

Poszukiwania i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego (upstream)

Przemysław Grabowski, Marcin Krupa, Andrzej Sikora
Warszawa, kwiecień 2010

Agenda

- Moduł: Ocena inwestycji w projekty upstreamowe – 2h
 - Jednostki miary – Bbl, mcf, mcm, boe
 - Tło geologiczne – w tym: co to są rezerwuary, jak powstały, na czym polega eksploatacja z takiego rezerwuaru
 - Etapy projektów upstreamowych (cały proces od badań wstępnych, uzyskanie koncesji, sejsmika, odwierty poszukiwawcze, odwierty ocenne, odwierty produkcyjne)
 - Rodzaje ryzyka w projektach upstreamowych – w tym w szczególności ryzyko polityczne i reżimu fiskalnego, ryzyko poszukiwawcze, ryzyko komercyjności (w odniesieniu do contingent resources), ryzyko eksploatacyjne
- Moduł: System klasyfikacji zasobów wycena rezerw, strukturyzacja kontraktów w upstreamie– 1 h
 - Podział
 - Definicje - Reserves (1P, 2P, 3P) Contingent Resources (1C, 2C, 3C), Prospective Resources (Low, Best, High Estimates), system obowiązujący w krajach byłego Związku Radzieckiego
 - Co to jest CPR, jak czytać CPR +
 - Najważniejsze firmy eksperckie w zakresie CPR
 - Wycena rezerw – case study
 - Strukturyzacja kontraktów w upstreamie

Miary występujące w sektorze Oil&Gas

Współczynniki konwersji

Ropa naftowa*					
	Na				
Z	Tony metryczne	Kilolitry (m ³)	Baryłki (bbl)	US gallons	tony/rok
Tony metryczne	1,0000	1,1650	7,3300	307,86	-
Kilolitry (m ³)	0,8581	1,0000	6,2898	264,17	-
Baryłki (bbl)	0,1364	0,1590	1,0000	42	-
US gallons	0,00325	0,0038	0,0238	1	-
Baryłki/dzień (bbl/day)	-	-	-	-	49,8
*Oparte na średniej gęstości ropy (33 API) 1 tona lekkiej ropy (40 API) = 7,64 baryłki 1 tona ciężkiej ropy (25 API) = 6,98 baryłki					

Miary występujące w sektorze Oil&Gas

Współczynniki konwersji

Produkty				
	Aby przejść z			
	baryłek na tony (bbl to t)	ton na baryłki (t to bbl)	kilolitrow (m ³) na tony	ton na kilolitry (m ³)
	Przemnóż przez			
LPG	0,086	11,6	0,542	1,844
Benzyny	0,118	8,5	0,740	1,351
Kerosen	0,128	7,8	0,806	1,240
Średnie destylaty (Gasoił/diesel)	0,133	7,5	0,839	1,192
Ciężki olej opałowy	0,149	6,7	0,939	1,065

Miary występujące w sektorze Oil&Gas

Współczynniki konwersji

Gaz naturalny i LNG						
	Na					
	miliard m ³ gazu naturalnego	miliard stóp ³ gazu naturalnego	milion ton ekwiwalent u ropy	milion ton LNG	bilion BTU (British thermal unit)	milion baryłek ekwiwalentu ropy (boe)
Z	Przemnóż przez					
miliard m ³ gazu naturalnego	1	35,3	0,900	0,730	36	6,29
miliard stóp ³ gazu naturalnego	0,028	1	0,026	0,021	1,03	0,18
milion ton ekwiwalentu ropy	1,111	39,2	1	0,805	40,4	7,33
milion ton LNG	1,380	48,7	1,23	1	52	8,68
bilion BTU (British thermal unit)	0,028	0,98	0,025	0,020	1	0,17
milion baryłek ekwiwalentu ropy (boe)	0,160	5,61	0,140	0,120	5,8	1

Miary występujące w sektorze Oil&Gas

- **Jednostki ciepła:**

- 1 kilokaloria (kcal) = 4.187 kJ = 3.968 Btu
- 1 kilodżul (kJ) = 0.239 kcal = 0.948 Btu
- 1 British thermal unit (Btu) = 0.252 kcal = 1.055 kJ
- 1 kilowatogodzina (kWh) = 860 kcal = 3600 kJ = 3412 Btu

- **Ekwiwalenty ciepła:**

- Jedna tona ekwiwalentu ropy jest w przybliżeniu równa:

- Jednostki ciepła:

- 10 milionów kilokalorii
 - 42 gigadżule
 - 40 milionów Btu

- Paliwa stałe:

- 1,5 tony węgla kamiennego
 - 3 tony węgla brunatnego (lignitu)

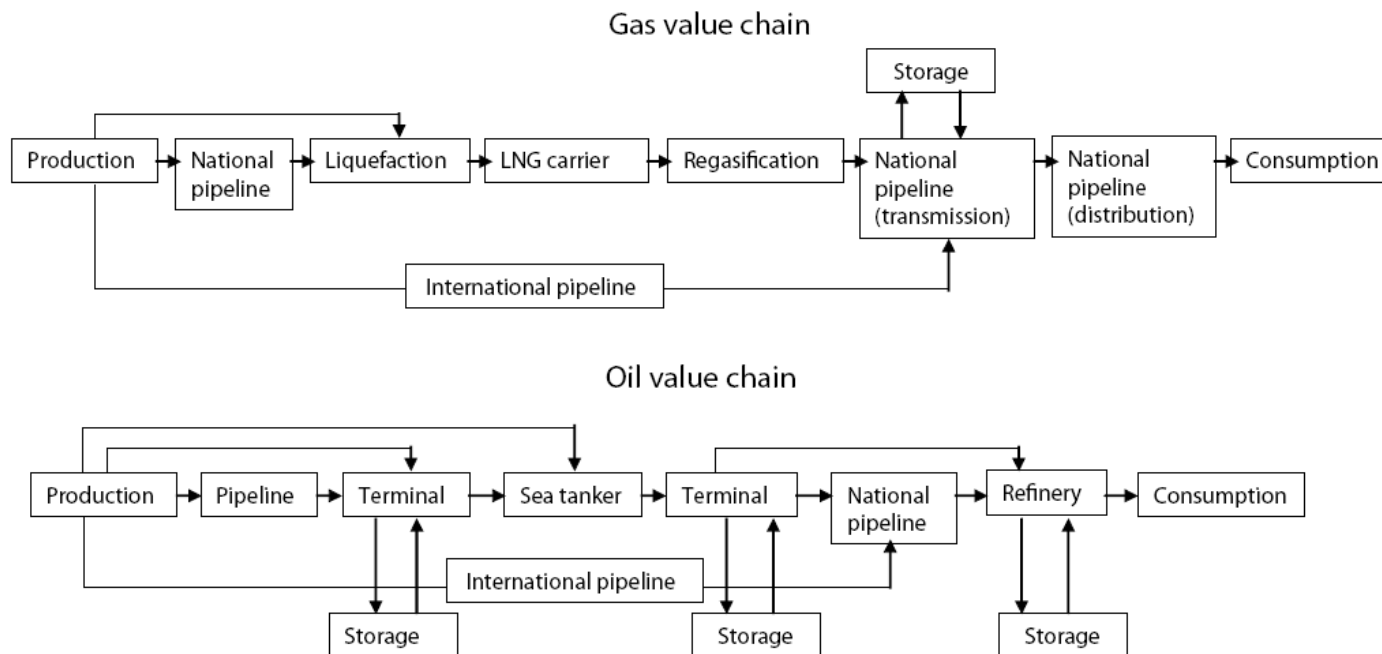
- Paliwa gazowe – patrz tabela konwersji dla gazu naturalnego i LNG

- Elektryczność:

- 12 megawatogodzin

- Jeden milion ton ropy produkuje około 4500 gigawatogodzin energii elektrycznej w nowoczesnej elektrowni

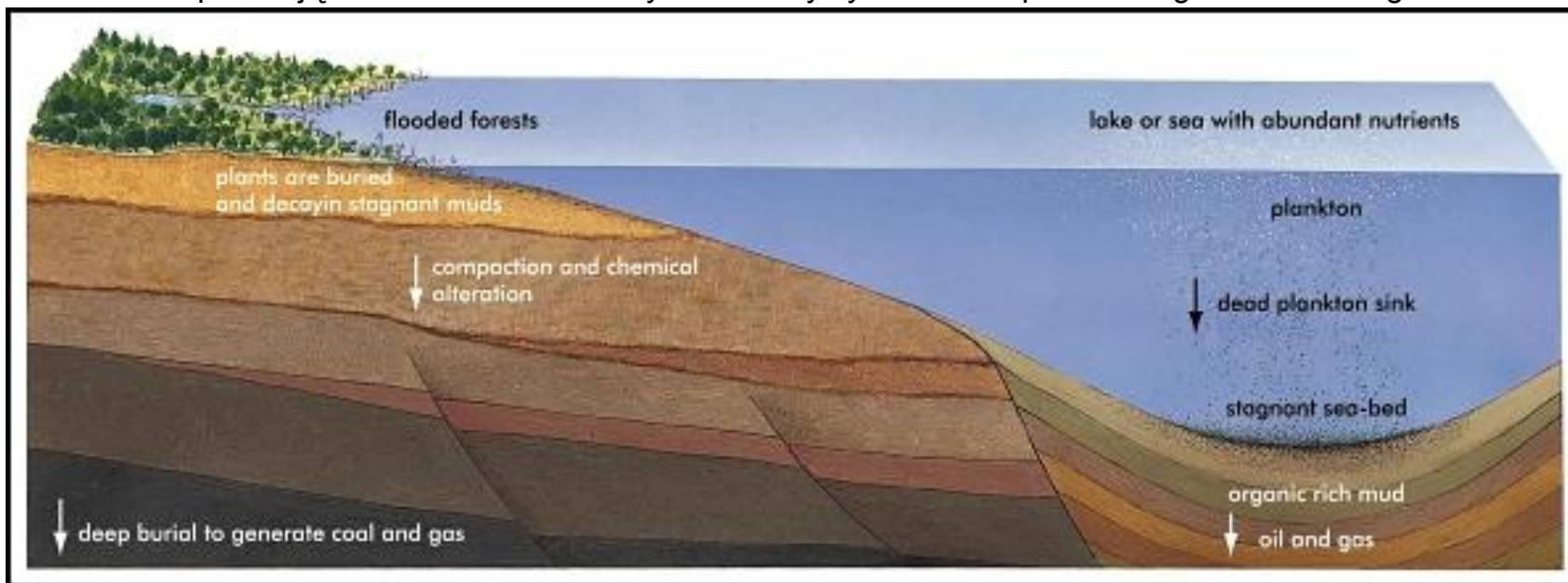
Łańcuch wartości w sektorze Oil&Gas



- **Upstream** – poszukiwanie (exploration), wydobywanie (production) i dostarczanie ropy (i gazu) do terminala eksportowego lub „przetwórnii”.
- **Downstream** – transport ropy i gazu (shipping), sprzedaż i handel (trading), przerób ropy (refining) i gazu (różne zakłady), logistykę produktową, sprzedaż hurtową (B2B) i sprzedaż detaliczną produktów finalnych.

Pochodzenie ropy naftowej

- **Teoria biogeniczna:**
 - Ropa naftowa, podobnie jak węgiel czy gaz ziemny jest produktem powstałym z materii organicznej (głównie morski plankton, naziemna roślinność) pod wpływem ciśnienia i rosnącej temperatury wnętrza Ziemi.
 - Przez miliony lat materia ta zmieszana z mułem została pokryta warstwami skał osadowych co spowodowało jej przekształcenie najpierw w tzw. kerogen – asfaltopodobną substancję organiczną, a następnie w płynne i gazowe substancje węglowodorowe w procesie zwanym **katagenezą**.
 - W miarę jak wzrasta głębokość i temperatura długie łańcuchy węglowodorowe kerogenu dzielą się formując ciężką ropę naftową. Przy wyższych temperaturach (głębokościach) powstają coraz krótsze łańcuchy charakterystyczne dla rop lekkich i gazu naturalnego.

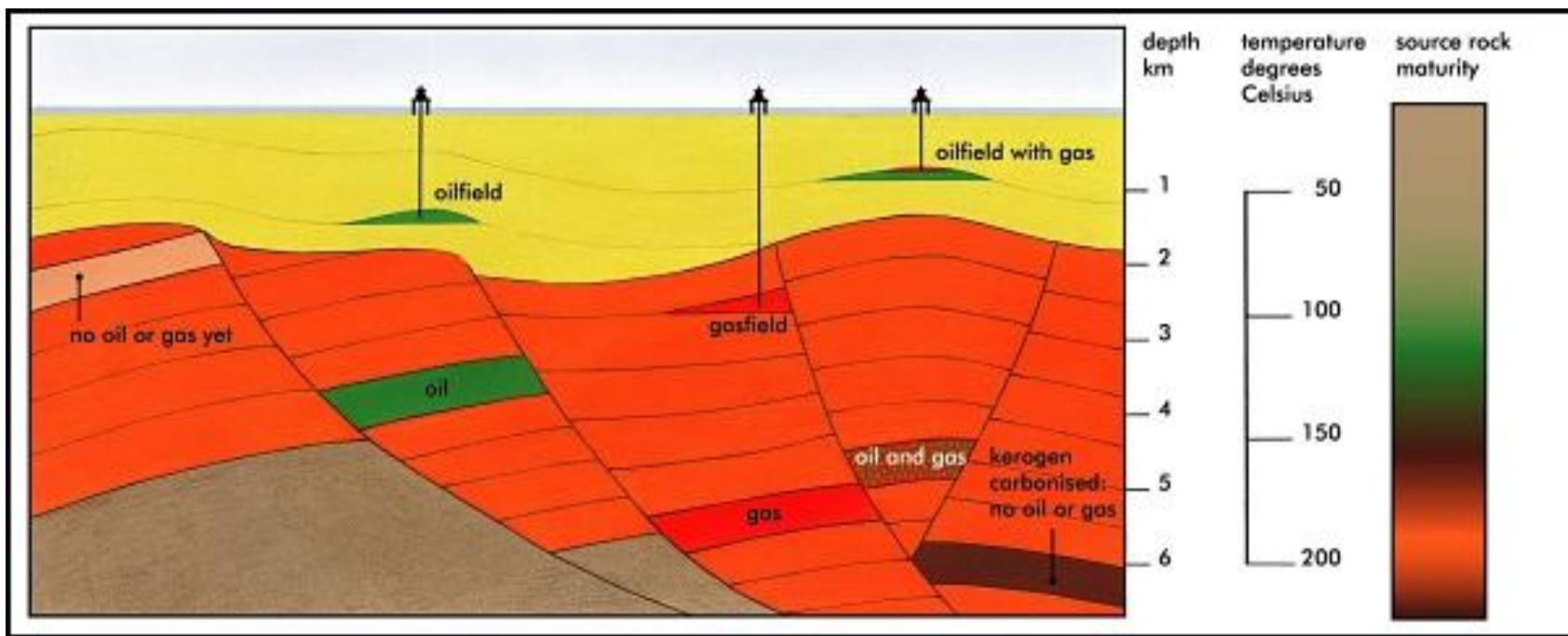


Pochodzenie ropy naftowej

- **Teoria biogeniczna:**

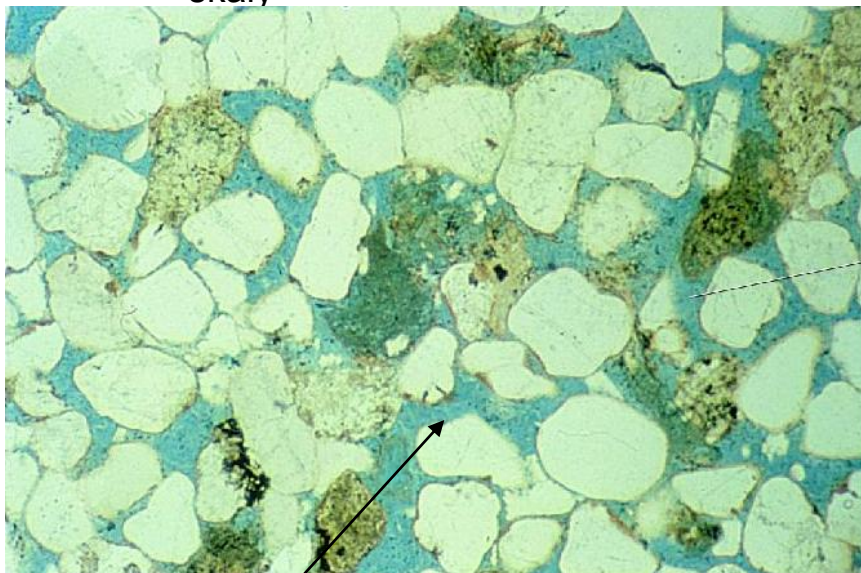
- Reakcje katagenzy są uzależnione od temperatury:

- Proces tworzenia się ropy naftowej zaczyna się od około 130 °C, zakres od 130 do 150 °C jest określany jako „okno ropy” (oil window), co odpowiada około 3-5 km głębokości.
 - Przekształcanie się ropy naftowej w gaz rozpoczyna się od około 180 °C



Co determinuje wolumen ropy?

- **Φ :** Porowatość (porosity) skały: proporcja wolnych przestrzeni (porów) pomiędzy ziarnami skały (teoretyczne maksimum 48%, przeciętnie poniżej 10%). Wyróżniamy porowatość całkowitą i efektywną (liczoną tylko dla połączonych przestrzeni).
- Rodzaje porowatości:
 - między ziarnowa (inter granular) – typowa dla piaskowców
 - druzyjna (vugular) – typowa dla wapieni
 - z pęknięć (fractural)
- Przepuszczalność (permeability) skały: zdolność do przemieszczania się cieczy wewnątrz skały



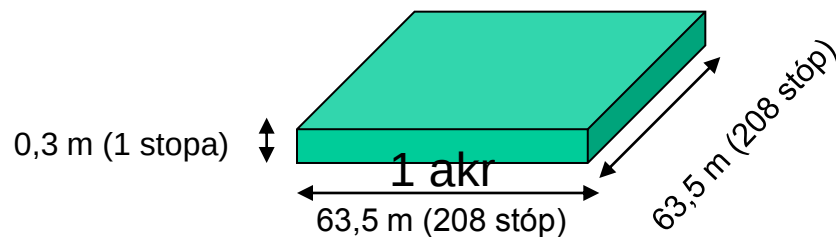
duża porowatość – oznaczona na niebiesko



niska przepuszczalność – wiele porów zaklejonych

Jak obliczyć wolumen ropy i gazu dla danego pola ?

- Ilość inwentarzowych baryłek ropy (stock tank barrels of oil) = $(A_h \times 7758 \times \Phi \times S_o \times R_f) / FVF$,
 - o gdzie A_h jest wyrażone w akro- stopach (co odpowiada 7758 baryłkom lub 1233,5 m³)
- Ilość standardowych stóp sześciennych gazu = $(A_h \times 43560 \times \Phi \times S_w \times R_f) / B_g$ (dla pola zawierającego wyłącznie gaz)
 - o gdzie A_h jest wyrażone w akro- stopach (co odpowiada 43560 stopom sześciennym lub 1233,5 m³)



Timing – klucz do sukcesu

Pułapka musi być dostępna przed/ w trakcie migracji

Trap

Procesy:

Generacja



Migracja



Akumulacja i
utrwalenie



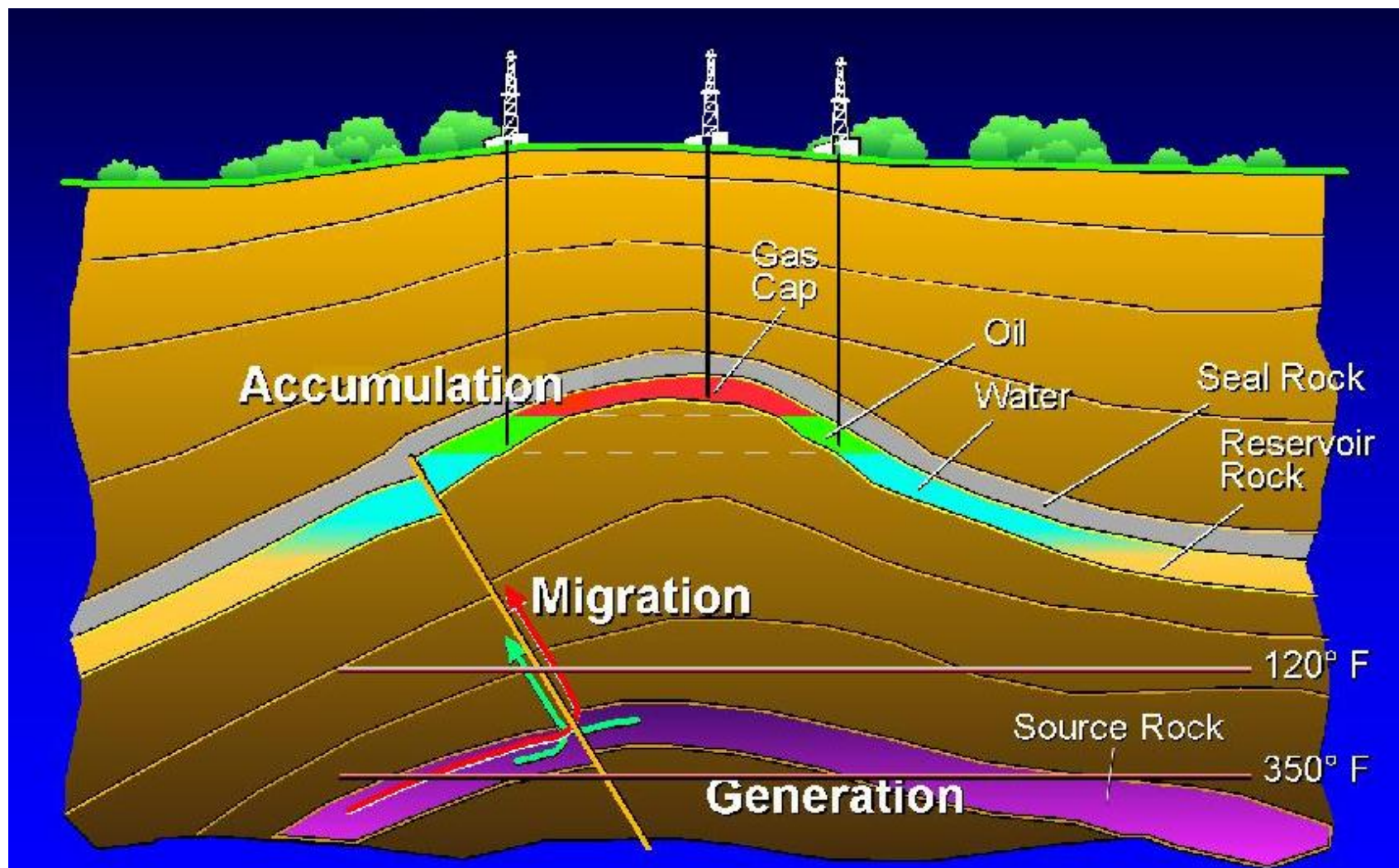
Elementy:

Skala
źródłowa

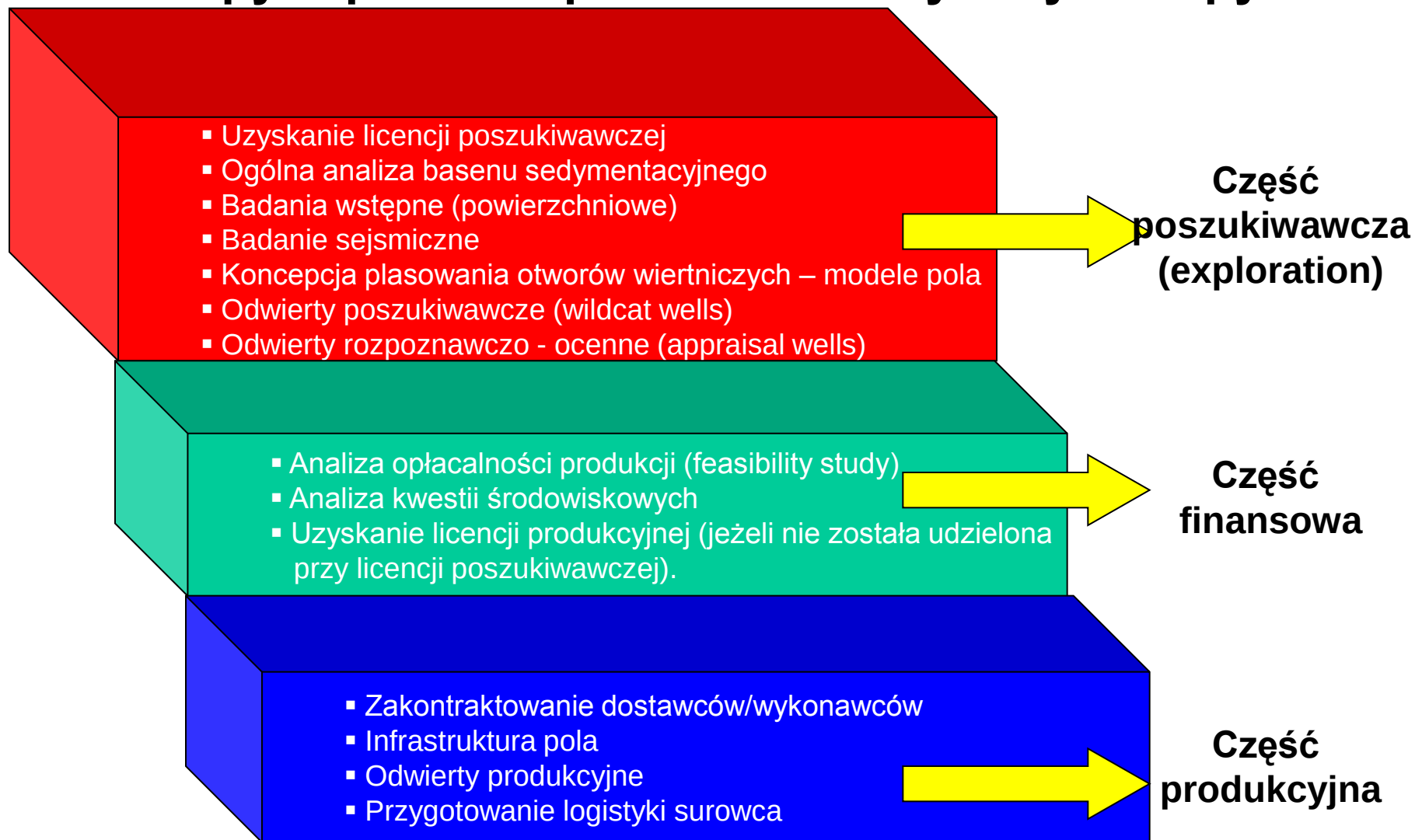
Ścieżka
migracji

Rezerwuar
i uszczelnienie

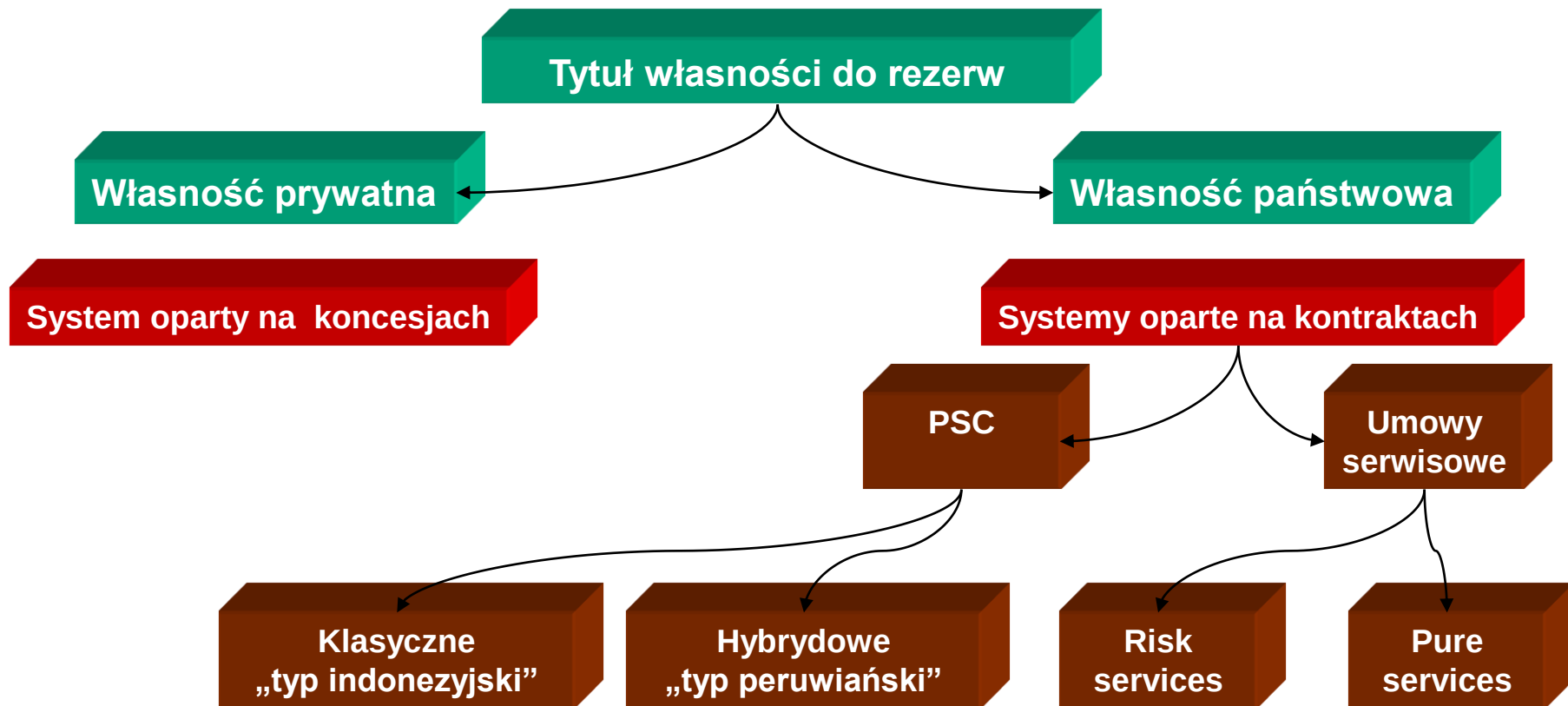
Geologia ropy i gazu – podsumowanie



Etapy w procesie poszukiwań i wydobywania ropy

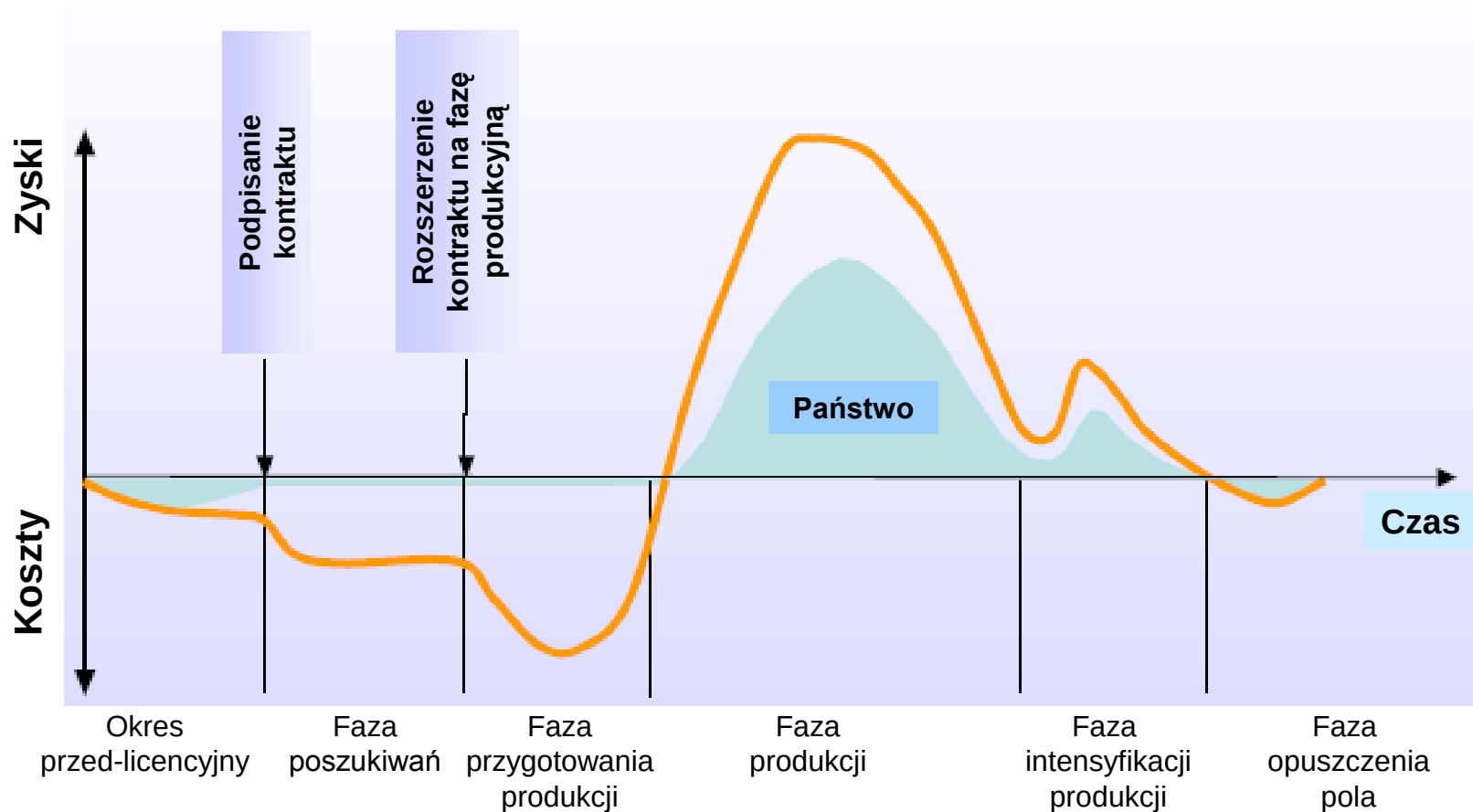


Rodzaje kontraktów



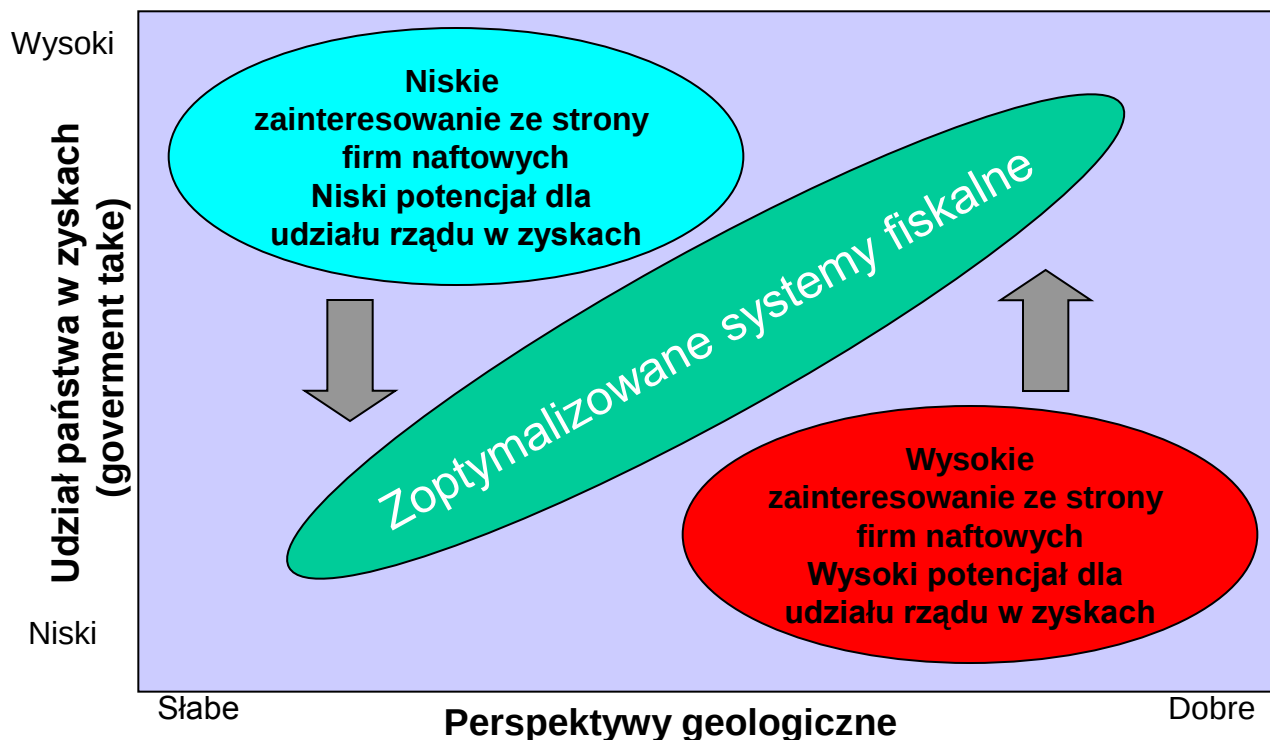
Wszystkie rodzaje kontraktów mogą być wykorzystywane do tworzenia JV

Rozkład cash-flow w cyklu E&P



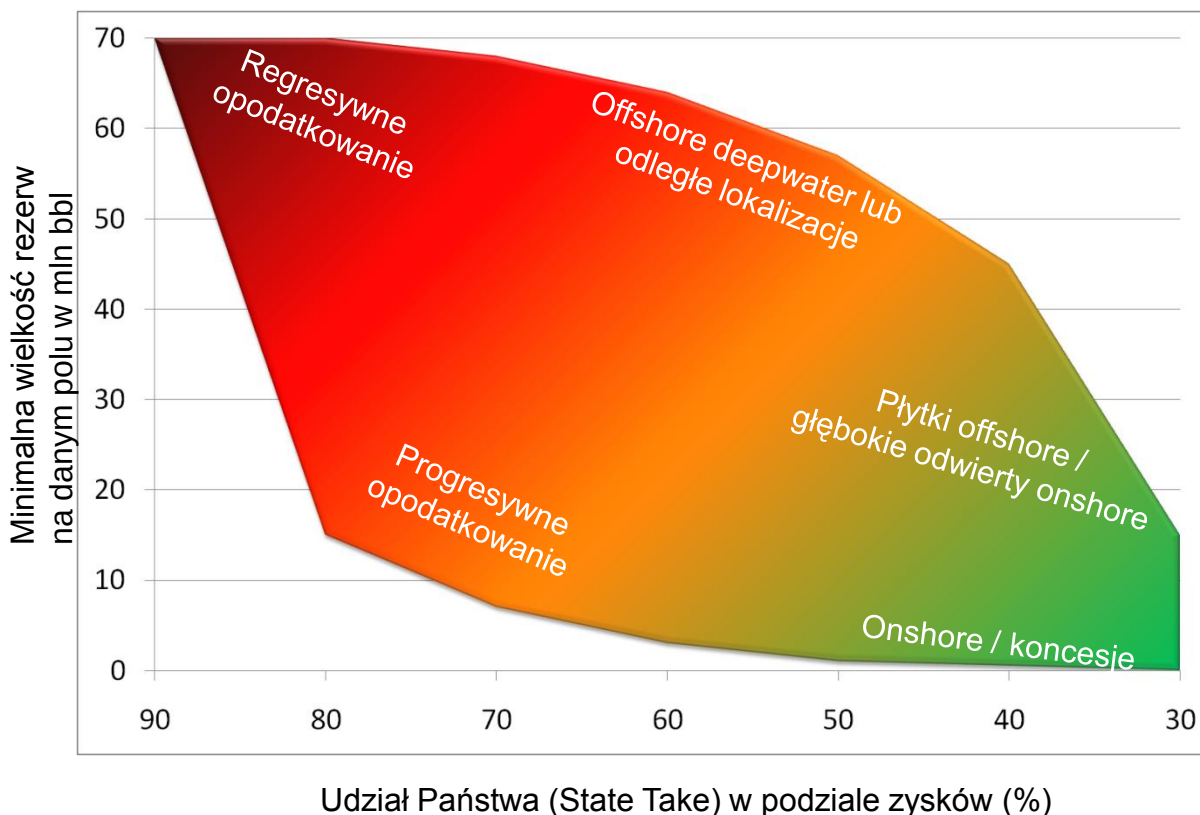
Źródło: Dr. Alfred Kjemperud
„General aspects of petroleum fiscal regimes”

Systemy fiskalne w E&P na świecie



- Ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą dość silnie ogranicza skłonność firm do ponoszenia kosztów eksploracji jeżeli ich perspektywa przyszłych zysków nie jest odpowiednio wysoka (i vice versa).

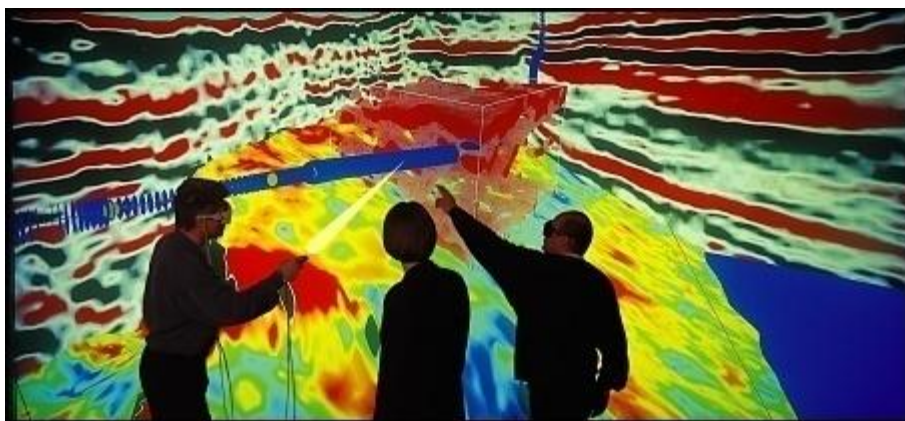
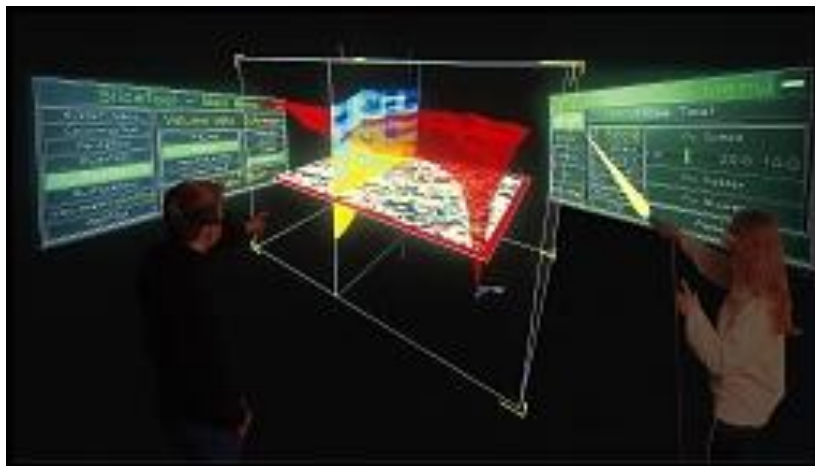
Wielkość rezerw a opłacalność inwestycji w różnych warunkach fiskalnych i geologicznych



- Rozmiar pola, głębokość rezerwuarów ropy i/lub gazonośnych, ich jakość (porowatość, przepuszczalność), geograficzna lokalizacja danego pola (odległe pustkowia, głębokie morze, itp.) oraz wiele innych technicznych aspektów razem z charakterystyką systemu fiskalnego determinują minimalną wielkość rezerw pozwalających na ekonomicznie opłacalną eksploatację danego pola.
- Te czynniki mogą różnić się znacząco w zależności od obszaru i/lub kontraktu.
- Nawet bardzo małe (w sensie rezerw) pole na lądzie, w systemie koncesyjnym z małymi podatkami typu royalty może być opłacalne do eksploatacji.
- Z drugiej strony w odległych lokalizacjach oraz na głębokich wodach, gdzie koszty rozwoju produkcji są wysokie – minimalna wielkość rezerw będzie znacznie wyższa, ale niezależnie od systemu fiskalnego, będzie znacząco się różniła w zależności od odległości i dostępności do istniejącej infrastruktury.

Źródło: D.Wood „Long-term fiscal, contractual stability proves elusive”, Petroleum Review, luty 2005

Zaawansowane techniki w modelach 3-D

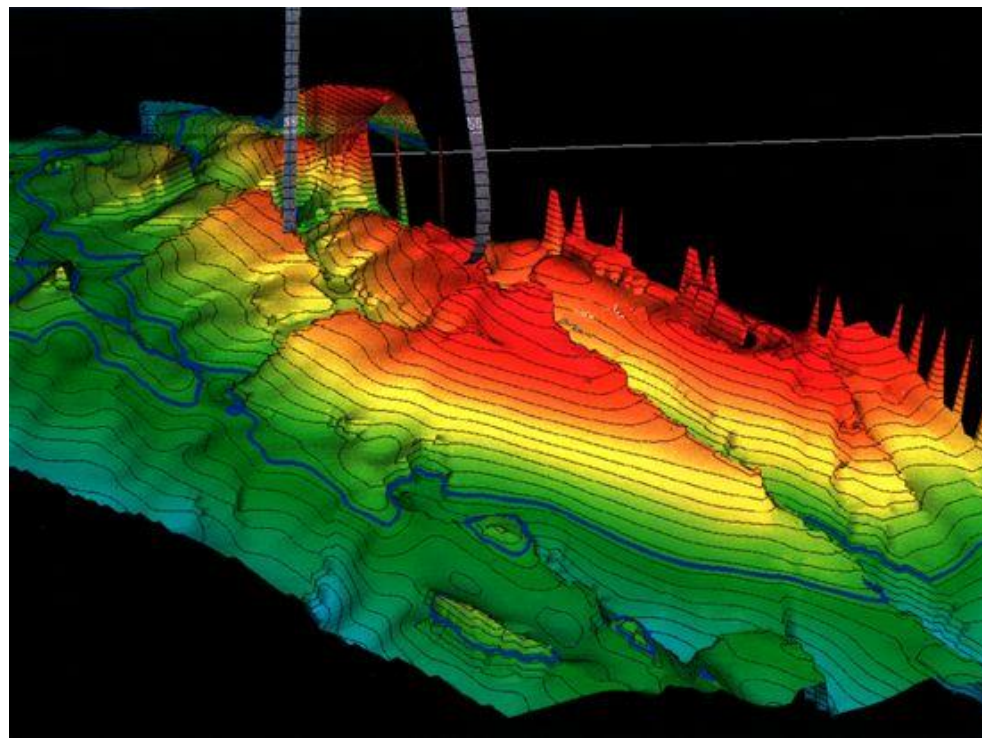


Źródło: UKOOA

- Jednym z ostatnich osiągnięć technologicznych jest w badaniach sejsmicznych jest wizualizacja poprzez wykorzystanie pomieszczeń Virtual Reality
- Analizowane struktury są wyświetlane na wielkich ekranach i mogą być oglądane z każdego kąta
- Istnieją możliwości symulacji efektów zastosowania różnych technik wiertniczych
- Zastosowanie technik VR pomaga również lepiej zrozumieć złożone problemy geologiczno-technologiczne innym członkom zespołu.

Pełne modele symulacyjne pola naftowego

- Zaawansowane komputerowe narzędzia wykorzystujące wszelkie dostępne dane dotyczące rezerwuaru:
 - rozmieszczenie otworów wiertniczych
 - krzywe względnej przepuszczalności
 - analizy rejestrów (log) z odwiertów
 - charakterystyki rezerwuarów z modeli sejsmicznych
 - mapy izopachytowe (warstwicowe)
 - rozkład ciśnień
 - mechanizmy wydobywania (drive mechanism)
 - rozmieszczenie sąsiednich pól
- Wykorzystywane do dynamicznych analiz i projekcji przyszłych profili produkcyjnych



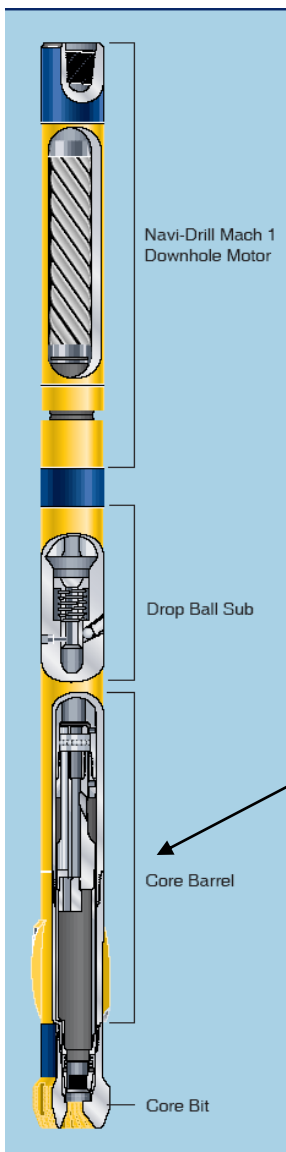
Źródło: Offshore Technology

Wiercenie rdzeniowe (coring)

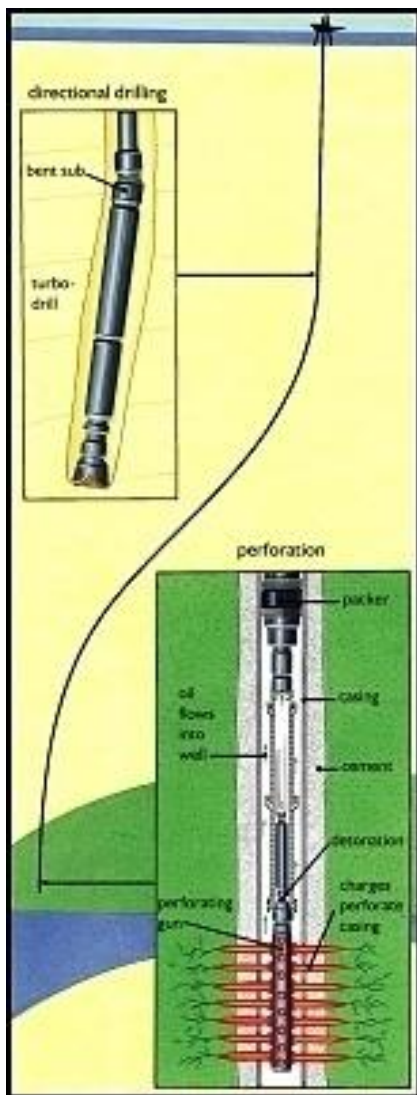
- Wiercenie rdzeniowe (albo rdzeniowanie) to pobieranie próbek ze skał w otworze i ich analiza
- Rozróżniamy:
 - wiercenie konwencjonalne (z dna otworu) – pobranie próbki z dna do tzw. rury rdzeniowej i wydobywanie jej na powierzchnię
 - wiercenie boczne (z boku otworu) - poprzez wystrzelenie rury rdzeniowej w formację



- Analiza próbek powinna dać informację o:
 - porowatości próbki
 - saturacji
 - przepuszczalności



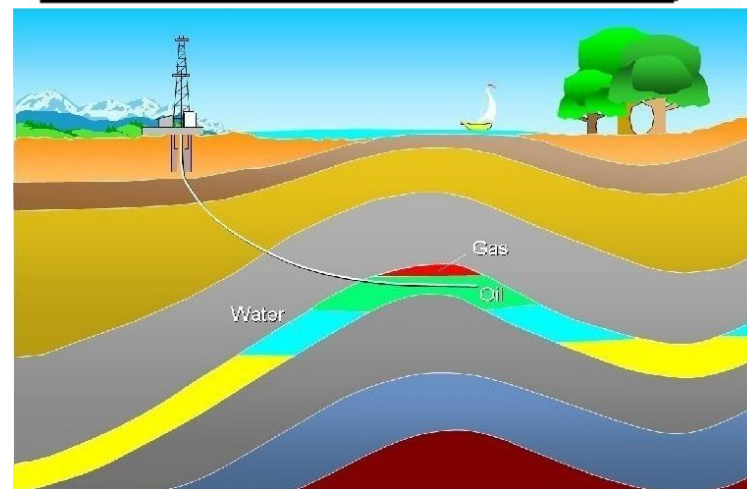
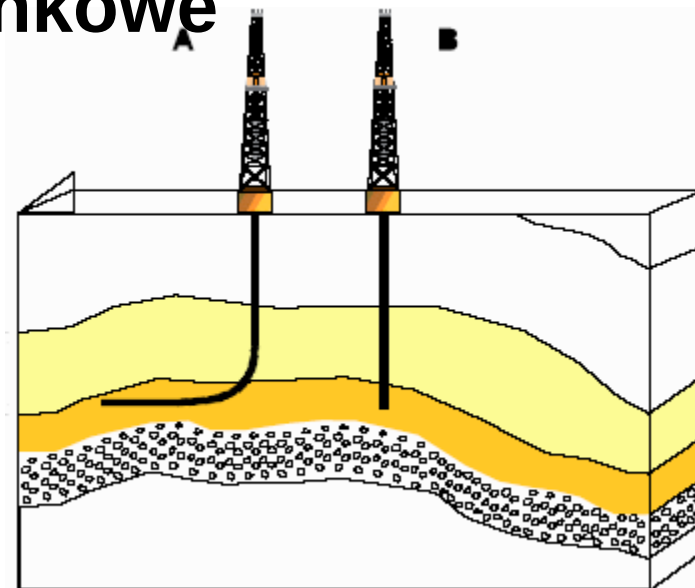
Źródło: Baker Hughes



Odwierty kierunkowe

Odwierty kierunkowe mogą być wiercone by:

- o wydłużyć długość odwiertu przechodzącego przez rezerwuwar, a tym samym zwiększyć część „pobierającą” ropę,
- o dowieść się do rezerwuaru, do którego normalny (wertykalny) dostęp jest utrudniony (np. złoża pod jeziorem, miastem, bardzo twardą formacją skalną, itp.),
- o oszczędzić kosztów poprzez rozwiercenie z jednego odwiertu wielu różnokierunkowych otworów (najczęściej offshore),
- o uwolnić część nadmiernego ciśnienia z produkującego obok odwiertu zagrożonego erupcją.



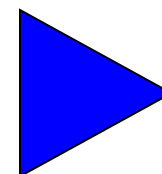
Cechy projektów upstreamowych

- Duże nakłady kapitałowe na początku.
- Wysoka kapitałochłonność przez cały okres trwania projektu.
- Wydłużony okres zwrotu (payback period).
- Wysokie ryzyko i niepewność.
- Wysoka złożoność techniczna i finansowo-prawna.
- Wieloetapowość z uwzględnieniem punktów decyzyjnych.
- Ograniczony zasób informacji przed podjęciem decyzji.
- Duża zależność od bardzo zmiennych cen i popytu.

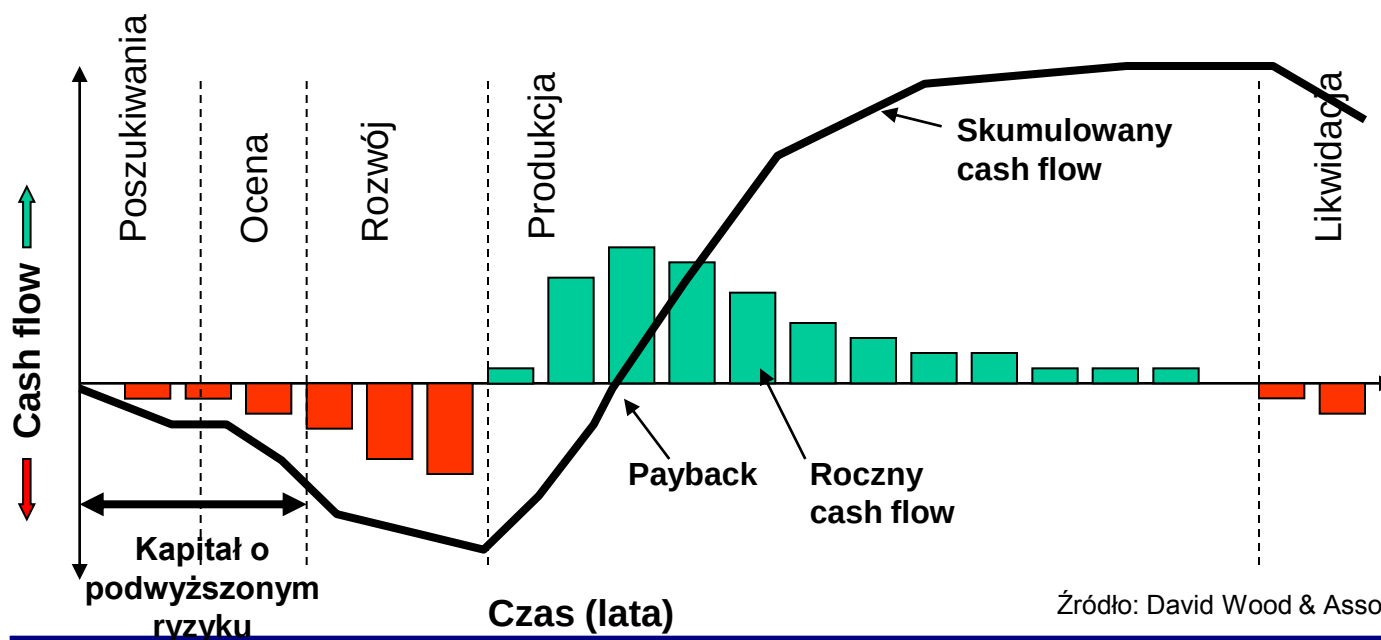
Projekty upstreamowe wymagają wysokich nakładów kapitałowych by uzyskać długoterminowy zwrot

- Występuje duża rozbieżność czasowa pomiędzy wydatkami a uzyskiwanym zwrotem, co wydatnie podnosi ryzyko biznesowe w tym sektorze.
- Dlatego analizy projektów E&P koncentrują się na:

- potencjalnej wartości rezerw
- czasie w którym można te rezerwy wydobyć
- kosztach wydobycia



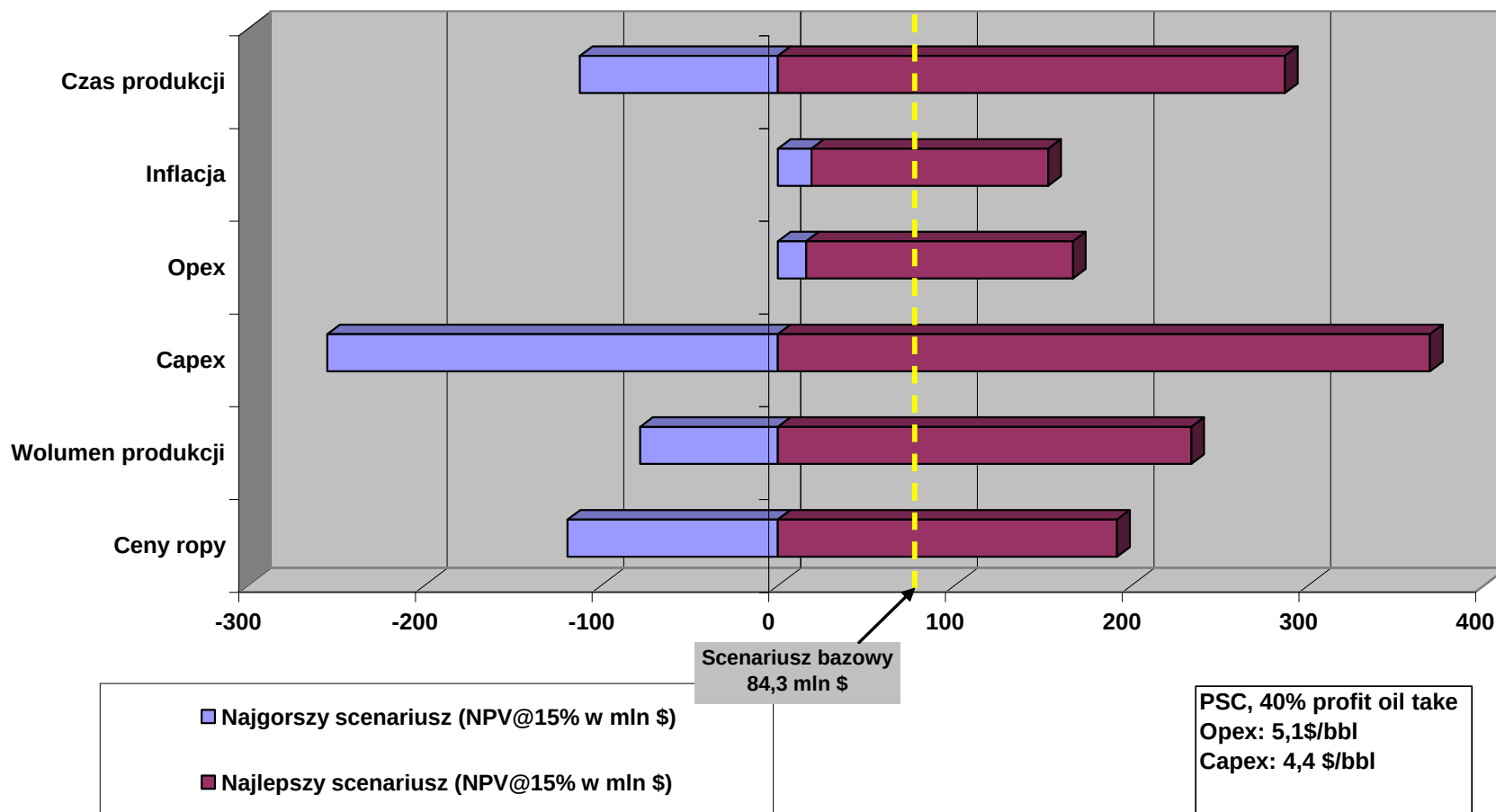
tak by zmaksymalizować
cash flow (wartość)
projektu



Źródło: David Wood & Associates

Analizy wrażliwości – wstęp do oceny ryzyka

Analiza wrażliwość pola 600 mln bbl



Źródło: David Wood & Associates

Ryzyko i niepewność w projektach E&P jest wielowymiarowe



Źródło: Petroleum Economist, czerwiec 2002

Kategorie statusu rezerw

- Kategorie statusu rezerw określają stopień udostępnienia i produkcji danych odwiertów i rezerwuaru
- Rezerwy udostępnione (developed) – jeżeli istnieją odwierty gotowe do produkcji, dzielimy na:
 - produkcyjne (już produkują)
 - nie produkcyjne
 - odwierty zamknięte (shut-in) z różnych przyczyn
 - rezerwy poza rurą (behind the pipe) – odwierty wymagają dodatkowych prac do produkcji
- Rezerwy nieudostępnione (undeveloped) które mogą być produkowane z:
 - nowych odwiertów
 - pogłębienia istniejących odwiertów do nowych rezerwuarów

