



Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

HALLIBURTON

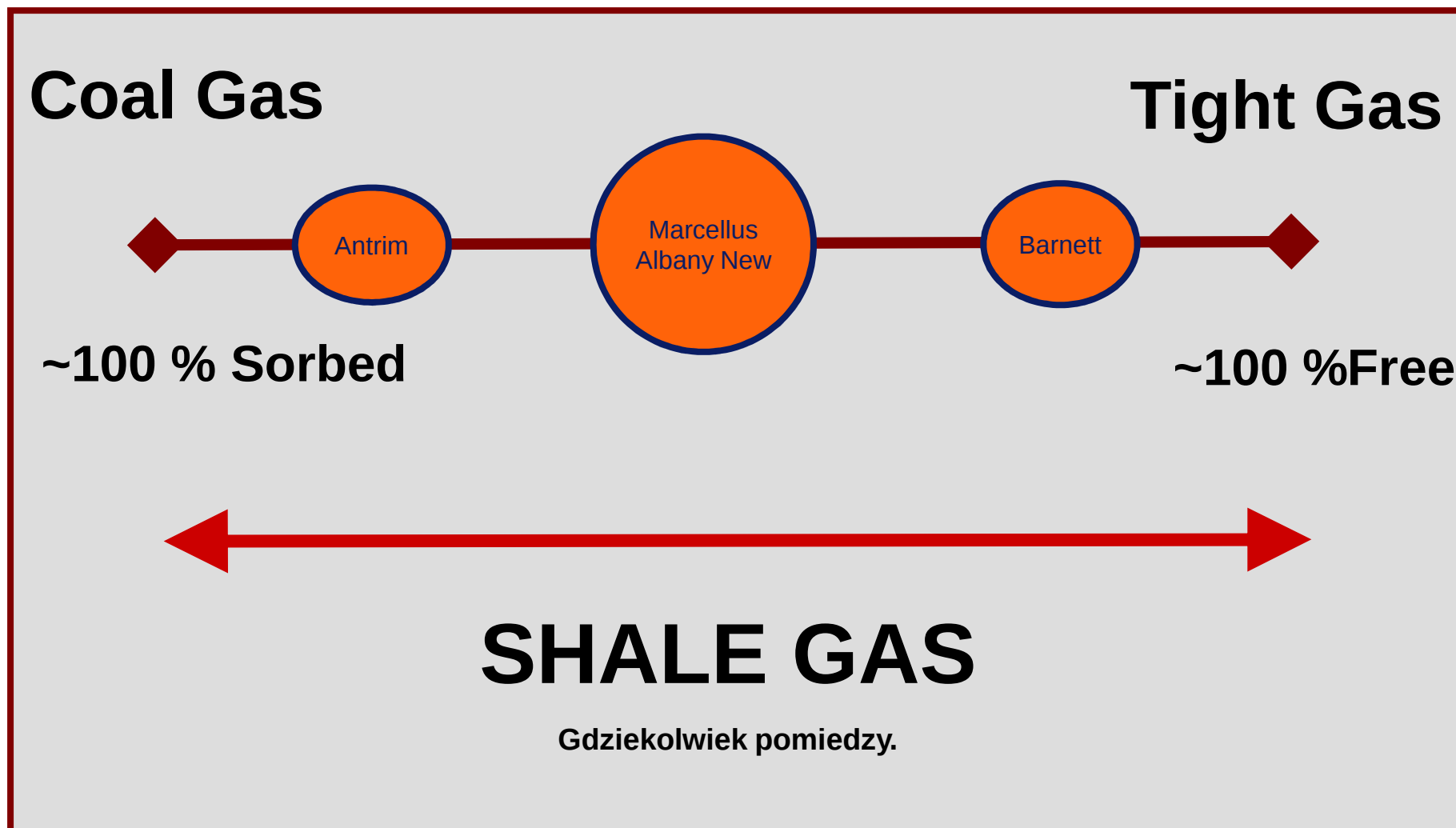
Maciej Kozłowski
Krzysztof Drop

**Rola geofizyki wiertniczej w określeniu zasobów gazu
ziemnego w łupkach.**

O czym powiemy:

1. Charakterystyka ShaleGas'u.
2. Interpretacja geofizyki wiertniczej – metoda Passey'a.
3. Interpretacja geofizyki wiertniczej – metodą normalizacji.
4. Zasoby. Główny kryteria ekonomiczne projektu
5. Podejmowanie decyzji. Jak pomóc Szefowi.

Czym jest ShaleGas?



Conventional Reservoirs and Shale Gas Compared

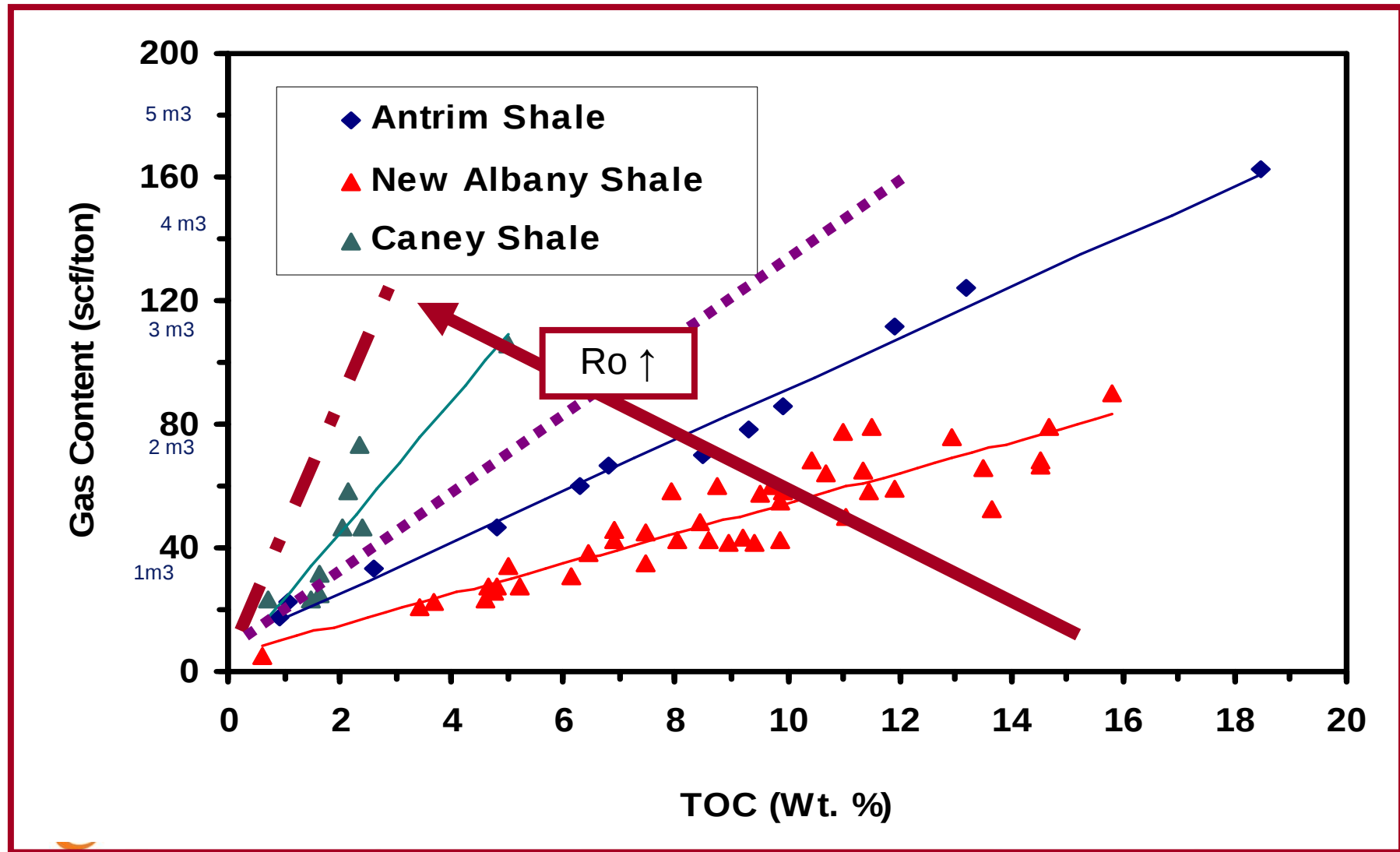
Conventional Reservoirs

1. Gas Storage in Macropores; real gas law.
2. Production Schedule Darcy Flow of gas to the wellbore
3. Gas Content as 1-SW from Logs
4. Gas To Water Increases in latter Stages
5. Inorganic Reservoir Rock
6. Hydraulic Fracturing may be needed to enhance flow
7. Permeability not pressure dependent
8. Macropore size: 1μ to 1mm

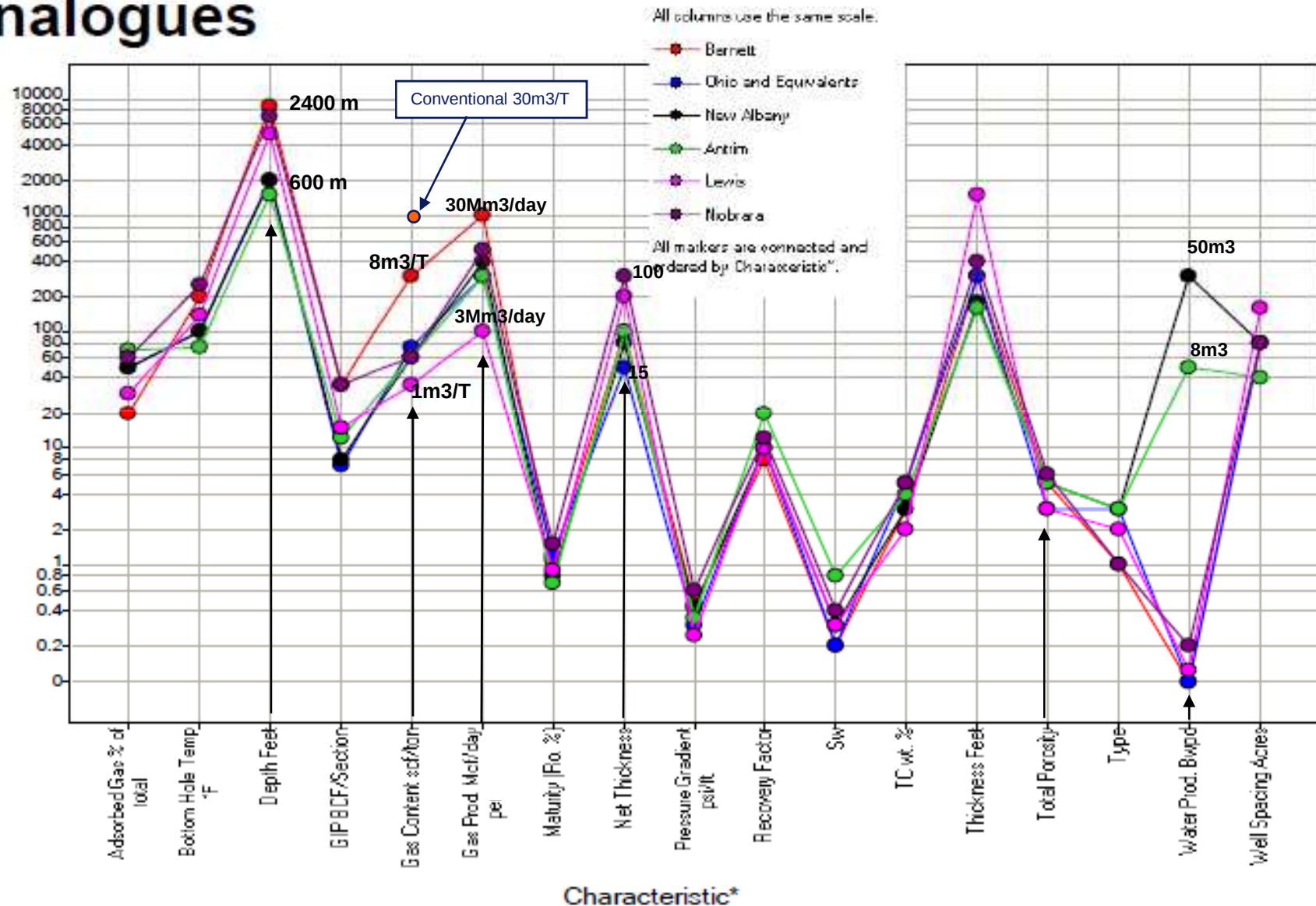
Shale Gas Reservoirs

1. Gas Storage by Adsorption on micropore surfaces and/or free gas.
2. Diffusion through micropores according to Fick's Law
 - Darcy Flow through Fractures or macropores
3. Best Gas Content from cores.
4. Gas to Water Increase or decreases with Production time
5. Source rock + Reservoir
6. Hydraulic fracturing required; permeability dependent on fractures
7. Permeability highly pressure dependent.
8. Micropore size: $<5\text{\AA}$ to $50\text{\AA}$

ShaleEval Service - Gas Capacity vs TOC



Comparison of Shale Properties of Known Analogues



Co potrafimy?

- właściwości zbiornikowe
- nasycenia gazem
- własności mechaniczne
- średnie TOC
- szczelinowatość
- kruchość skały (stosunek ilość kwarcu do matrycy skalenej)

Po co?

- określanie TOC
- określanie stref do rdzeniowania
- obliczenie zasobów
- określanie stref do szczelinowania
- obliczenia gradientu szczelinowania

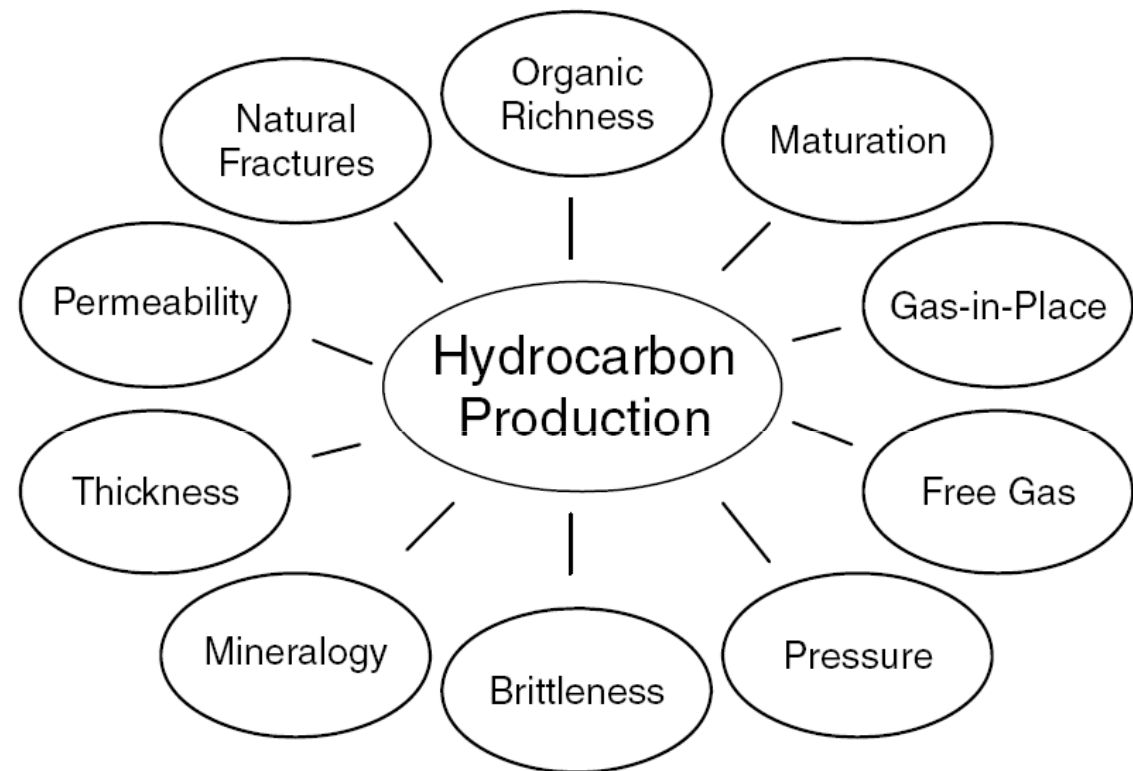
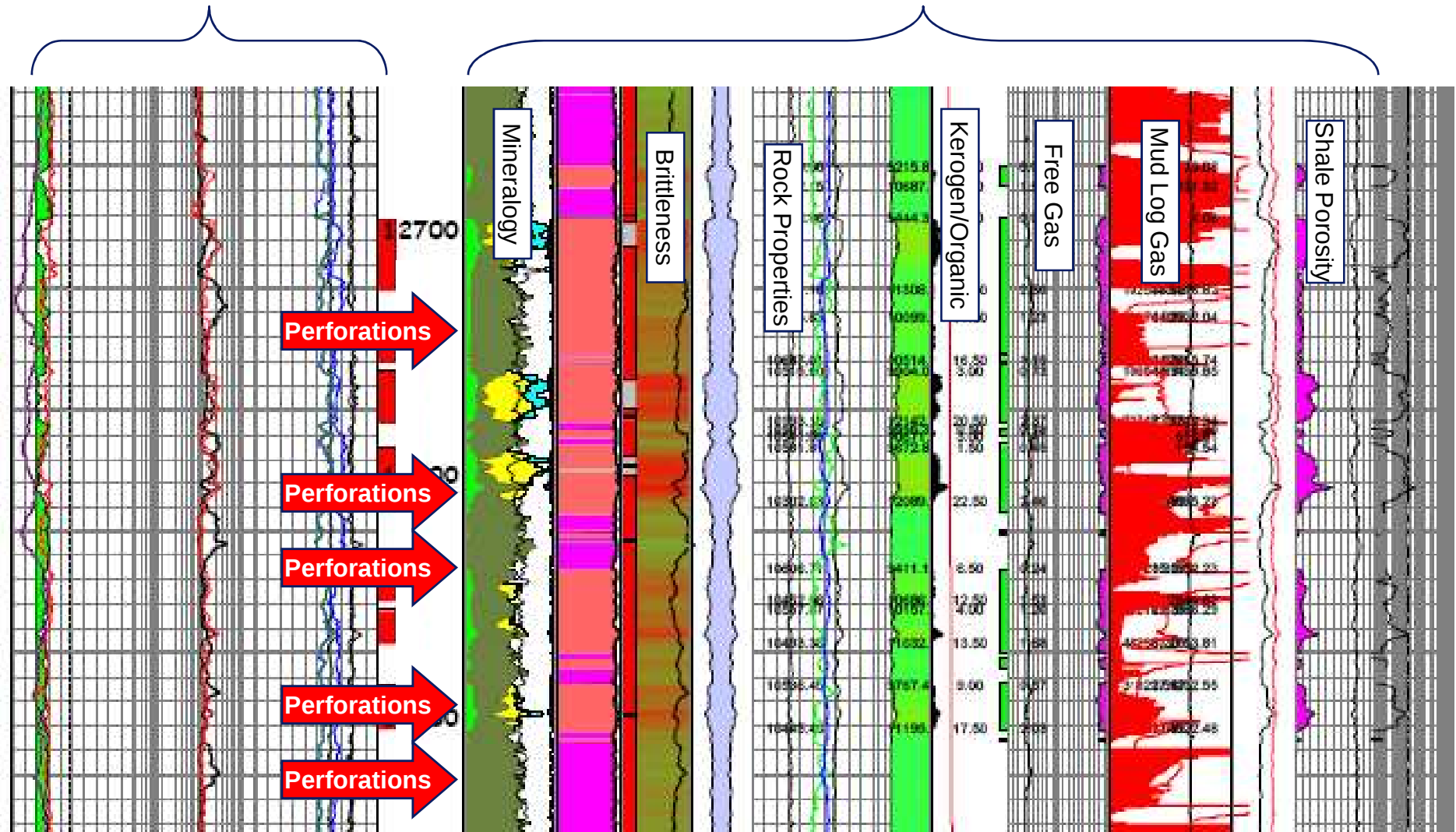


Fig. 1—Elements necessary to make a productive, commercial shale gas play.

Petrophysical Log Model (ShaleLog)

Recorded Data

Calculated Information



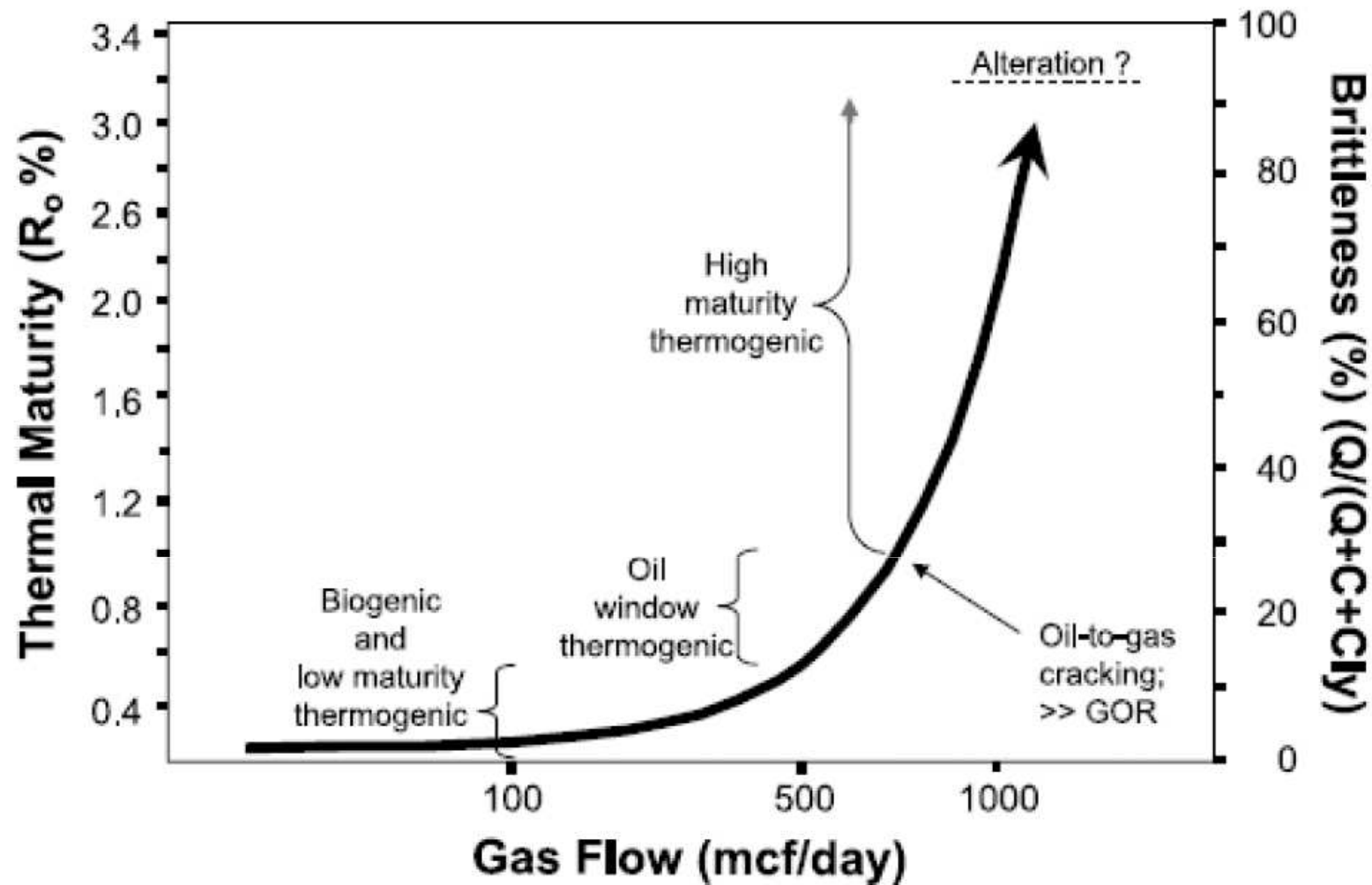


Fig. 3: Schematic of the gas flow rate as a function of organic richness (TOC), thermal maturity, GOR, and fractures (from Jarvie et al., 2007).

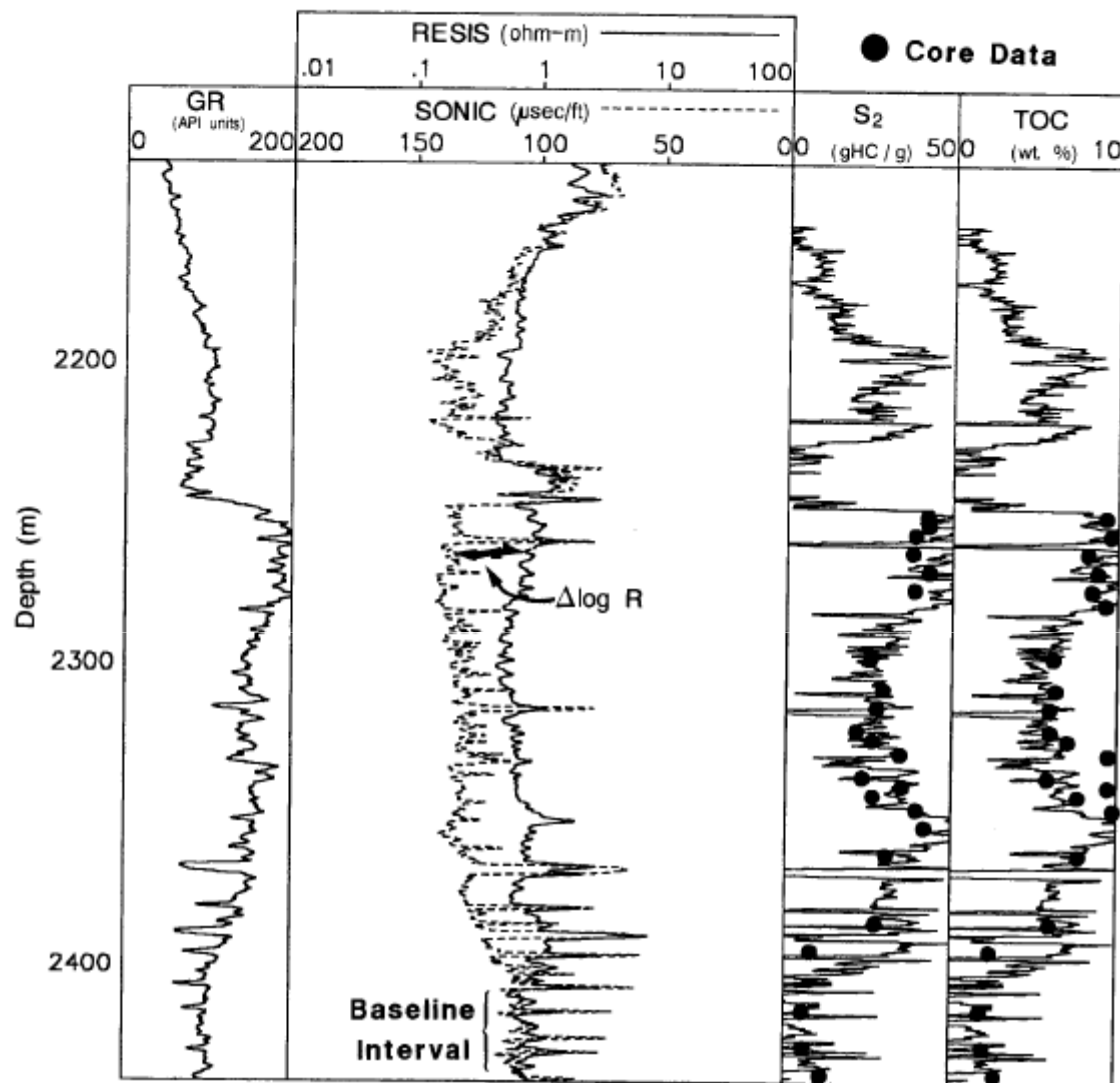
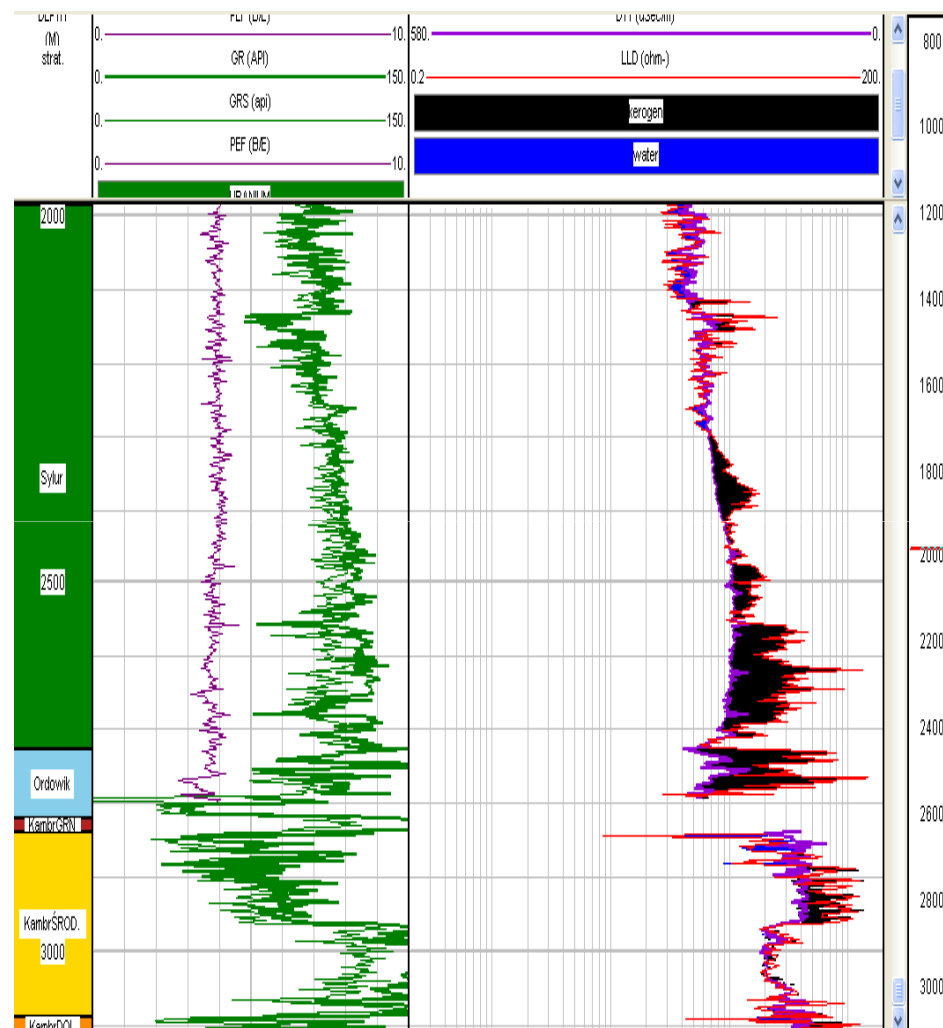
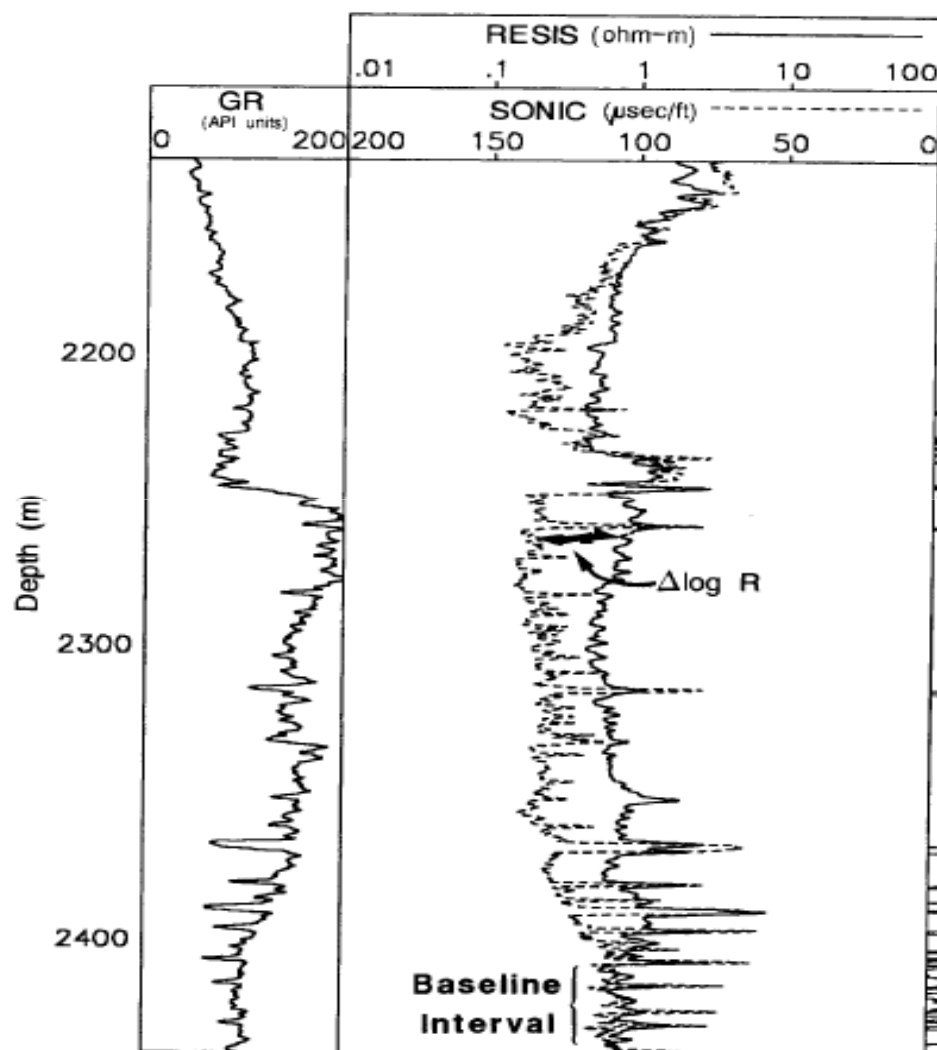


Figure 2—Sonic/resistivity overlay showing $\Delta \log R$ separation in the organic-rich interval. The relative scaling of the sonic and resistivity curves is 50 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ (164 $\mu\text{sec}/\text{m}$) corresponds to one decade of resistivity. The values in the center of track 2 correspond to the R_{baseline} and $\Delta t_{\text{baseline}}$ values (for this example $R_{\text{baseline}} = 1 \text{ ohm-m}$, and $\Delta t_{\text{baseline}} = 100 \mu\text{sec}/\text{ft}$). This interval is at LOM 6–7 and contains type II kerogen. (LOM = level of organic maturity; Hood et al., 1975.)

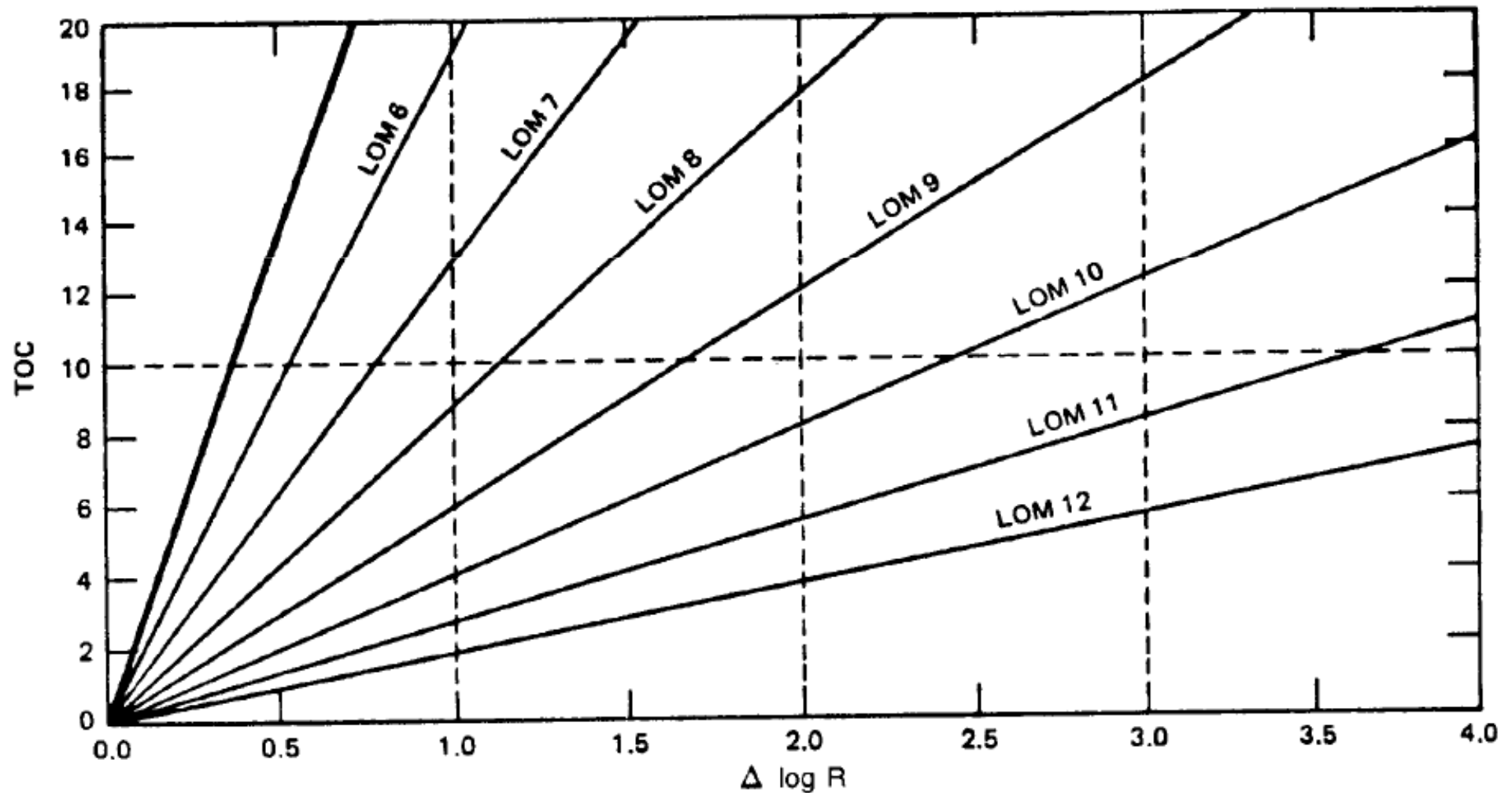
Metoda Q.R.Passey (1989). Podstawą metody jest szukanie anomalii pomiędzy krzywą DT a krzywą oporności, świadczącej o zwiększonej zawartości substancji organicznej w skale. Wartości anomalii są przeliczane na TOC.

Porównanie anomalii z literatury z anomalią z przykładowego odwiertu. Anomalia występuje w utworach dolnego syluru i ordowiku

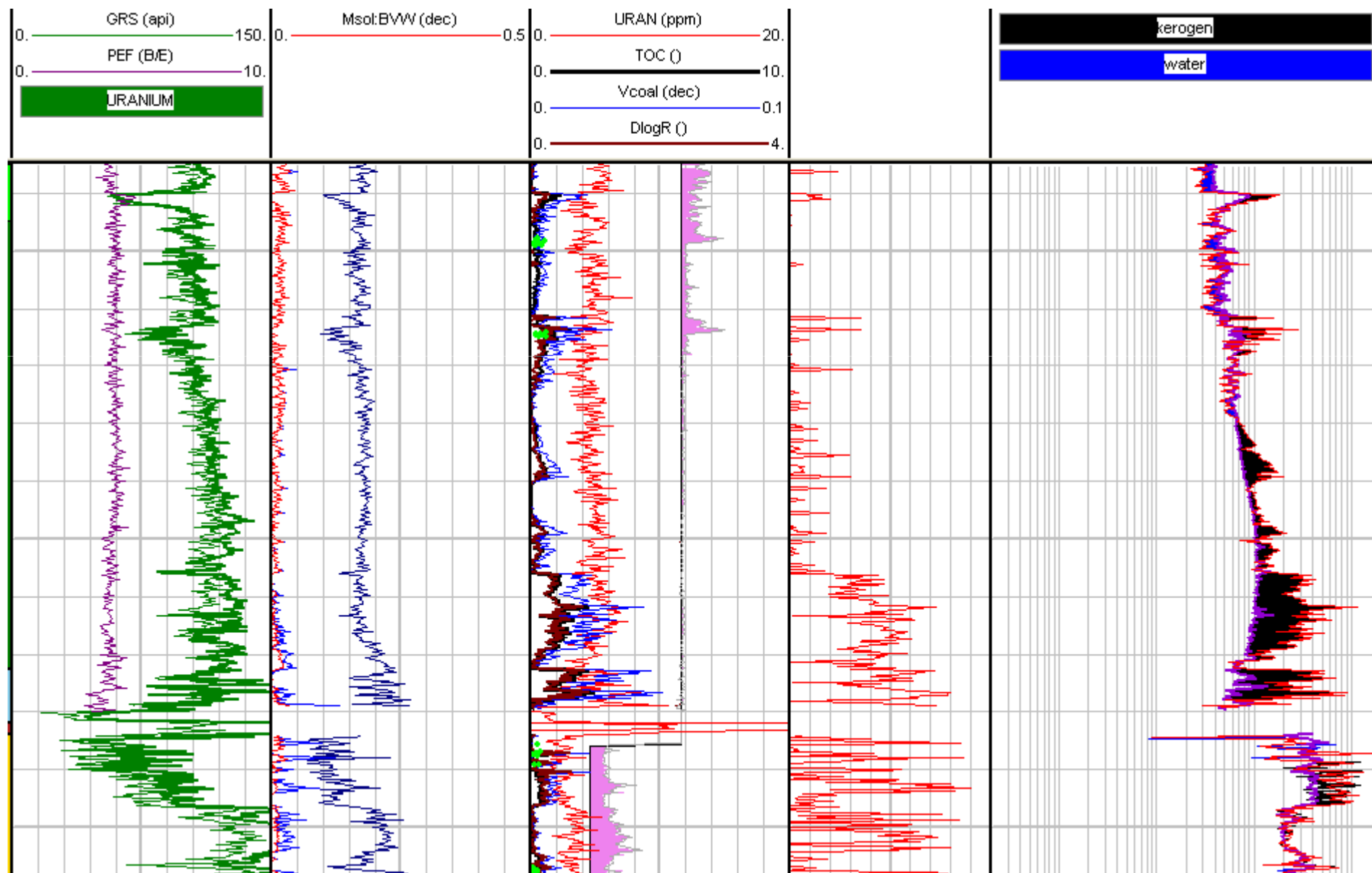


$$D\log R = \log (R_t/R_{t_{\text{base}}}) + 0.02 \times (D_t - D_{t_{\text{base}}})$$

$$TOC = D\log R \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)}$$



Wyniki interpretacji metoda Passey'a: obliczone TOC dla dolnego syluru i ordowiku.



Określania TOC metodą normalizacji.

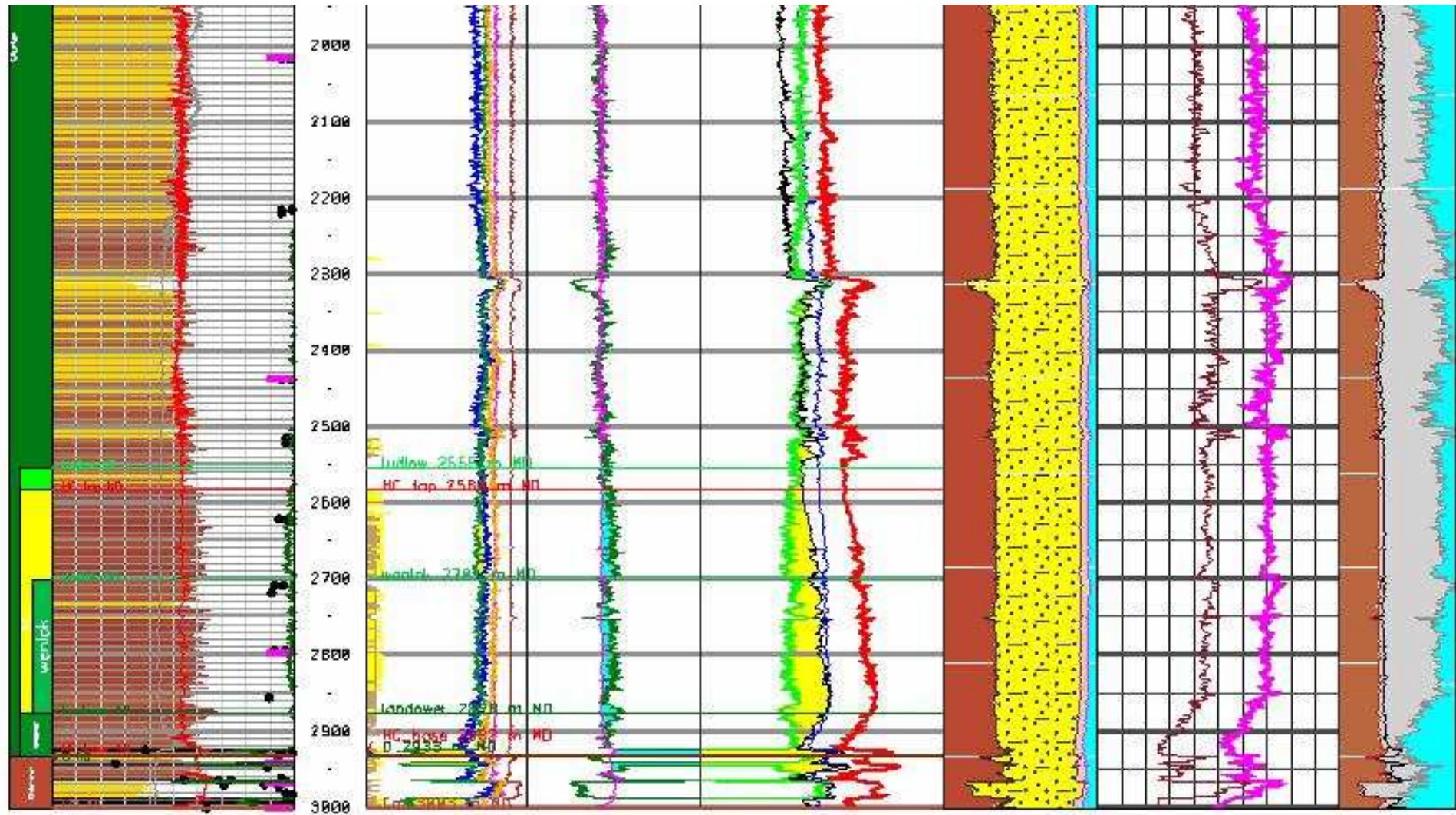
Ilość odwiertów w Polsce, gdzie można zastosować metodą Passey'a wynosi 4-5. W pozostałych **dane nie pozwalają na ten rodzaj interpretacji**. Jednak dzięki ułańskiej fantazji jesteśmy w stanie policzyć TOC indywidualnie na każdym odwiercie składając krzywe, na których można odnaleźć anomalię TOC:

- **Gamma Naturalne** - (anomalia składowej uranu) – składamy z Neutronem, SP, opornością
- **Neutron** (gazowe obniżenie na neutronie) – składamy z gamma i opornością
- **Oporność** (anomalia wysokoopornościowa) – składamy z każdą dostępną krzywą porowatościową (sonic, gęstość, neutron), gamma

W praktyce brak jest pomiarów DT, RHOB. Pomiar oporności realizowany sondami gradientowymi. Dostępne również Gamma Naturalne i Neutron-Gamma.

Baltic Depression Well

Courtesy of **REALM**
ENERGY INTERNATIONAL

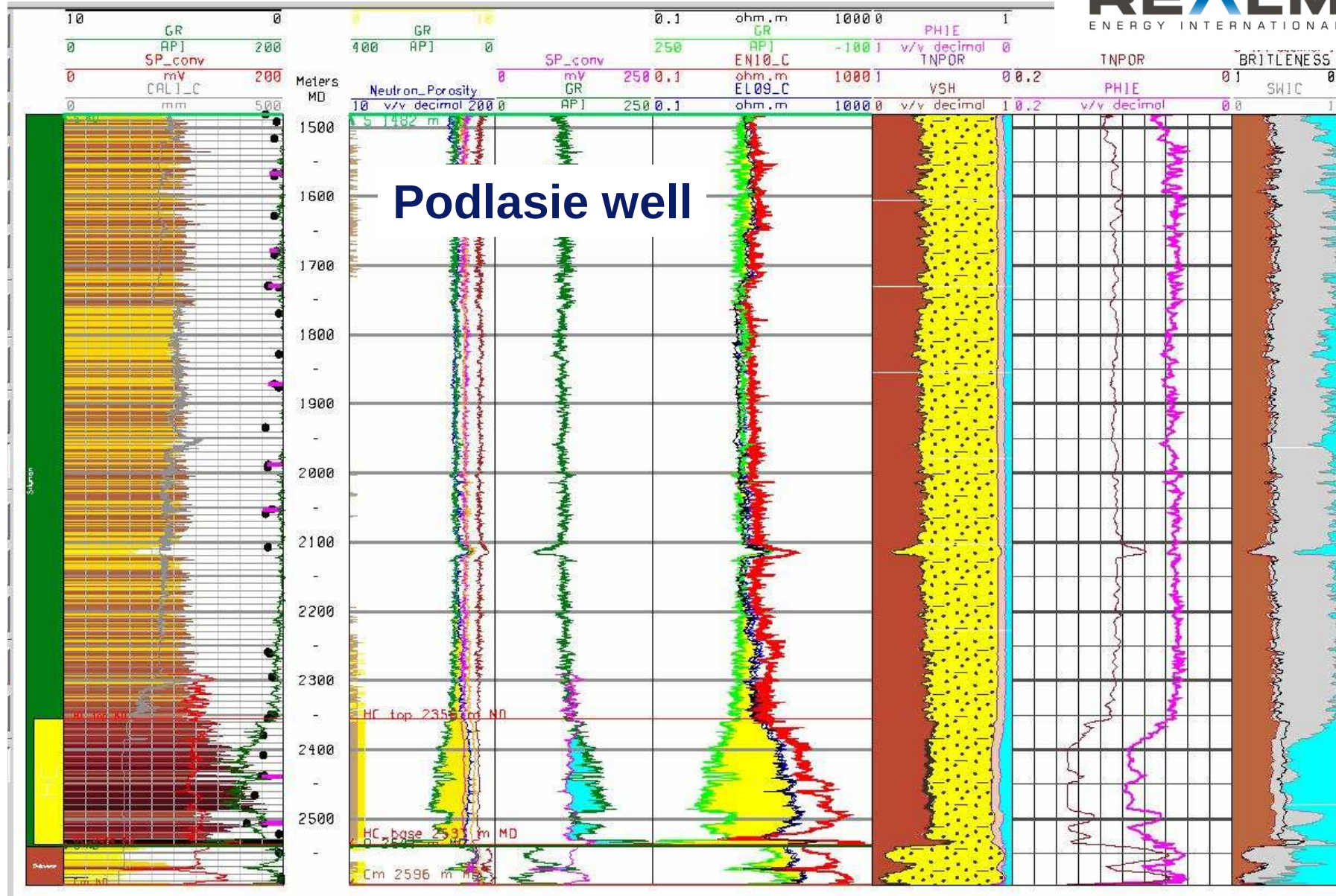


PGNiG

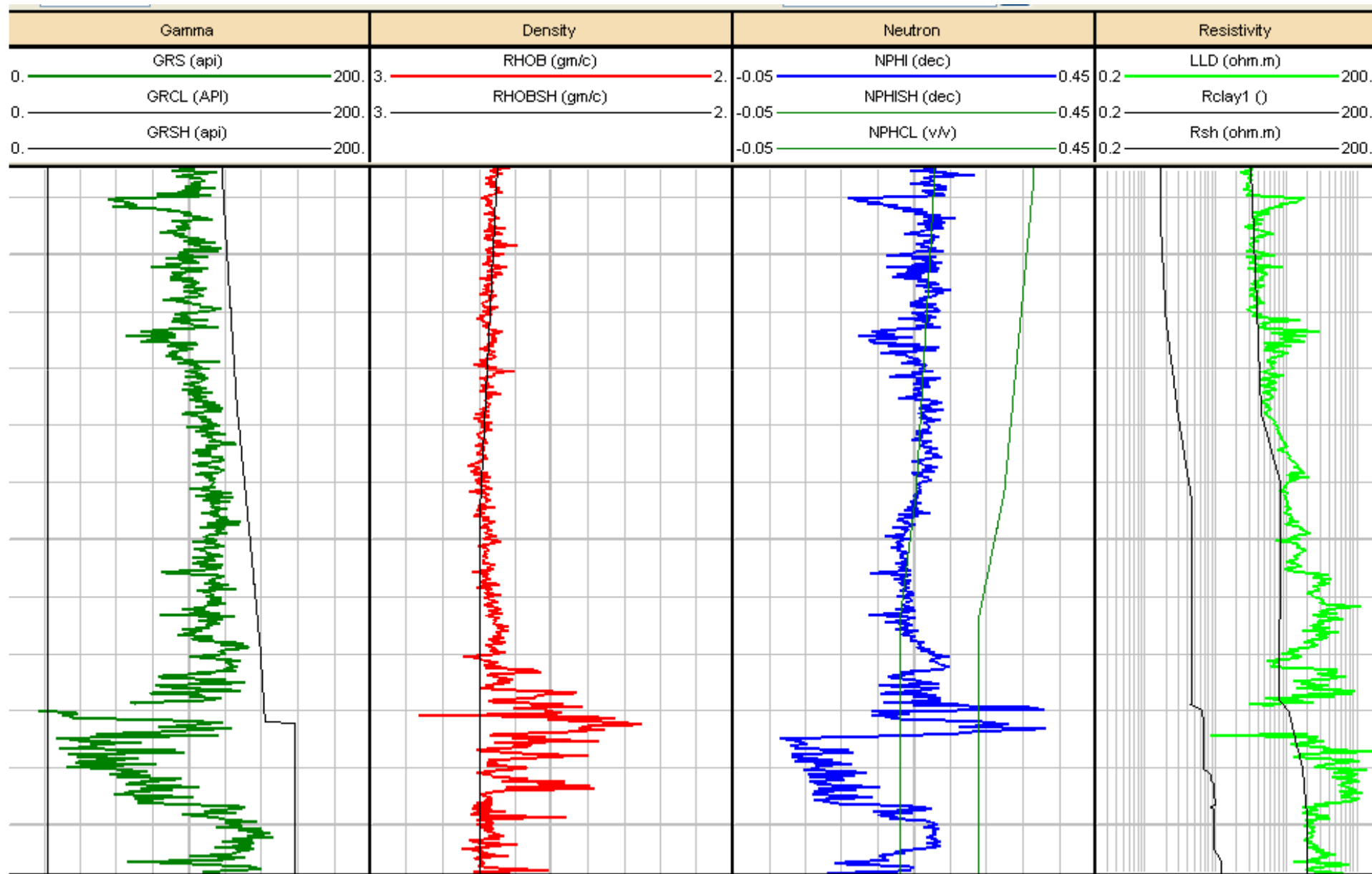
HALLIBURTON

Courtesy of

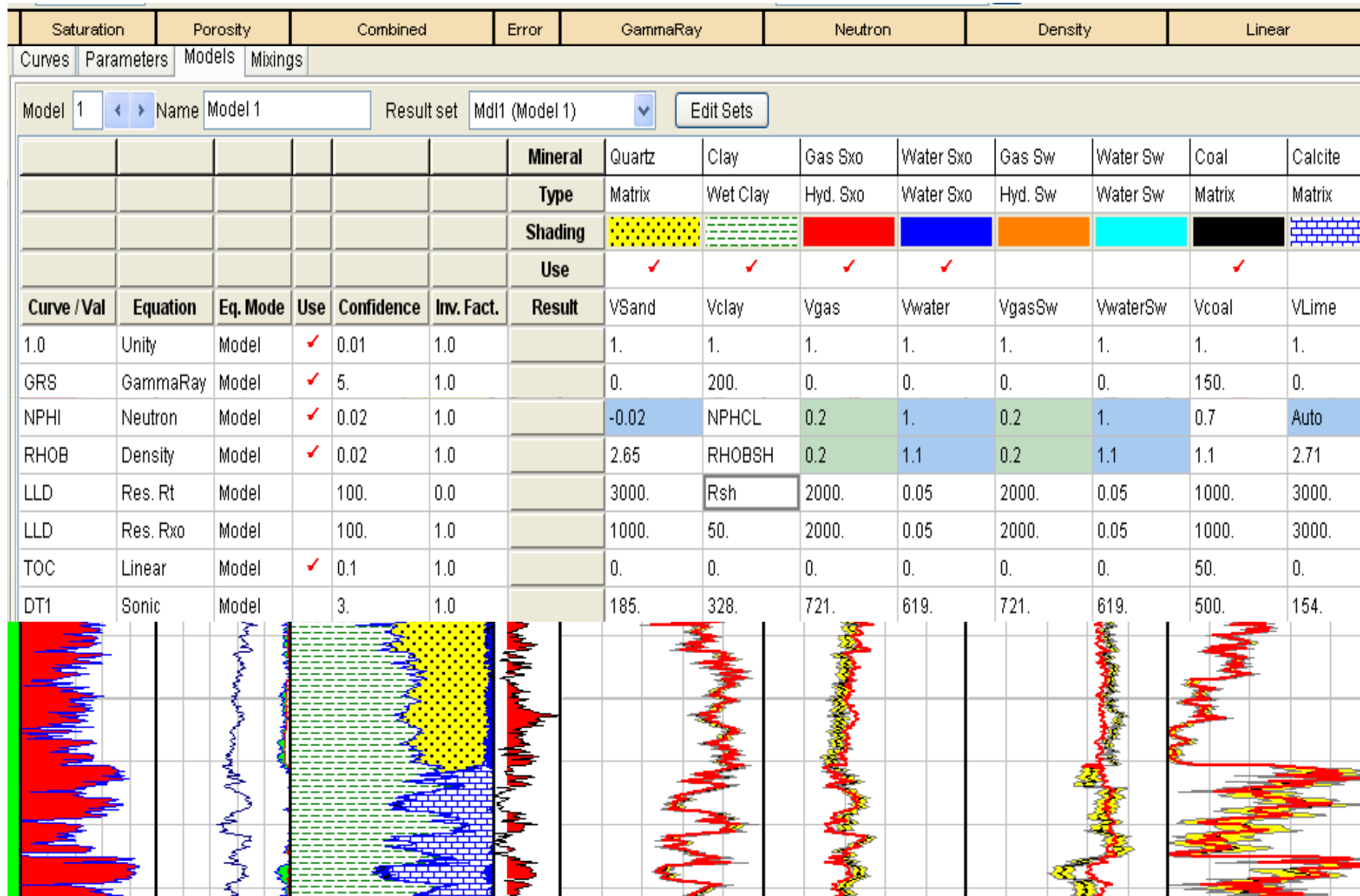
REALM
ENERGY INTERNATIONAL



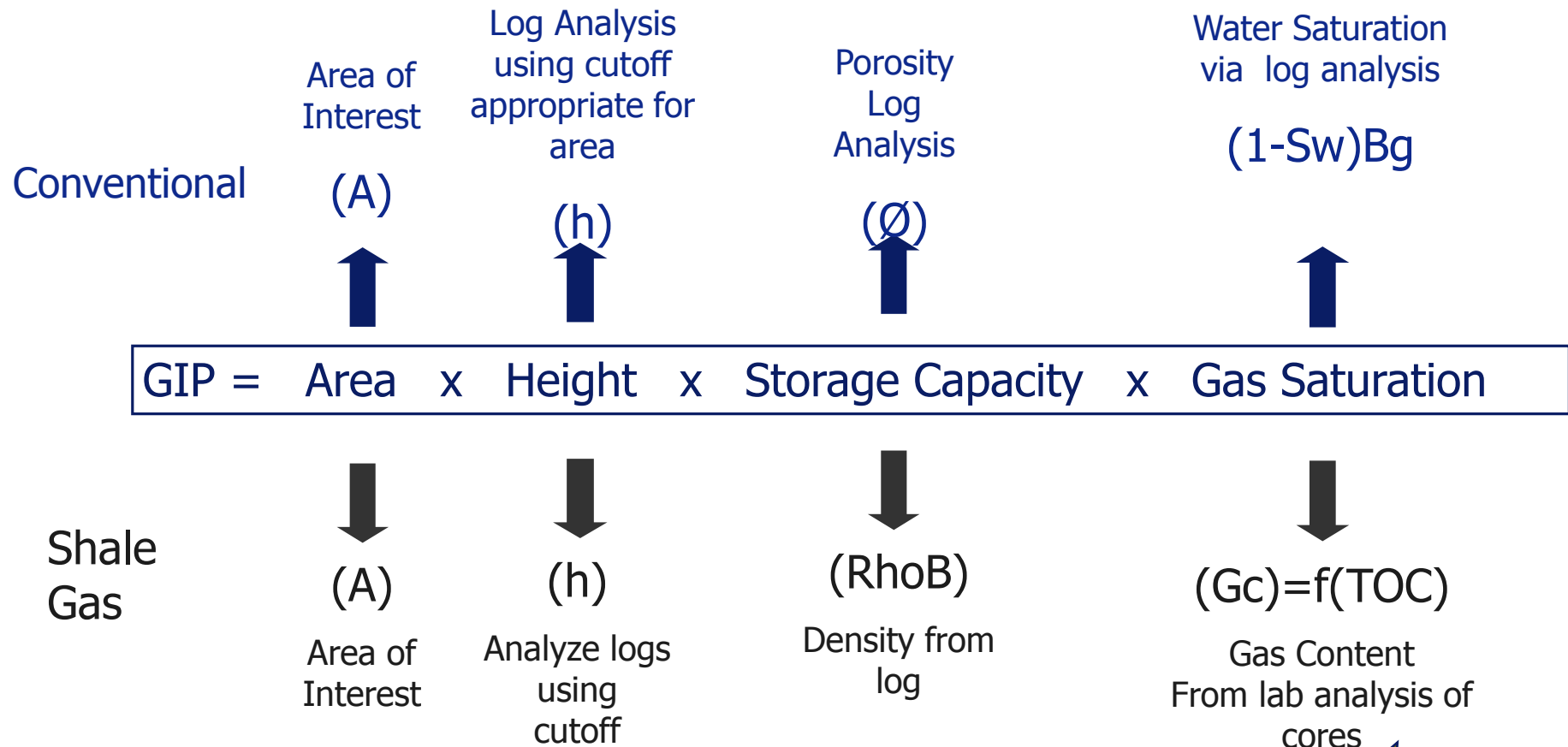
W celu interpretacji ilościowej, z uwagi na duże miąższości syluru i kompakcję – polecamy pracę na krzywych trendu.



Po właściwym określeniu TOC, należy przystąpić do rozwiązania modelu petrofizycznego, używając krzywej TOC jako wejściowej.



Shale Gas vs. Conventional Gas in Place



What we don't know now?

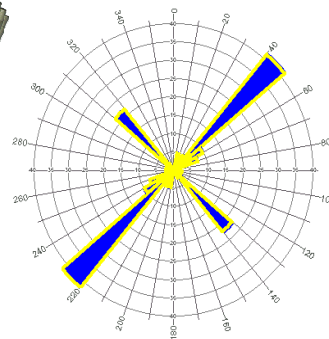
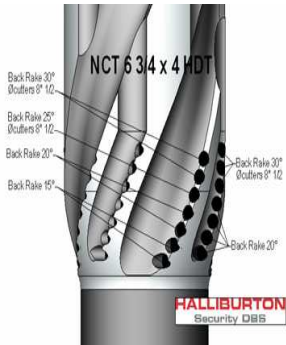
- Old TOC method were carried out without core preservation procedure. Then how much TOC were lost by weathering and degasation during pulling up?
- How much free gas / how much sorpted is in the rocks (Langmuir Isotherm)?
- What is Gas Content versus TOC?

Appropriate coring and lab measurement are substantial for understanding the Shale

Halliburton Coring Product Definition



Halliburton Drill Bit & Service offers a full spectrum of coring services



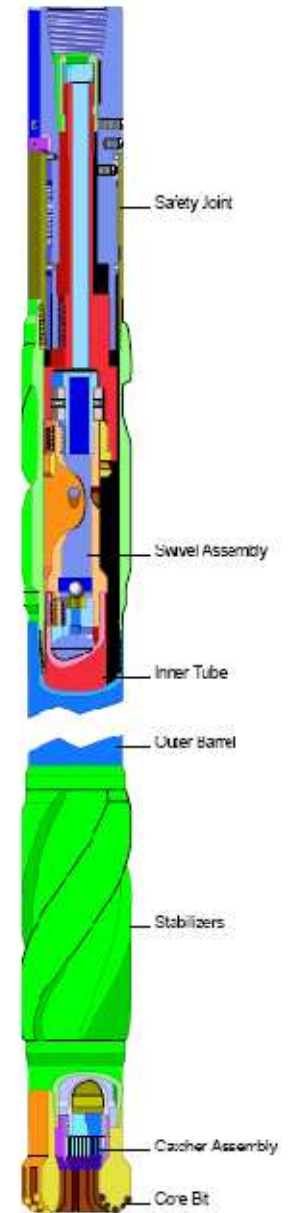
In 2008 a total of 3000 m + of core was cut in CE - 93% average core recovery

PGNiG

- Conventional (HDT Core Barrel)
- Horizontal Coring System
- Premium Low invasion Core Heads
- Sponge Coring System
- Oriented / Corienting Coring System
- Posiclose – Clam Shell Full Closing
- FCS/ HSB (Full Closure System)
- RockStrong System (Hard rock System)
- Slick Entry Coring System
- HPHT Coring System
- Wireline Coring System
- Anti Inhibition – Glider Coring System
- CoreTrack (Core Level Indicator System)

HALLIBURTON

Coring Services



Basic Data for Shale Gas Play

Static Data

- Core description
- TOC and RockEval (core preservation!)
- Maturity indicator VRo
- Sorbed Gas Capacity – Gas Contents
- Mechanical properties – for fracturing
- Gas composition
- Water composition
- Petrography (mineral contents)
- Special Core Analysis
 - XRD, Capillary pressure, **K pressure corrected**, Phase permeability.
- Normal Core Analysis
 - Porosity, K, Sw,
- Electrical Properties
- Wire line logs
 - Spectral GR, Resistivity, Density, Neutron, Dipole Sonic, FMI

Dynamic Data

- Drilling history
- Well testing
 - Permeability, Reservoir Pressure
 - Skin factor
- Production Data
 - Daily gas and water rates
 - Production bottom hole pressure
 - Static BH pressure
 - Surface facility constraints

...

5. Główne kryteria ekonomiczne projektu

- zasoby geologiczne gazu (niepewność wyznaczania zasobów)
- jakość gazu (zakładana, zależy od czynników geologicznych)
- cena gazu (obecna, w przyszłości)
- koszty i metoda rozwiercania złoża odwiertami horyzontalnymi (gęstość powierzchniowa klastrow, ilość odwiertów w klastrze, długość odwiertu, metoda szczelinowania...)
- koszty zagospodarowania gazu (cena koncesji, budowy rurociągów...)
- ...?

= WIELE, WIELE OPCJI

(kto chce być decydentem?)

Asset Decision Solutions*

Best Practice Asset Planning

TRADITIONAL APPROACH

- Linear and time consuming
- 1 technically detailed scenario chosen qualitatively
- No direct linkage between uncertainties and scenario outcomes (safety = 0)
- Difficult to evaluate total asset performance
- Execution of the right project?



Multiple technologies

Modular, lacks uncertainty analysis with optimization, not integrated decision analysis

TECHNICAL DOMAIN FOCUS

ADS* APPROACH

- Iterative - days vs. months
- All scenarios considered with numeric optimization
- Early risk identification and effect on outcomes (full margin of safety)
- Constant evaluation of total asset
- Execution of the right project!



ADS* Approach

Enables multiple domain risk & scenario analysis under conditions of uncertainty with optimization

BUSINESS FOCUS

Zarządzanie ryzykiem przy modelowaniu zabiegu szczelinowania z uwzględnieniem niepewności danych

Manage Risk by Modeling with Uncertainty

Uncertainties

		Min	Avg	Max	Type of Distribution
Sand A	Porosity	0.11	0.16	0.17	Triangular
Sand B	Porosity	0.1	0.145	0.15	Triangular
Sand A	Permeability	0.001	0.005	0.01	Triangular
Sand B	Permeability	0.001	0.005	0.01	Triangular
Sand A	Water Sat	Will Remain with interpreted values			N/A
Sand B	Water Sat	Will Remain with interpreted values			N/A

Decisions

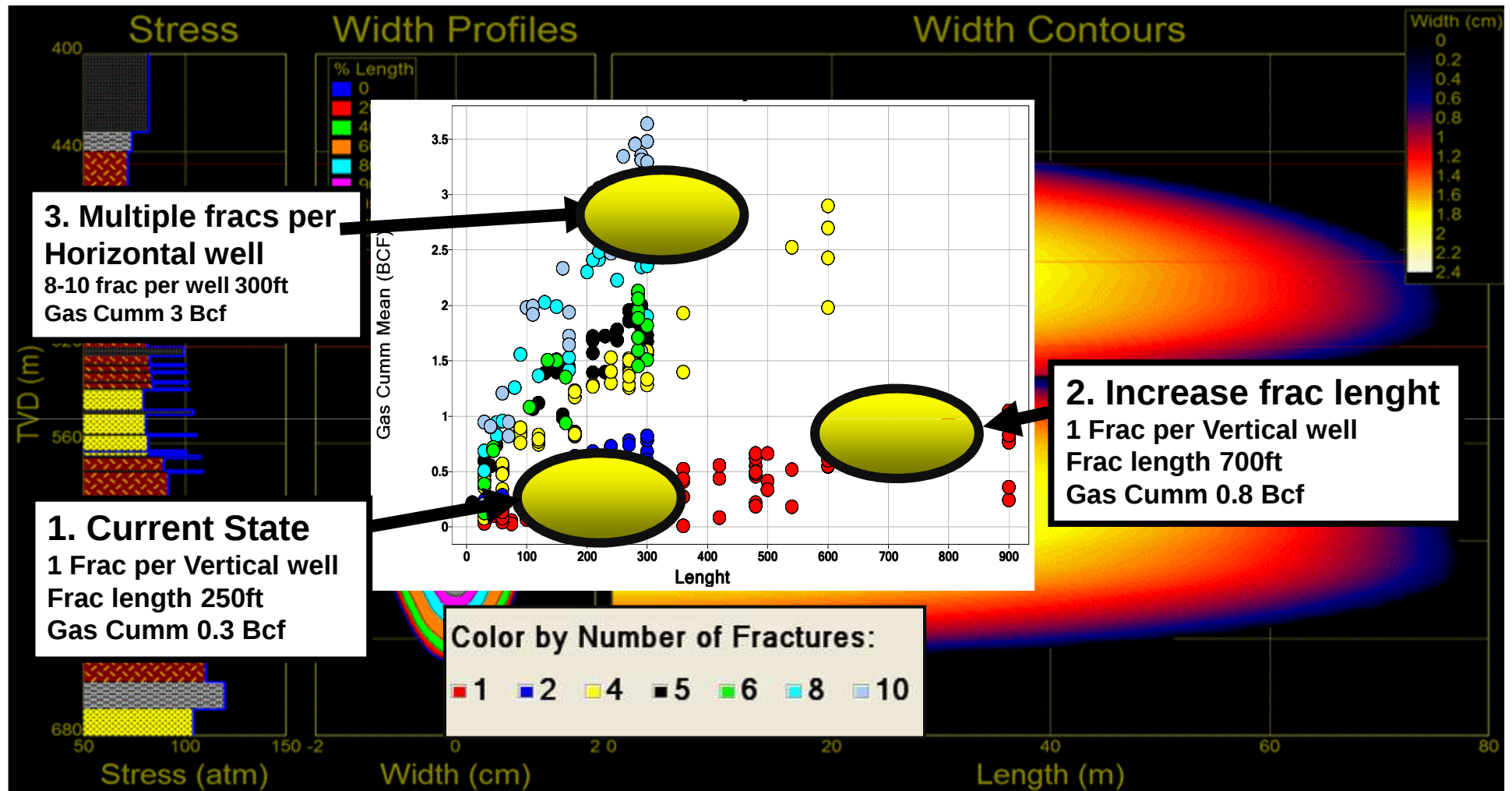
	Horizontal Length (ft)	Number of fractures	Conductivity (md-ft)	Fracture Half-Length
Options	2,000	9	70	100
	3,000	7	1,250	350
	4,000	5		

•Size of drainage area depends on well type and frac lengths

Horizontal Length (ft)	Y (ft)	X (ft)	Area (Acres)
2,000	800	2,500	45.9
3,000	800	3,500	64.3
4,000	800	4,500	82.6

Well Productivity Modelling

Fracturing scenario analysis



Given the large number of variables considered, numerical simulation was required to quickly focus on optimum scenario

ASSET DECISION SOLUTION

An Example of Possible Scenarios

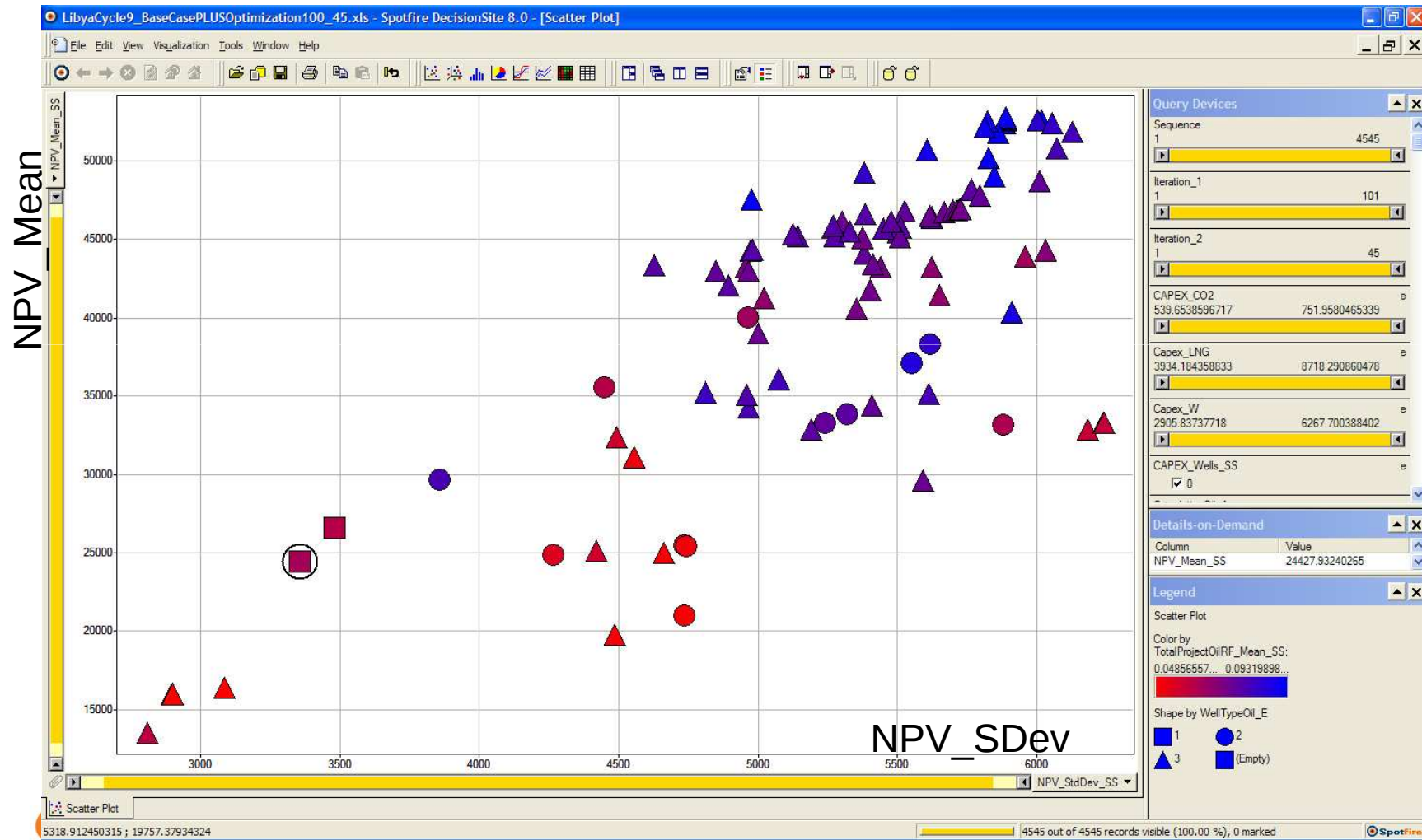
Decisions

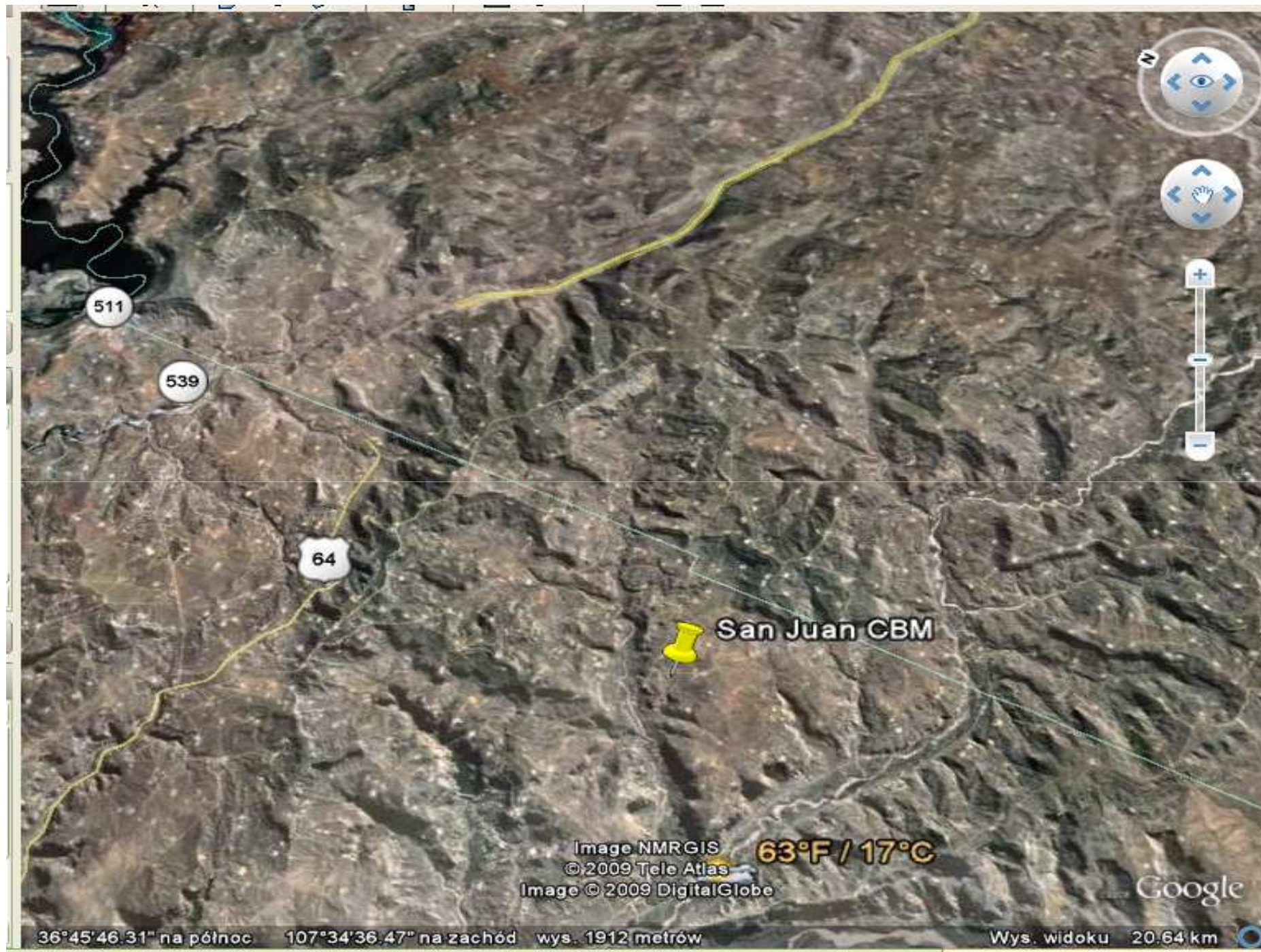
Options	RESERVOIR	Type	well count	enhanced method	price
	Conventional D	vertical	5	no one	0
	Tight Gas Ps	horizontal	10	acidizing	10
	Shale Gas S	multilateral	15	fracturing	100
	D+Ps	deviated	>20	advanced fracturing	1000
	PS+D+S	vertical to CA multilateral Shale	50		10000
	S+D shale gas		100		100000
	Con_D+un_D+unc S		150	Acidizing + fracturing	

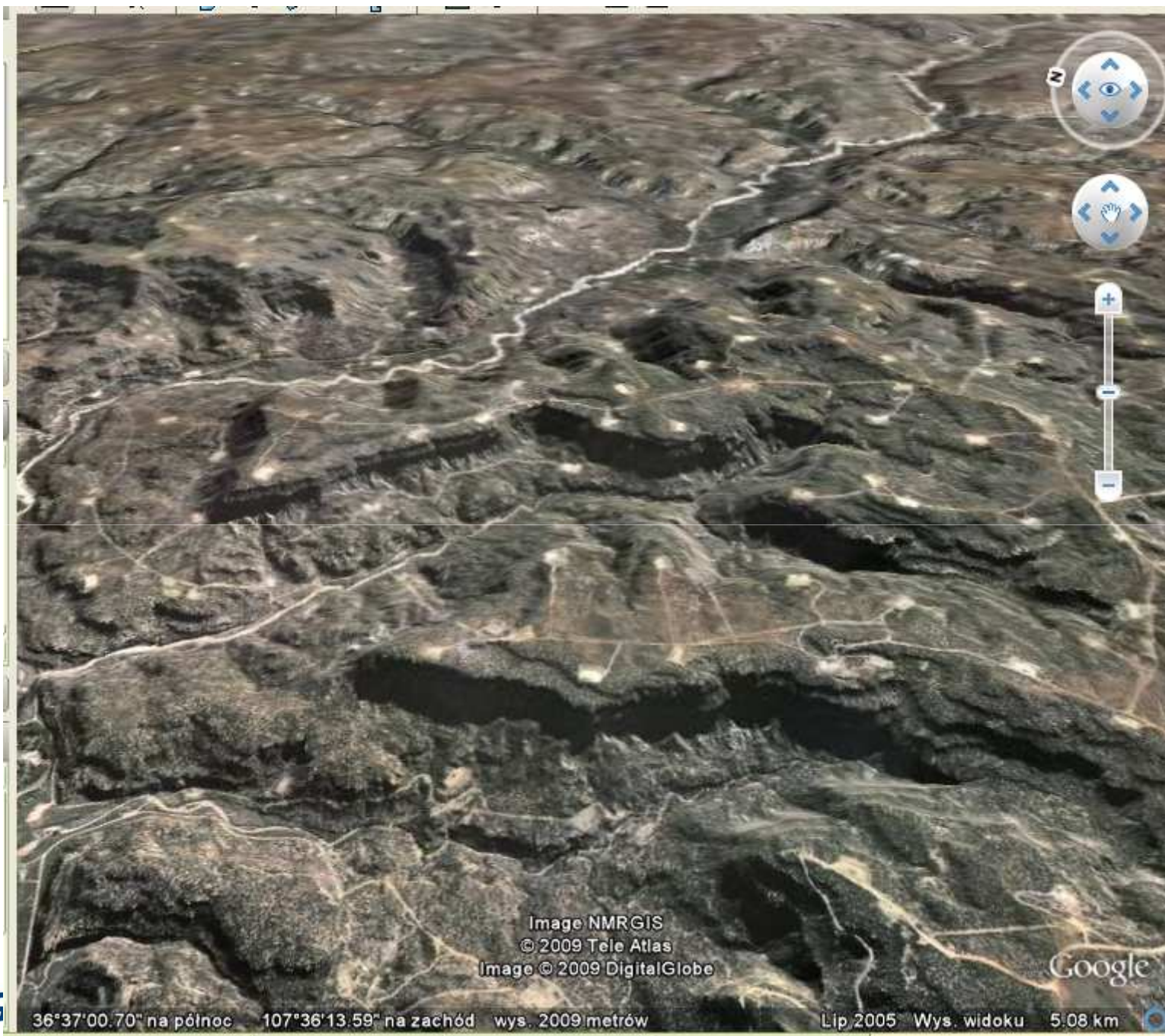
Analyze and Optimize

Decisions with uncertainty

- Build Integrated Asset Model







Możliwa produkcja z odwiertów horyzontalnych w utworach ShaleGas w okresie 25 lat w USA. 50% całkowitej produkcji jest uzyskiwane w przeciągu 4 lat eksploatacji. Należy liczyć się z tym, że aby inwestycja tego typu była opłacalna należy obniżyć koszty wiercenia odwiertu horyzontalnego do ok. 15 mln PLN.

