miąższość poziomu produkcyjnego – około 70 m
Głębokość morza - około 70 m
Gaz ziemny o zawartości 70 % metanu
Wykładnik GCR – około 4500 Nm³/m³
Pierwotne zasoby geologiczne: około 2,4 mld Nm³



Koszty szacunkowe

- separacja w rafineriach (wg. Global... 2004): 20 – 42 EUR/t,
- koszt transportu rurociągami o długości 100 km (wg. Total Fina Elf 2001): 10 USD/t,
- koszt zatłaczania na głębokość 1000 – 2000 m (wg. Total Fina Elf 2001): 20 USD/t,
- koszty podziemnego składowania na morzu (wg. Global... 2004):
 - złóże gazu ziemnego - głębokość > 1000 m – 4 EUR/t
głębokość > 2000 m – 6 EUR/t
 - złóże ropy naftowej - głębokość > 1000 m – 4 EUR/t
(sczerpane) głębokość > 2000 m – 6 EUR/t
 - intensyfikacja wydobywania ropy- głębokość > 1000 m – - 10 EUR/t
głębokość > 2000 m – 3 EUR/t

Podsumowanie

- Złoże ropy naftowej B3 jest potencjalnym podziemnym zbiornikiem do składowania CO₂ i jednocześnie doskonałym obiektem do zastosowania metody intensyfikacji szczyrpania poprzez włączenie np. podziemnego zatłaczania CO₂ i wody
- Złoże ropy naftowej B8 stanie się potencjalnym obiektem do stosowania metody intensyfikacji wydobywania poprzez zatłaczanie CO₂ po spadku ciśnienia złożowego poniżej ciśnienia nasycenia.
- Złoża gazu ziemnego B4 i B6 mogą zostać potencjalnymi podziemnymi zbiornikami CO₂ po zakończeniu eksploatacji czyli około 2025 r.
- Do podjęcia wiążących decyzji niezbędne jest wykonanie wielu analiz i symulacji, szczególnie z zakresu inżynierii złożowej, oddziaływania CO₂ na skały i media złożowe, monitorowania zagrożeń i ekonomiki przedsięwzięcia.



Dziękujemy za uwagę