

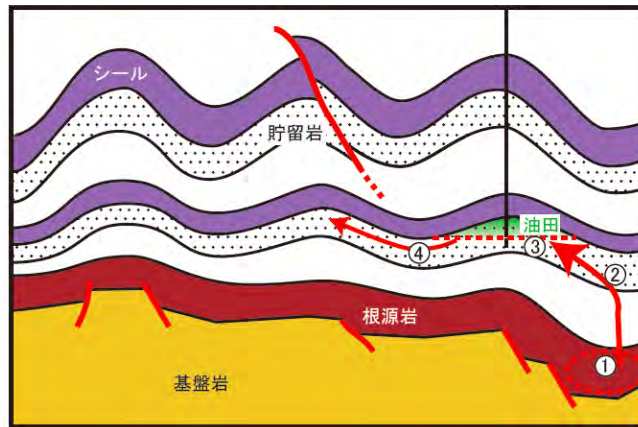
石油・天然ガス資源

東京大学大学院工学系研究科
エネルギー・資源フロンティアセンター
佐藤 光三

内容

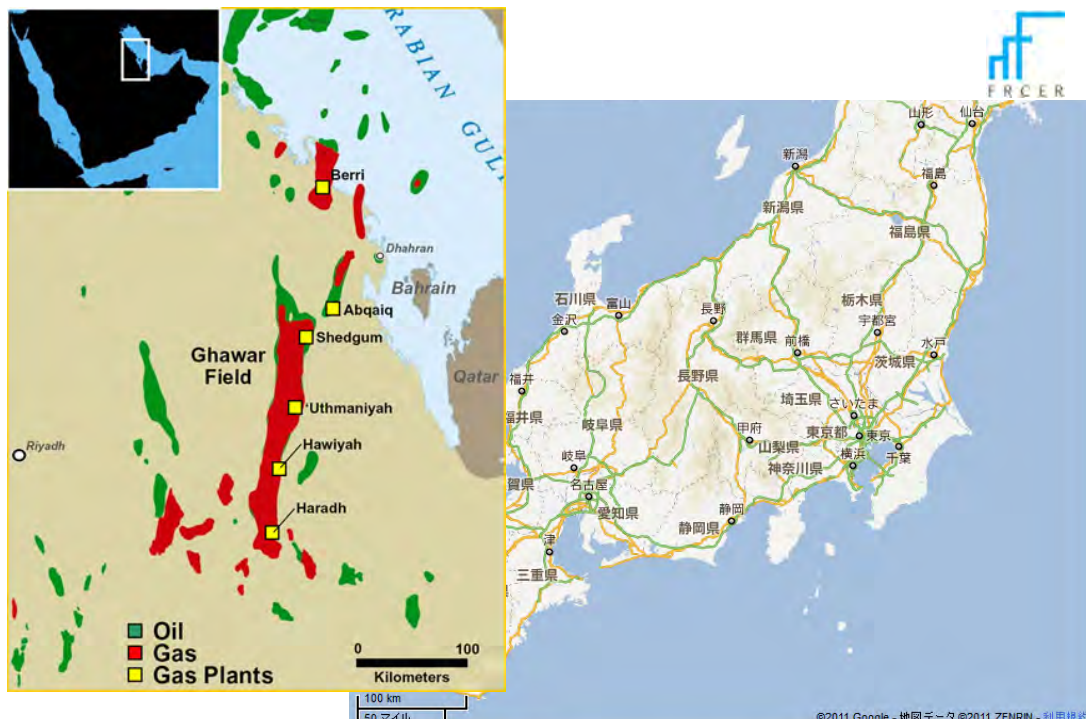
- 貯留層評価技術
- 埋蔵量
 - 分類
 - 可採埋蔵量の統計・確率論的解釈
 - 可採埋蔵量の工学的解釈
- 回収率向上技術
 - 坑井特殊仕上げと刺激法
 - EOR
- 非在来型資源

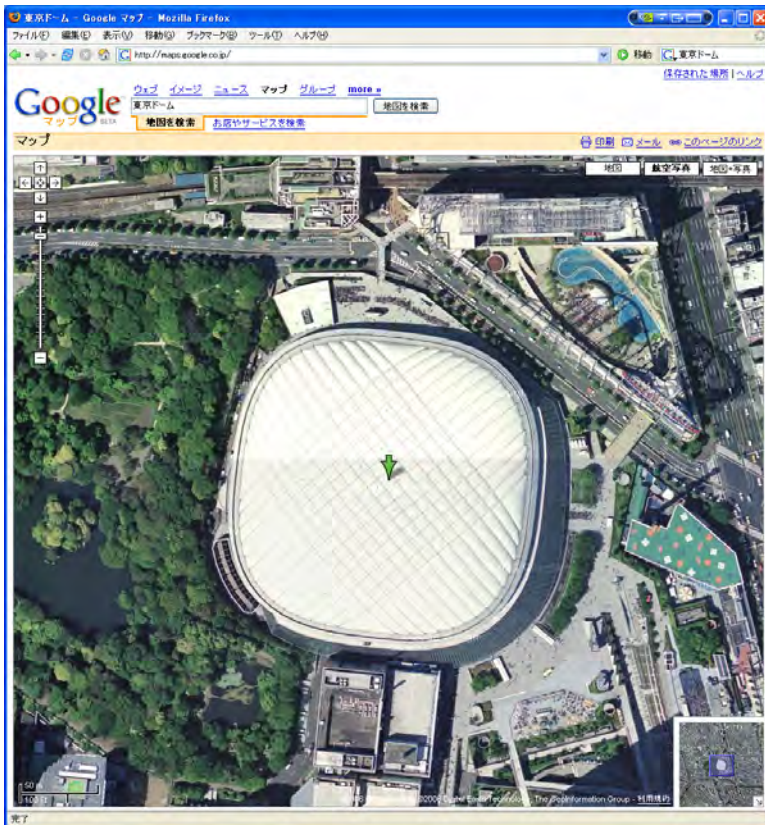
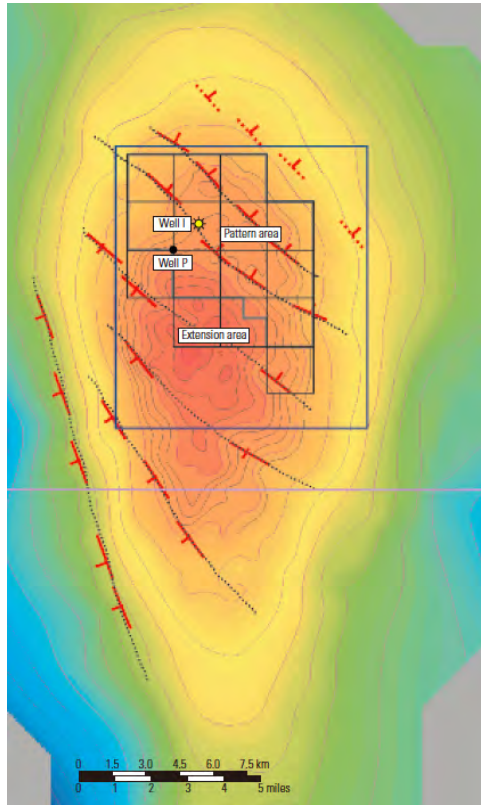
油・ガス田の形成



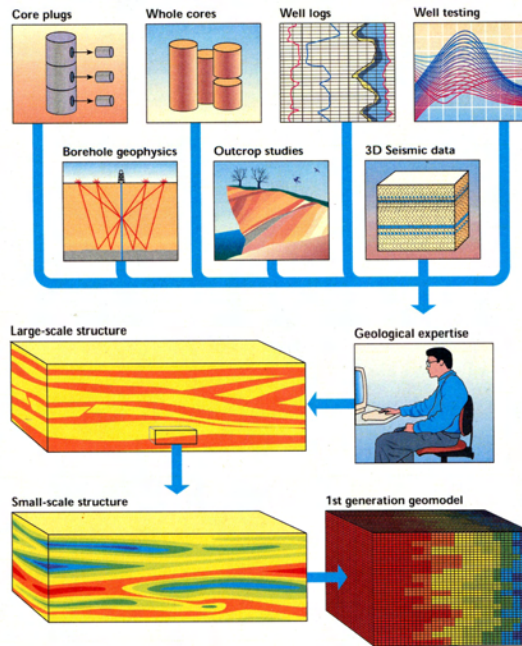
- ① 根源岩で生成した石油は微細な割れ目を通して根源岩から排出（一次移動）される。
- ② 空隙の多い貯留岩に入った油は、浮力によって地質構造の高まりに移動する（二次移動）。
- ③ 地質構造（シール）によって行くてをはばまれた油は貯留岩に貯まる（集積）。
- ④ 集油地質構造（トラップ）を満たした油は、こぼれ出して別のトラップに移動することもある。

大野 (石油・天然ガスレビュー, 2005)



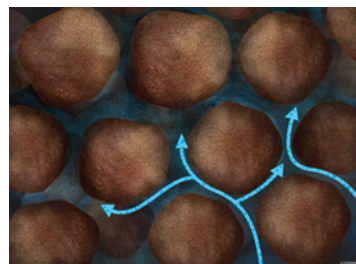


貯留層評価技術



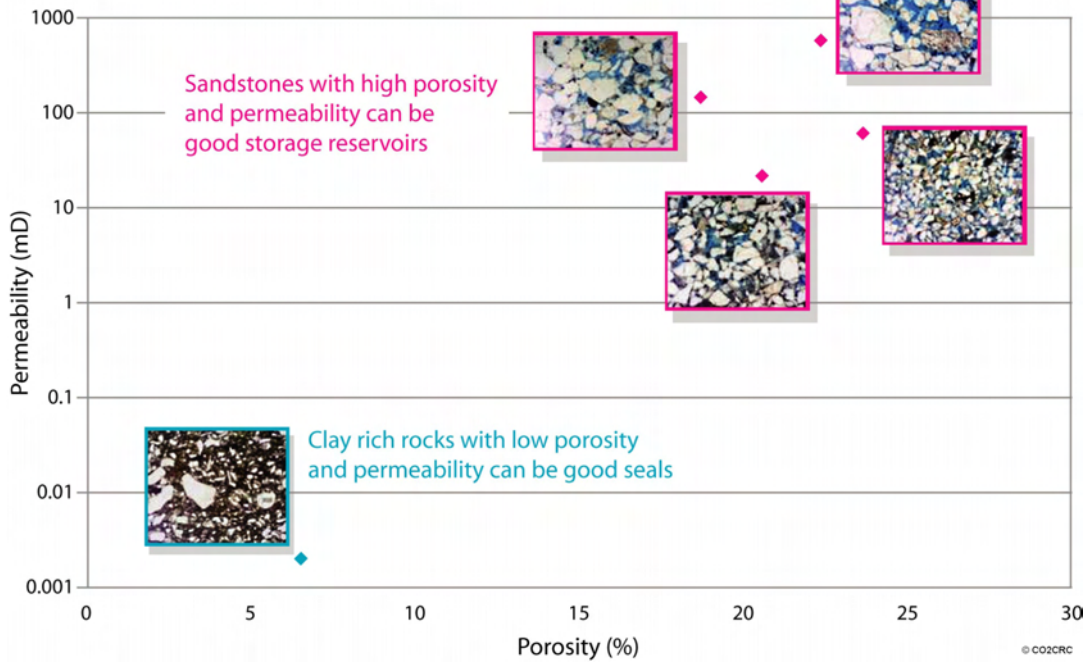
Oilfield Review (1996)

コア分析



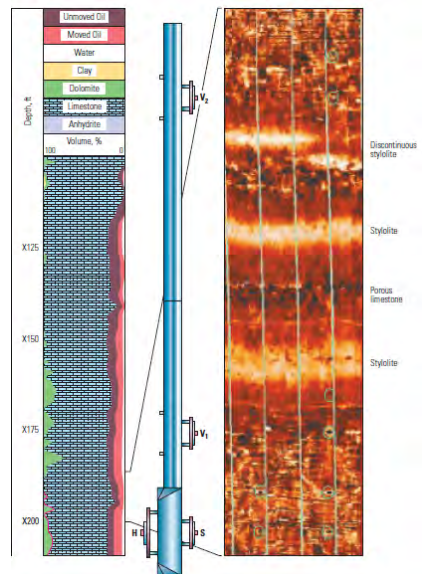
CO2CRC

Porosity versus permeability



© CO2CRC
CO2CRC

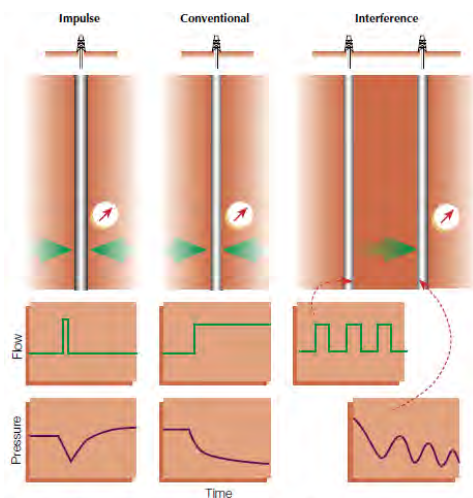
物理檢層



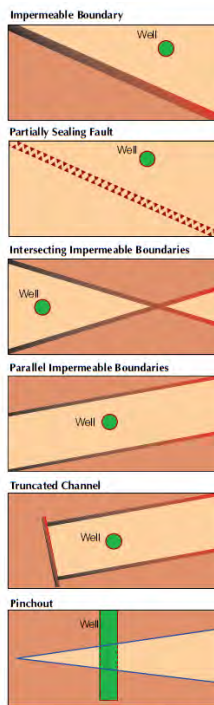
< Volumetric analysis (left) and the four-probe MDT tool (middle) set across the Y3 stylolitic interval in Well F. The FMI image (right) was run after the tests and shows clearly the imprint (circled in green) of the four probe assemblies at two different tool locations.

Oilfield Review (2001)

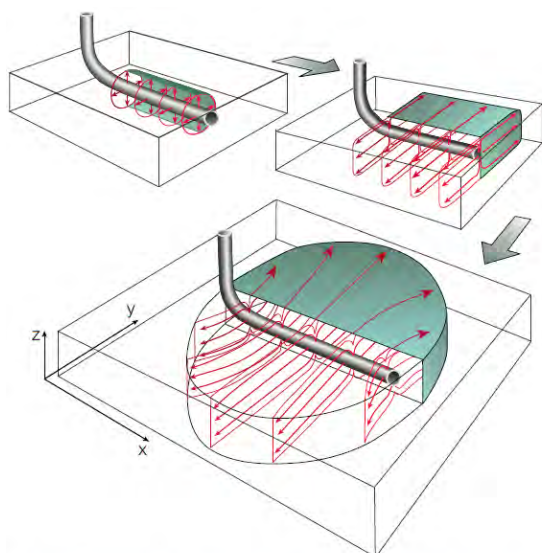
压力解析



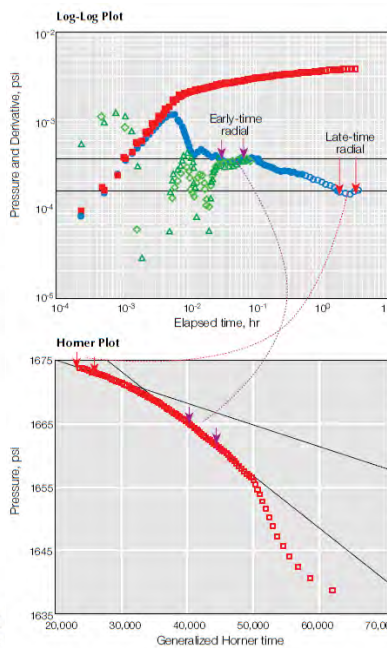
Three types of well testing: Impulse, conventional and interference. Impulse testing measures the transient caused by a very brief flow, typically just as the well is perforated. Results yield skin and permeability and may indicate if remedial stimulation is required. Conventional well testing measures the shut-in transient after a lengthy flow period and is often used to detect reservoir limits. Interference testing measures the transient in a well caused by one or more flow pulses in a nearby well. Results yield details about interwell transmissivity and storativity.



Oilfield Review (1992)

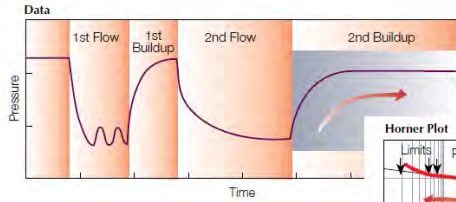


Phases in a horizontal well transient test. After wellbore storage has disappeared, flow is first radial toward the well in the vertical y-z plane, then linear in the y-z plane, finally radial in the x-y plane. The first and third regimes produce plateaus on the log-log diagnostic plot and can be analyzed to provide vertical and horizontal permeability.



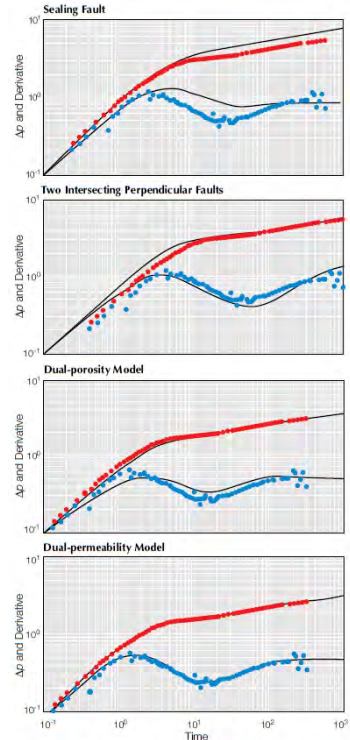
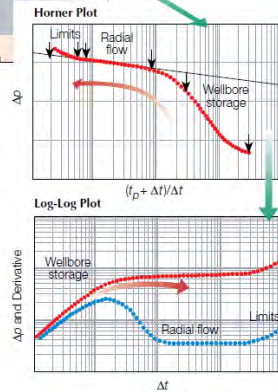
Diagnostic plot for the two buildups combined and specialized Horner plot for the second buildup test. The diagnostic plot includes pressure change, the pressure change derivative and the convolution derivative (green open triangles and diamonds only shown at early time when different from derivative). Characteristic of horizontal well tests, two plateaus can be picked out that on the specialized plots give horizontal and vertical permeability values and skin. The convolution derivative that eliminates wellbore storage proves most reliable for establishing the first plateau.

Oilfield Review (1992)



□ Elements of a conventional two-stage buildup transient test. Testing engineers use the first flow period to clean up formation damage and adjust the choke to gauge the producing capacity of the well. The first buildup provides a first estimate of reservoir pressure. Then begins a long flow period, followed by a longer buildup. Analysis of the transient measured during this second buildup reveals details of the near-wellbore region, formation characteristics such as permeability, and distant limits of the reservoir.

Traditional analysis centered on the Horner plot (middle), in particular the straight-line trend that signals radial flow. Today, the log-log plot (bottom) of Δp and the derivative, the slope of the Horner plot, is used to first diagnose the various flow regimes of the transient. Then, specialized plots such as the Horner plot are used to estimate specific parameters such as permeability, skin and reservoir pressure.

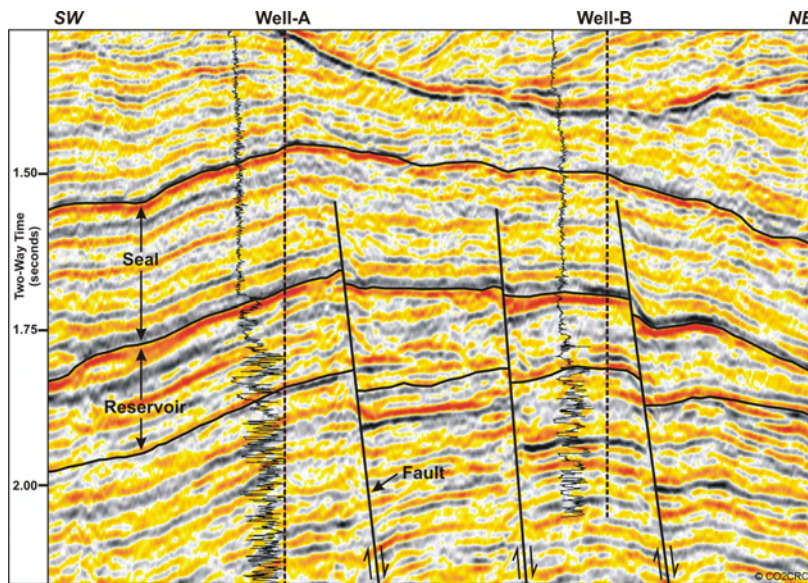


Oilfield Review (1992)

露頭調査



地震探査

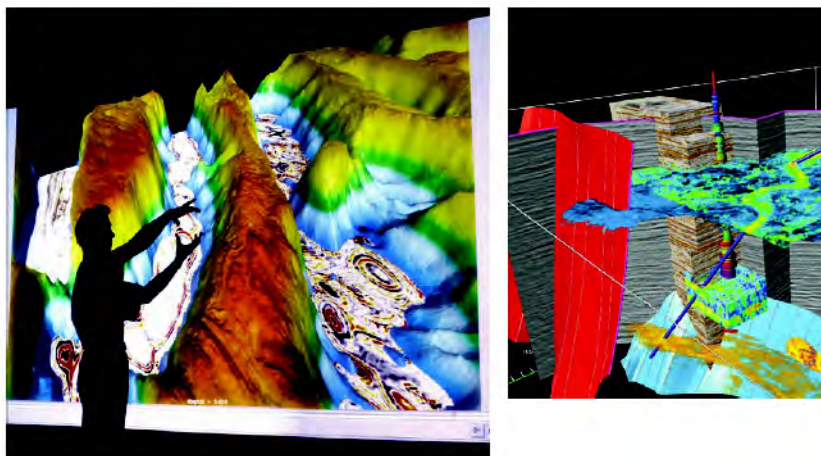


CO2CRC

デジタルオイルフィールド

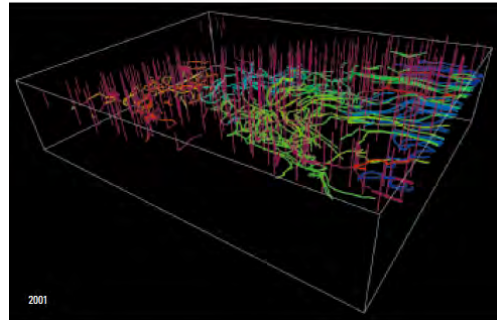
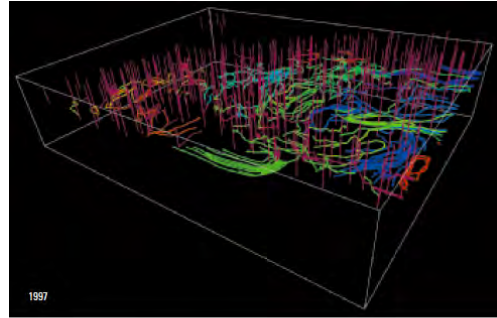
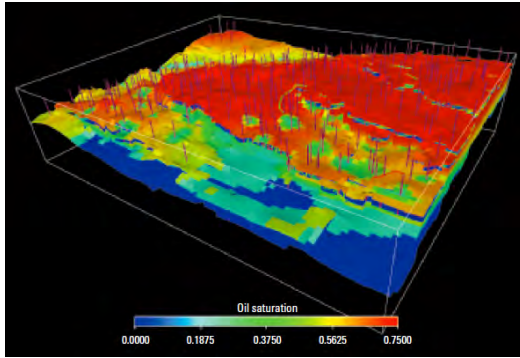


- 統合化可視化環境 (VRを用いた没入)



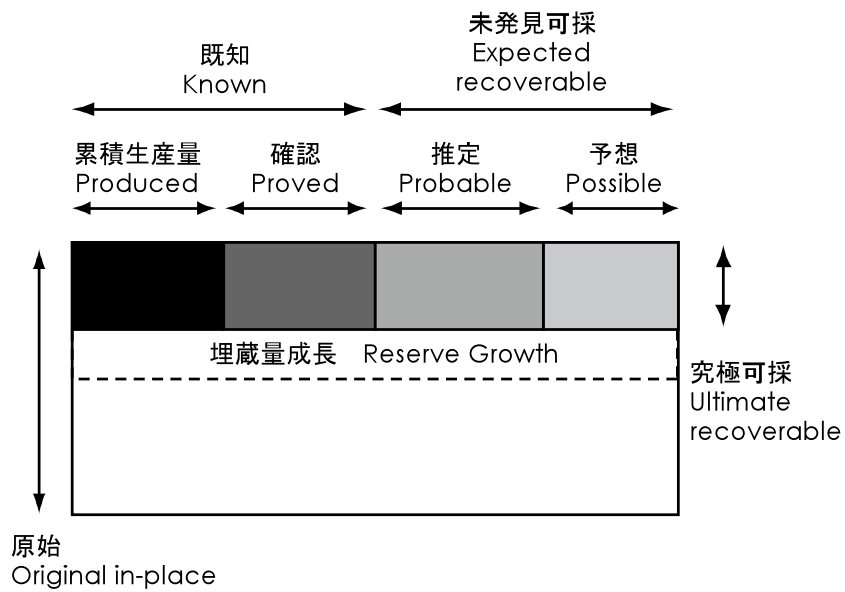
高市、石田 (石油・天然ガスレビュー, 2005)

油層シミュレーション

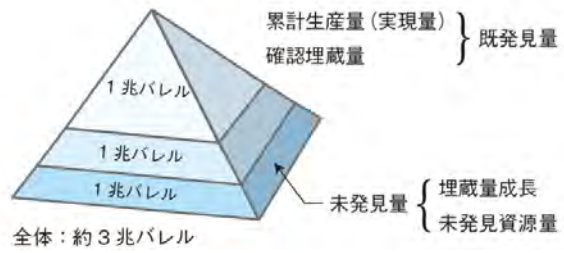
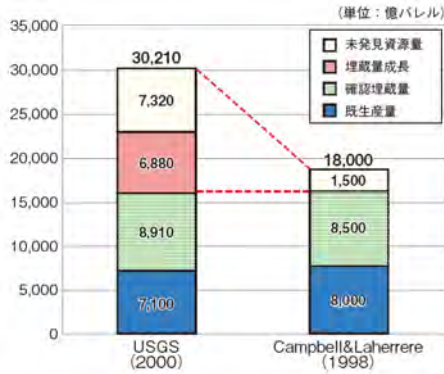
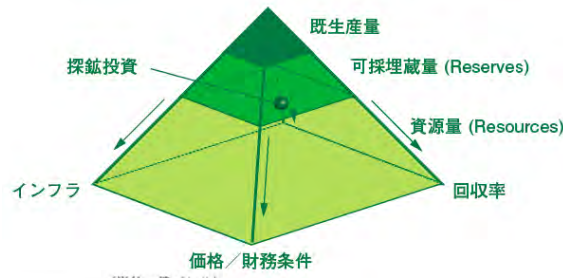


Oilfield Review (2001)

埋蔵量の分類 USGS 2000

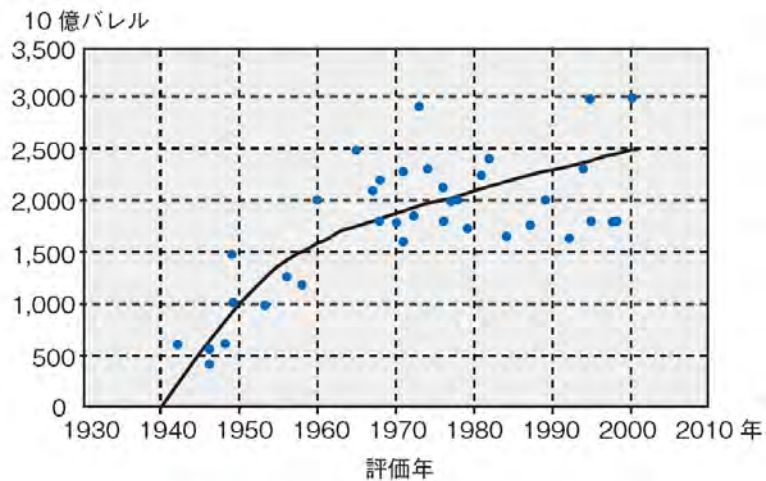


資源ピラミッド



本村、本田 (石油・天然ガスレビュー, 2007)

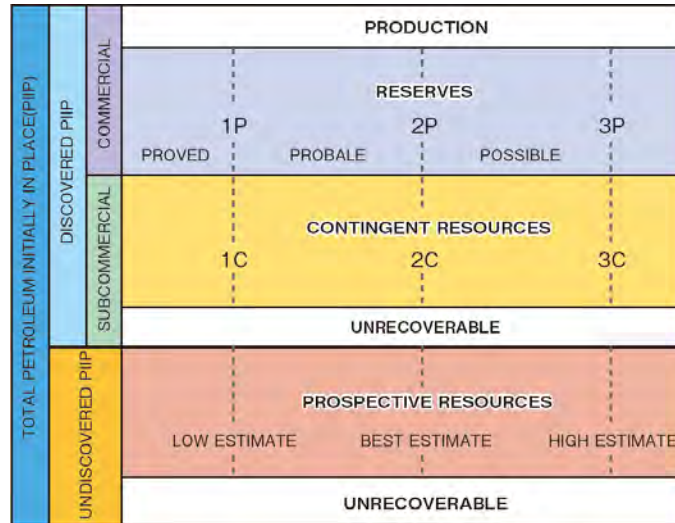
資源量評価値の変遷



本村、本田 (石油・天然ガスレビュー, 2007)

埋蔵量の分類

SPE/WPC/AAPG/SPEE 2007



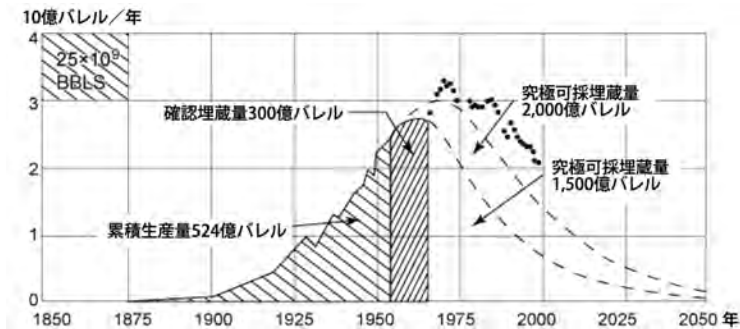
坂口 (石油・天然ガスレビュー, 2007)

統計・確率論的考察



Hubbert Peak

- 累計生産量の増加率は累計生産量に対して直線的に減少する
 - アメリカ合衆国本土48州の究極可採埋蔵量が1500億バレルの場合は1965年頃に、2000億バレルの場合は1970年頃に石油生産量はピークに達する



本村、本田 (石油・天然ガスレビュー, 2007)

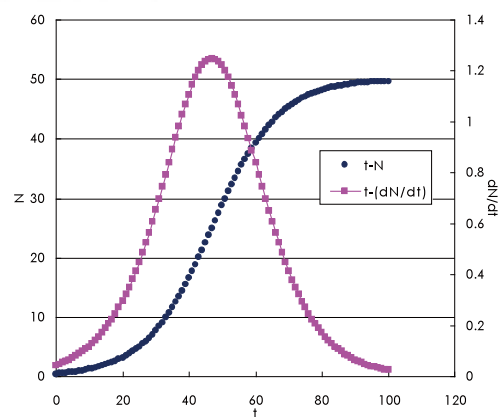
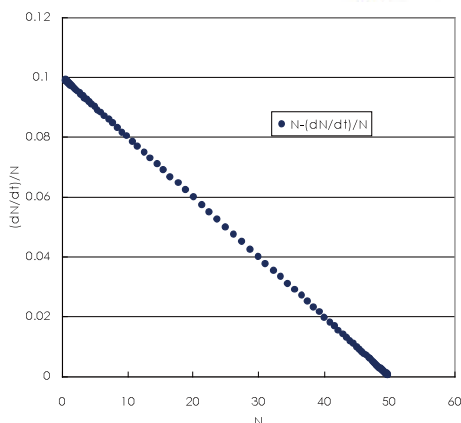
ロジスティック曲線



人口論（生化学反応速度論）

- 個体群の成長に抑制的に働く環境抵抗は個体数Nに比例する

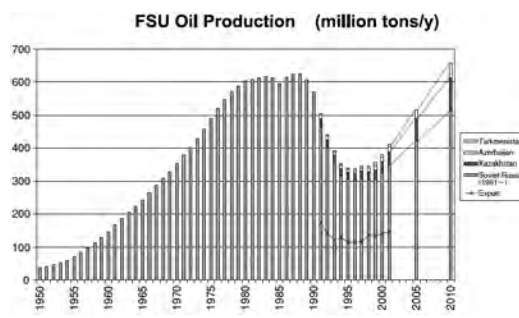
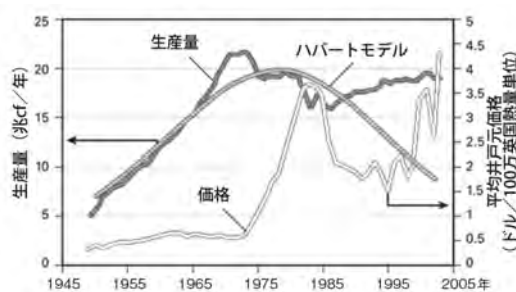
$$\frac{dN}{dt} = (r - r'N)N$$



天然ガスは？ ロシアは？



ロジスティック曲線からの乖離

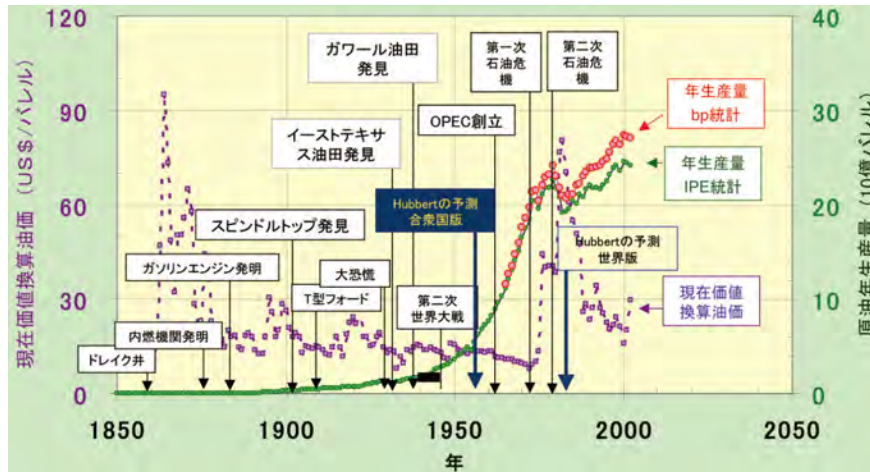


本村、本田 (石油・天然ガスレビュー, 2007) 本村 (石油・天然ガスレビュー, 2003)

ピークオイル論



- 1989, 1997, 2004, 2005, 2006, 2010, ...
 - 究極可採埋蔵量=1.8兆bbl (2005)

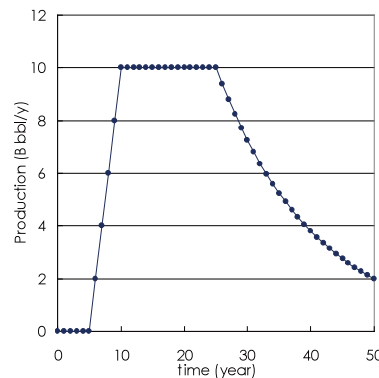


本田 (石油・天然ガスレビュー, 2005)

現実的生産履歴の再現



- 原油生産推移モデル
 - 主な埋蔵量追加 (1945年~2005年) : 300億bbl/y
 - 需要制約は無視できる (生産能力の評価)
 - 生産履歴 : 5年+5年+15年+

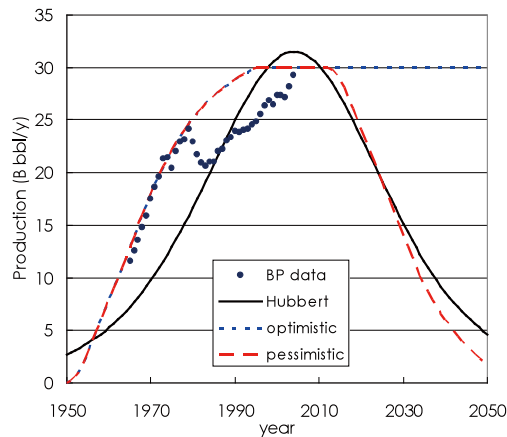


現実的生産履歴の再現



□ 悲観ケース

- 究極可採埋蔵量：1.85兆bbl
- ロジスティック曲線を近似



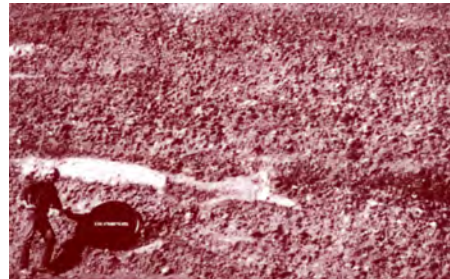
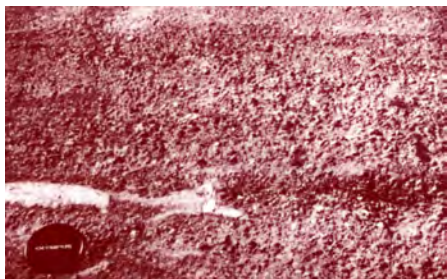
油田規模分布からの推定



□ フラクタル

- 特徴的な長さを持たない図形・構造・現象の総称

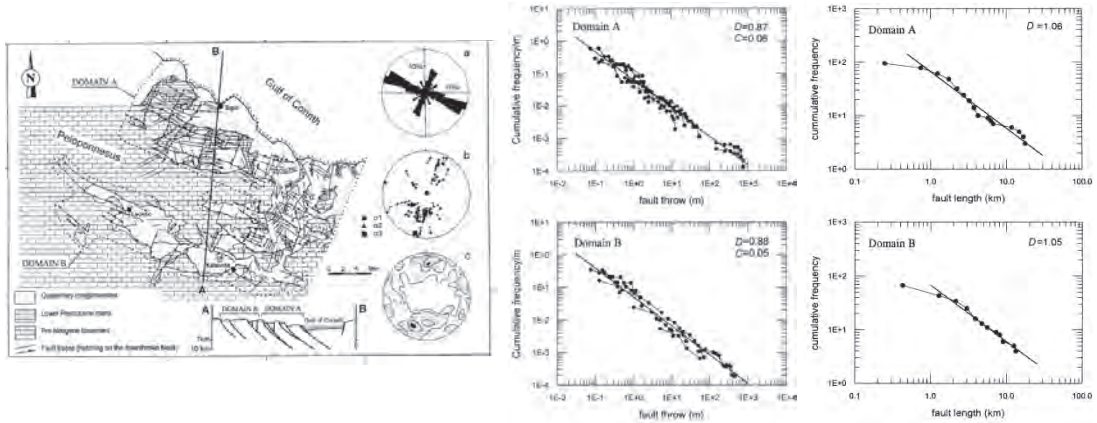
「面白いことに、その円錐形のひびわれを、毎日のやうに顕微鏡で覗いて見てみると、それが段々に大きなものに思はれて、今では一寸した小山のやうな感じがする。それが益々大きなものに見えて来るのである。実際此山の高さは一分（約3mm）の三十分の一よりも小さなものに過ぎない。」 金属やガラスの割れ目を観察した際の寺田寅彦の記述



地球科学とフラクタル



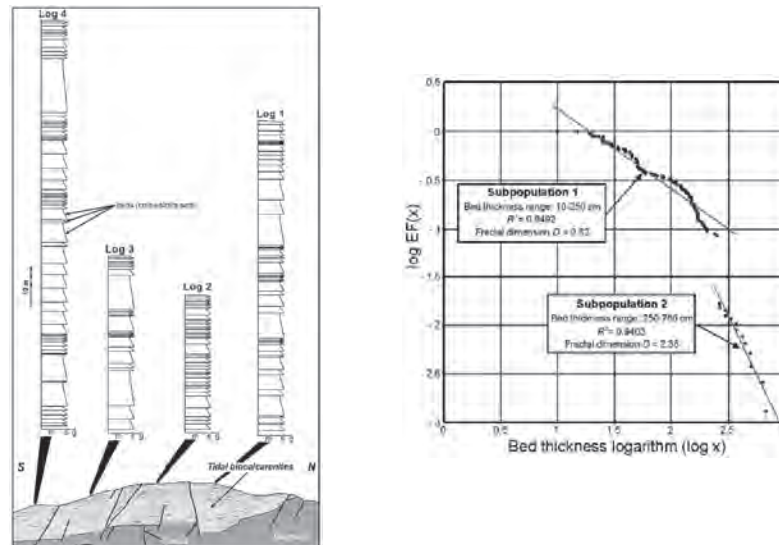
コリント地域断層の垂直落差と長さ



地球科学とフラクタル



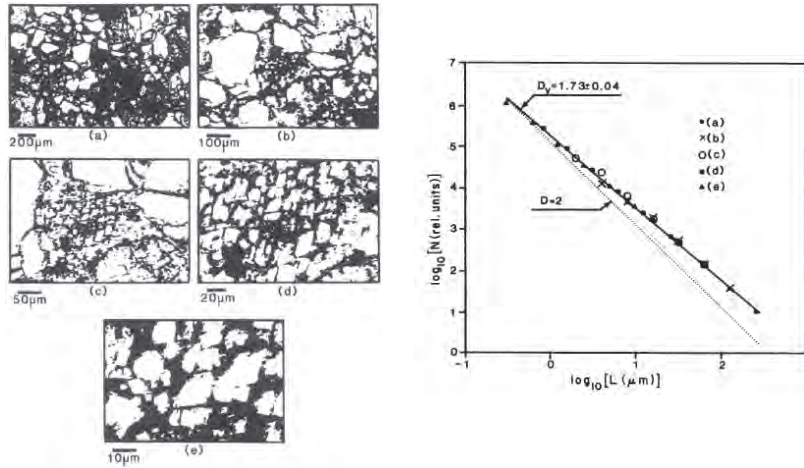
Calabria地方砂岩層の厚さ



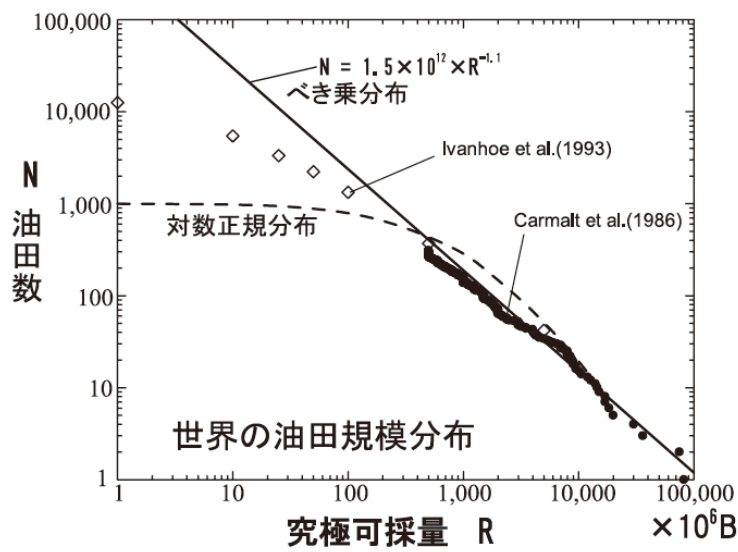
地球科学とフラクタル



北海油田砂岩の孔隙

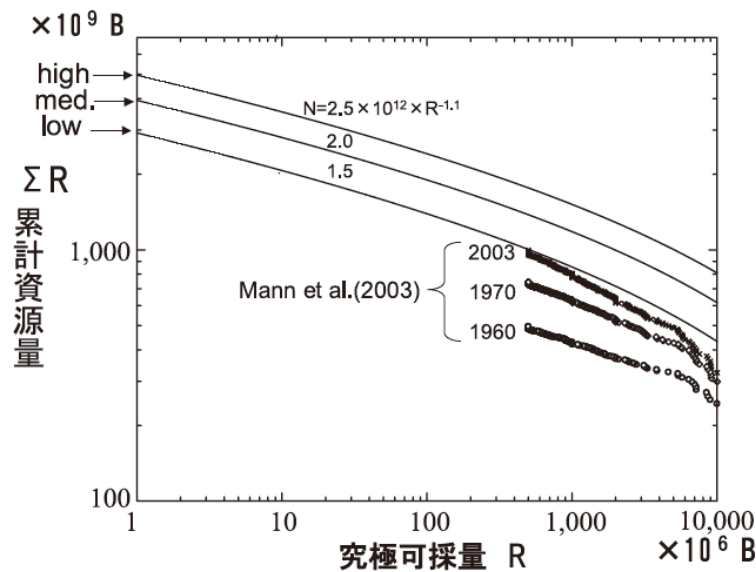


油田規模とフラクタル



井上 (石油・天然ガスレビュー, 2005)

究極可採埋蔵量の推定



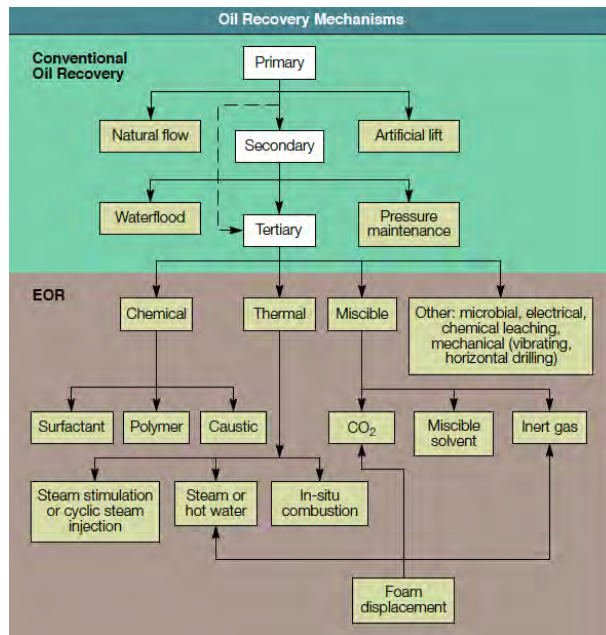
井上 (石油・天然ガスレビュー, 2005)

排油機構



- 枯渇押し型：**油層圧力が油の飽和圧力よりも高い期間（ガスが油から遊離していない期間）は、油・地層水・貯留岩の膨張によって排油エネルギーが供給される。これらの膨張率は小さく、回収率は数%程度である。
- 溶解ガス押し型：**生産にともなう油層圧力の低下が進み油の飽和圧力以下になると、油に溶解していたガスが遊離・膨張し、排油エネルギーを供給する。回収率は低く、5～25%程度である。
- ガスキャップ押し型：**油層頂部に油と平衡状態を保って存在しているガスが、生産にともなう油層圧力の低下によって膨張・浸入し、排油エネルギーを供給する。回収率は20～40%程度が見込まれる。
- 水押し型：**油層に隣接して存在する地層水が、生産にともなう膨張・浸入し、排油エネルギーを供給する。油層圧力の低下は概して緩やかであり、回収率は通常30%以上の値を示す。
- 重力押し型：**生産にともなう油層圧力の低下によって油から遊離したガスが、油との密度差によって油層上部に上昇・集積して二次的なガスキャップを形成し、逆に油は油層下方に押されて排油エネルギーを得る。

回収法の種類



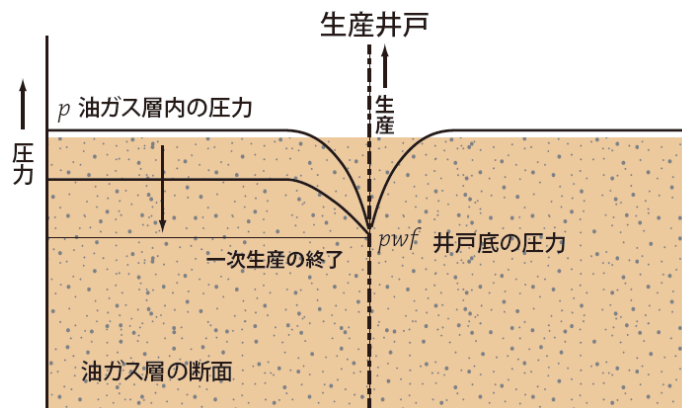
Oilfield Review (1992)

一次回収段階

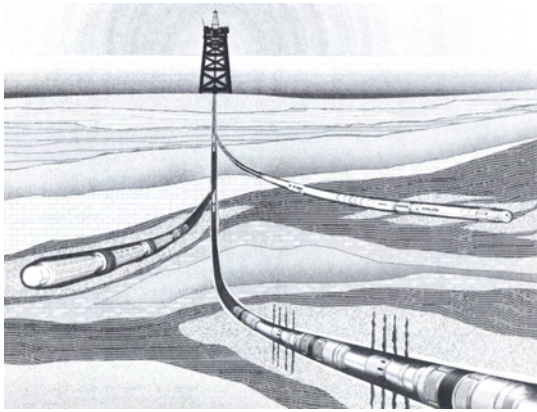


生産性の向上

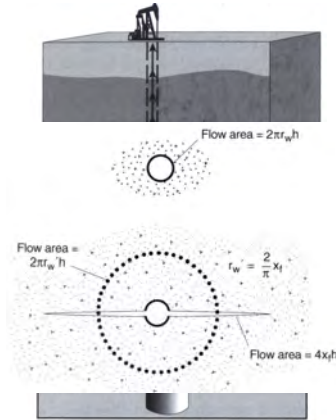
$$q = \frac{2\pi kh(\bar{p} - p_{wf})}{\mu B [\ln(r_e / r_w) - 3/4 + s]}$$



水平掘り フラクチャリング

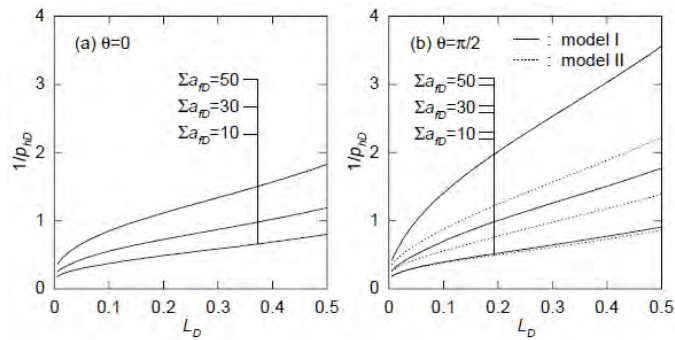
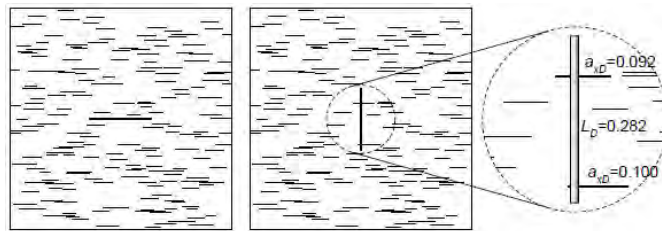


Petroleum Well Construction (Wiley, 1998)



Reservoir Stimulation (Wiley, 2000)

仕上げ手法による生産性向上



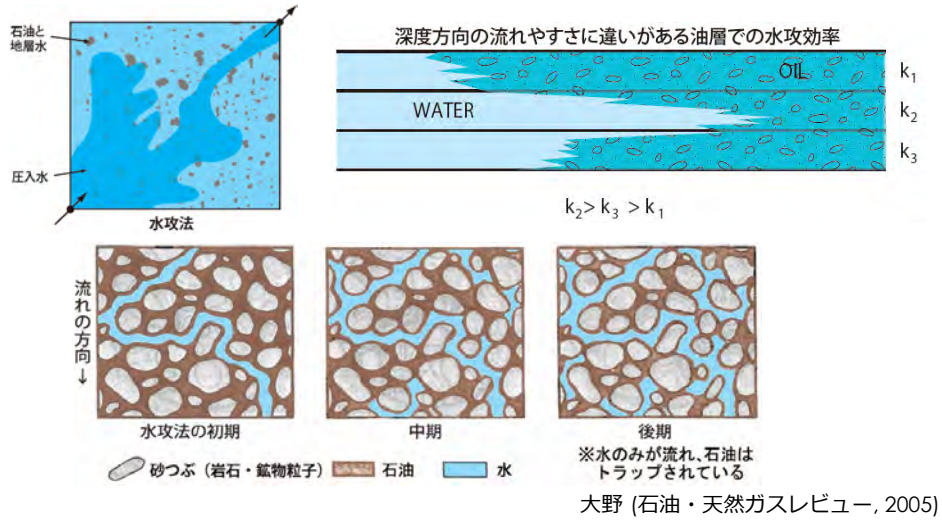
Sato (SPE Reservoir Evaluation and Engineering 3, 2000)

二・三次回収段階



回収率の向上（掃攻効率と置換効率）

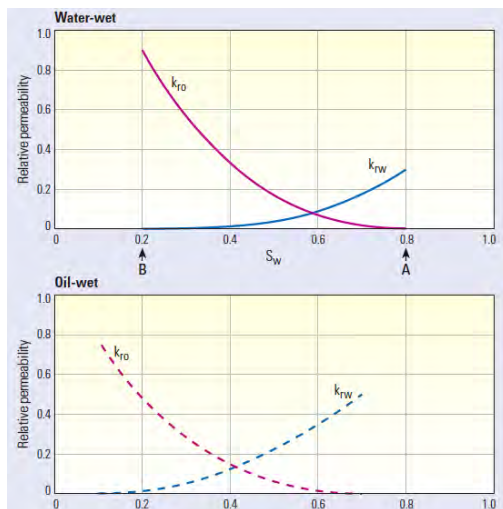
$$E = E_A \times E_I \times E_D$$



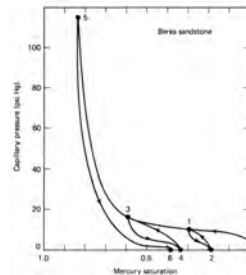
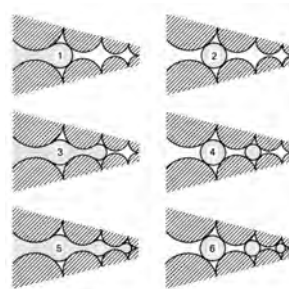
多相流動



相対浸透率と毛管圧



Oilfield Review(2001)

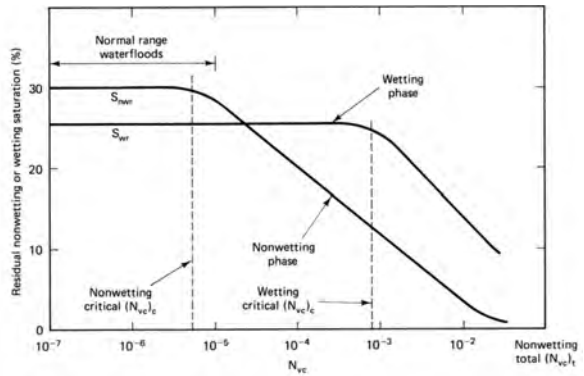
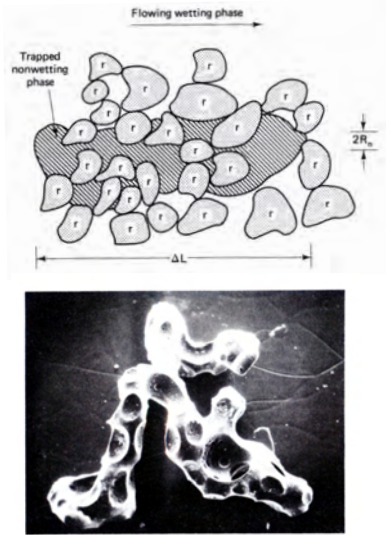


Enhanced Oil Recovery (Prentice, 1996)

微視的置換効率



□ 界面張力によるトラップ



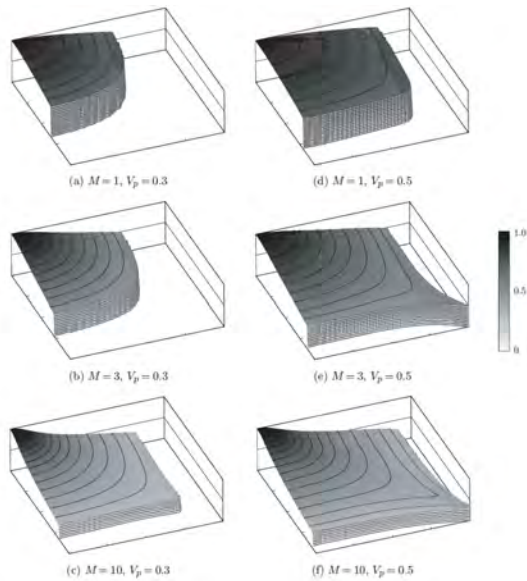
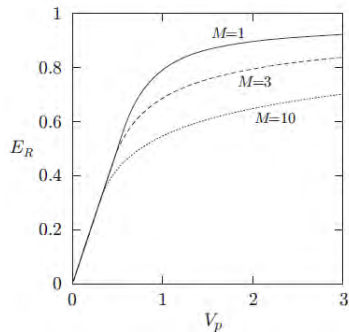
Enhanced Oil Recovery (Prentice, 1996)

巨視的置換効率



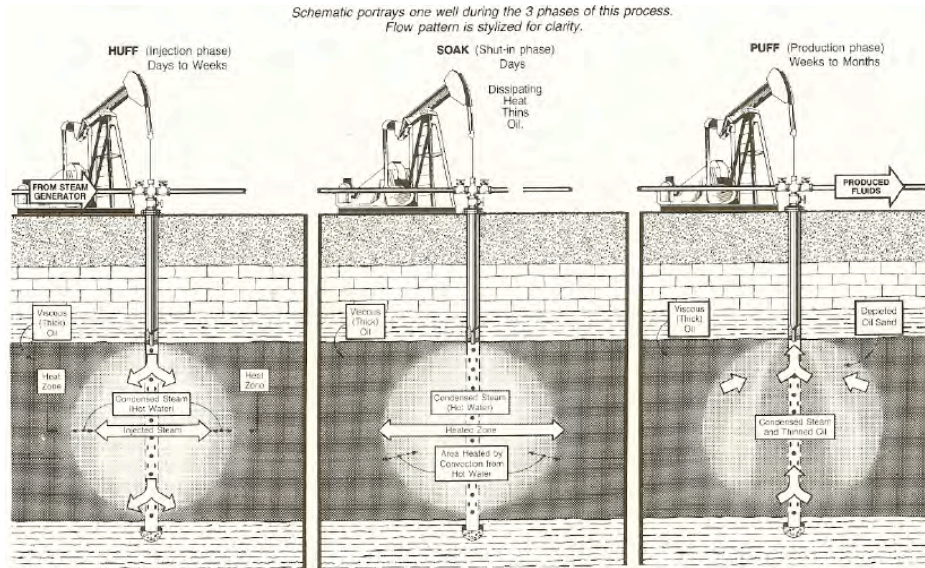
□ 易動度比

$$M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}$$



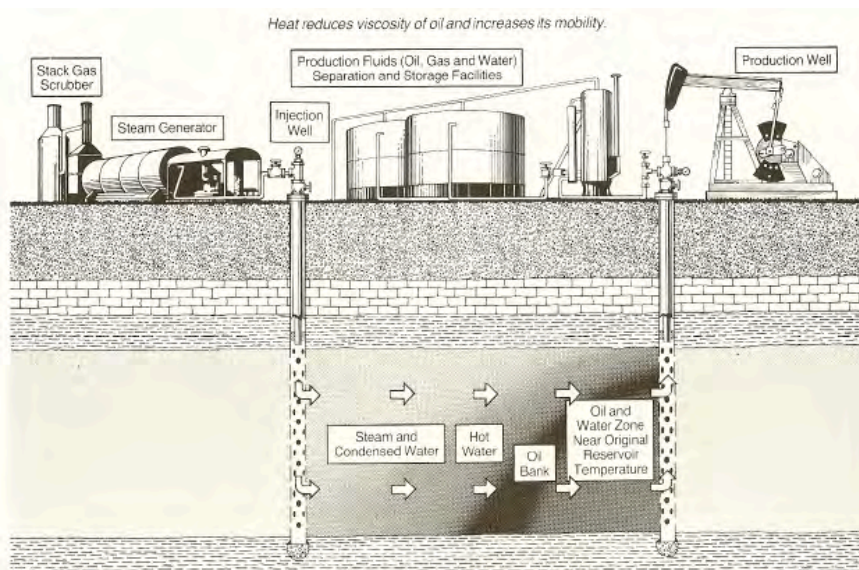
Sato (Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering 192, 2003)

EOR 水蒸气刺激法



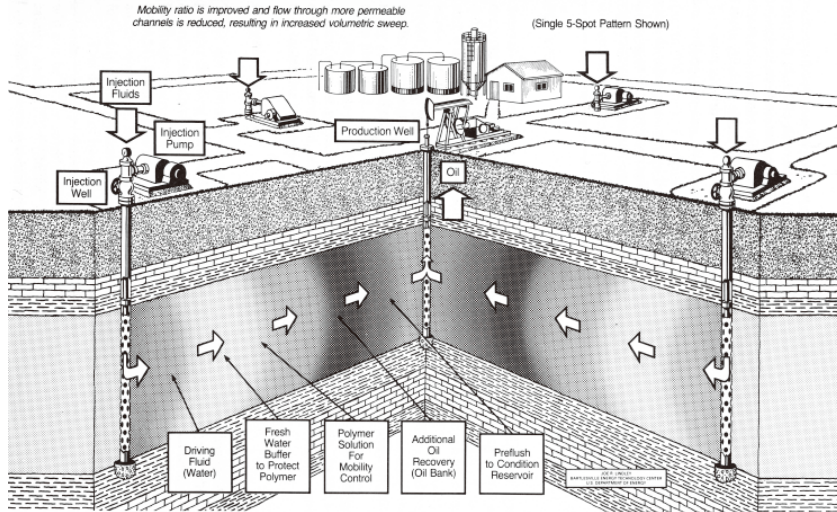
Enhanced Oil Recovery, I (Elsevier, 1985)

EOR 水蒸气攻法



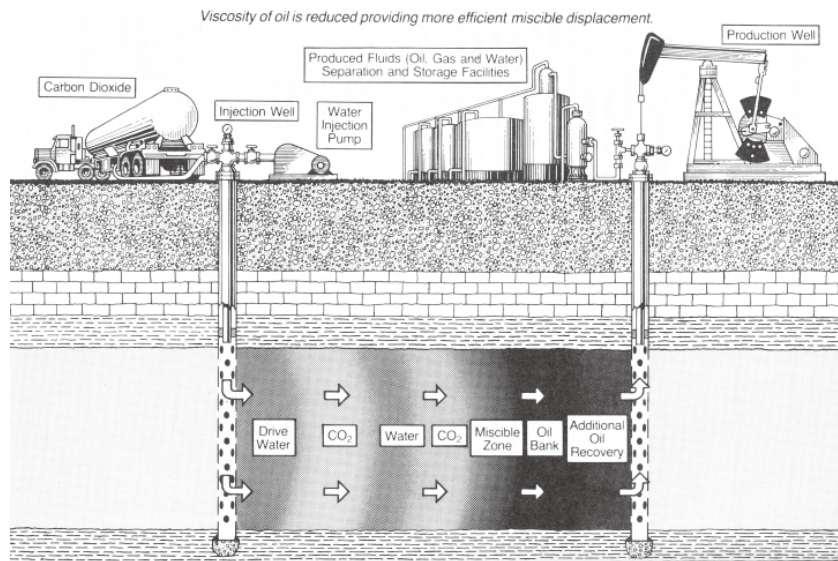
Enhanced Oil Recovery, I (Elsevier, 1985)

EOR 化学攻法



Enhanced Oil Recovery, I (Elsevier, 1985)

EOR CO₂ミシブル攻法



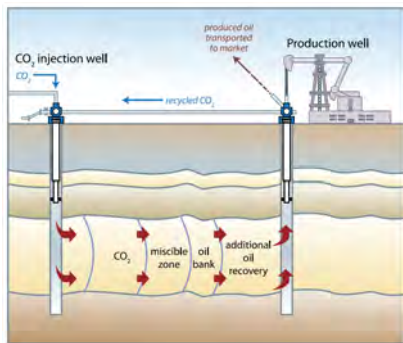
Enhanced Oil Recovery, I (Elsevier, 1985)

CO₂-EOR

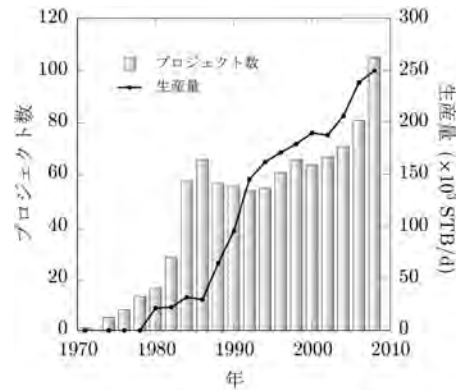


• CO₂-EORの実際

- 1940年代：高圧CO₂による増油効果
- 1970年：実証試験
- 1984年：Permian Basin向けパイプライン網
- 2008年：250,000STB/d (米国6,734,000STB/d)

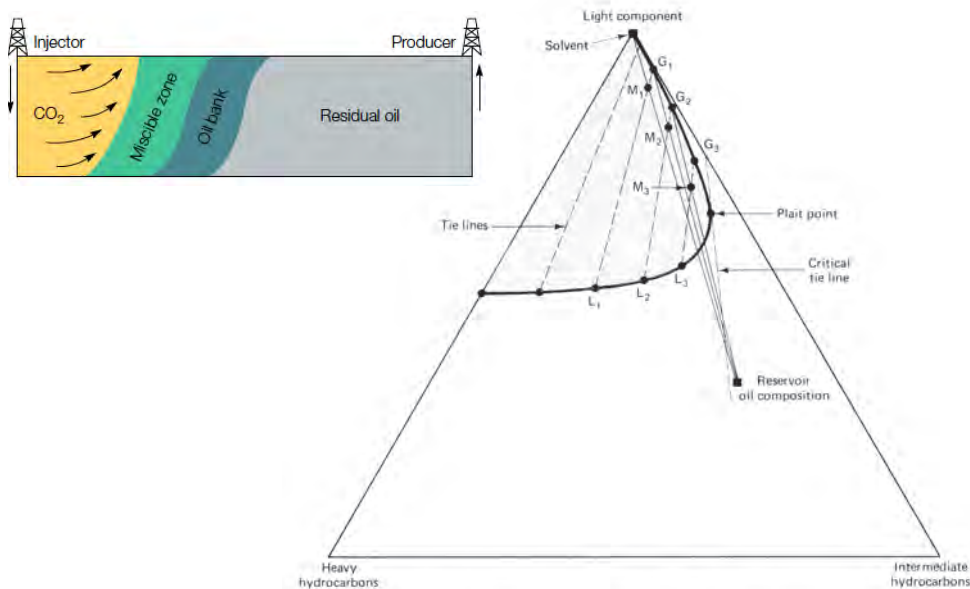


IPCC SRCSS (2005)



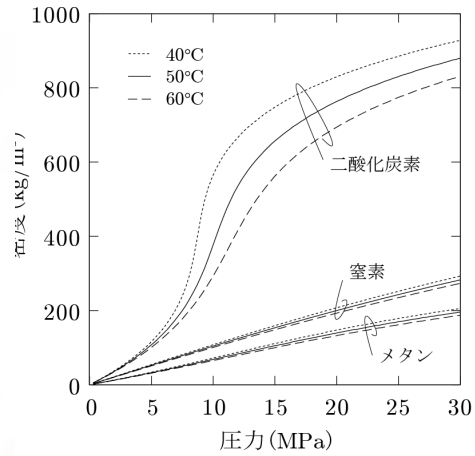
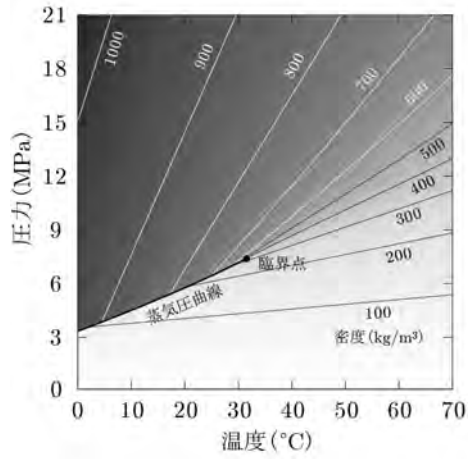
温室効果ガス貯留・固定と社会システム(コロナ社、2009)

多段階接触によるミシビリティ



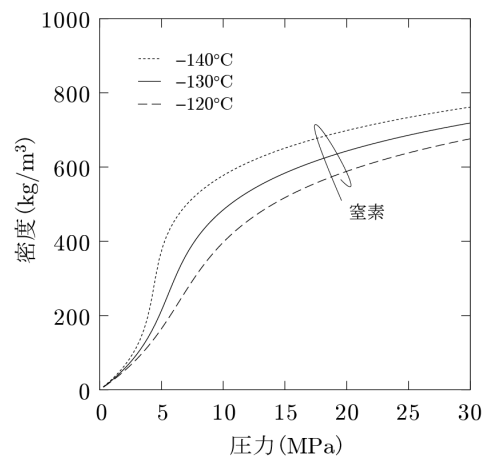
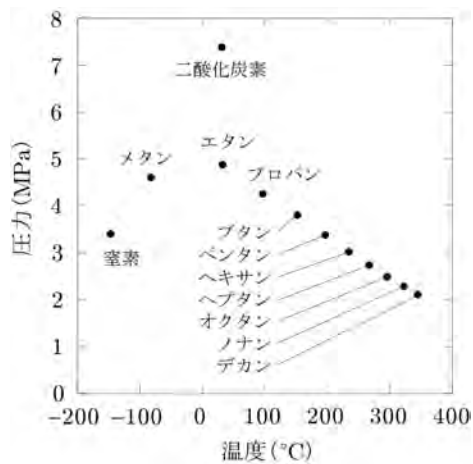
Enhanced Oil Recovery (Prentice, 1996)

何故CO₂か? N₂では駄目か?



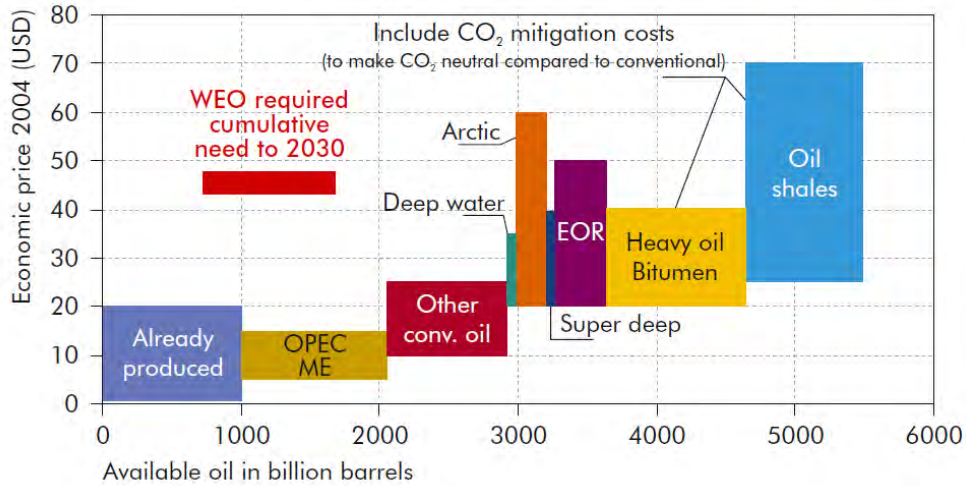
温室効果ガス貯留・固定と社会システム(コロナ社、2009)

何故CO₂か? N₂では駄目か?



温室効果ガス貯留・固定と社会システム(コロナ社、2009)

非在来型資源

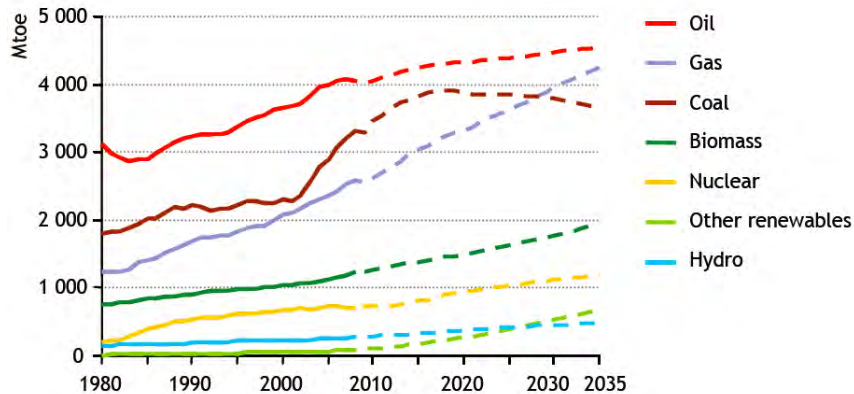


IEA Resources to Reserves (2005)

一次エネルギー需要 (GASシナリオ)

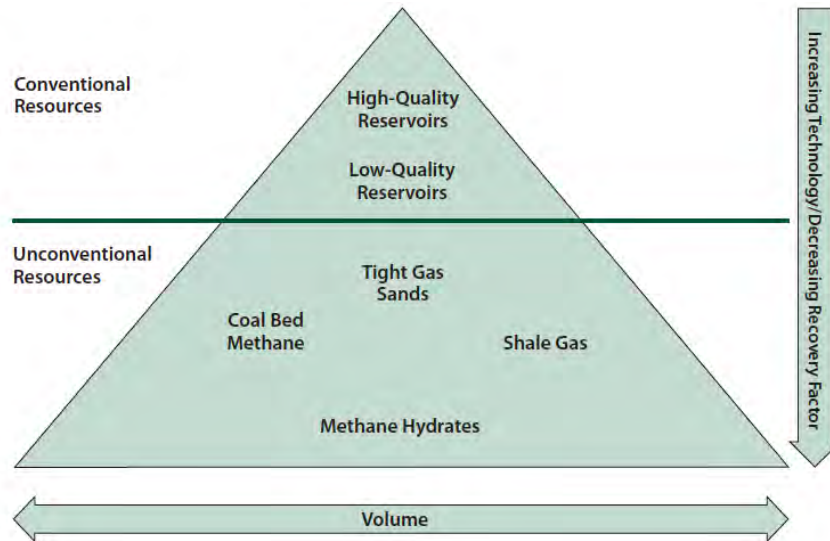


- 需要 : 16800Mtoe @2035 (12300 @2008)
- 化石エネルギー : 74% @2035 (81% @2008)
- 天然ガス : 25% 5.1tcm @2035 (21% 3.3tcm@2008)



IEA World Energy Outlook Special Report (2011)

天然ガス資源ピラミッド

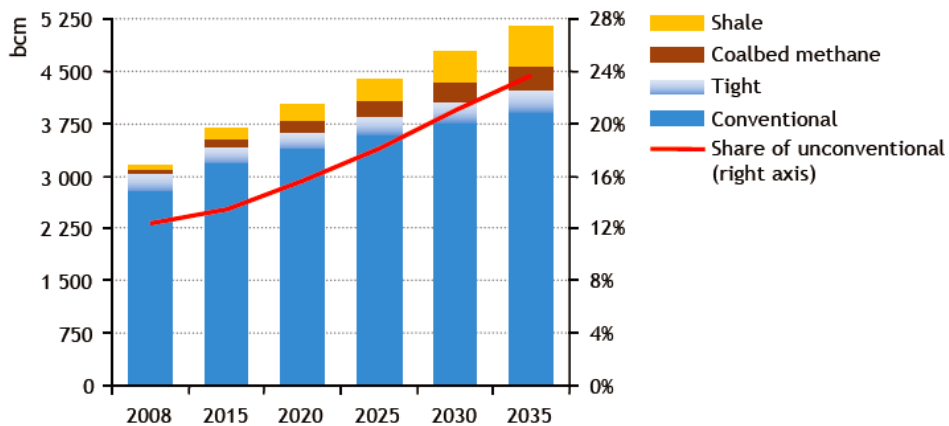


MIT The Future of Natural Gas (2011)

天然ガスの種別



- 非在来型天然ガスの台頭
 - 需要増の40%

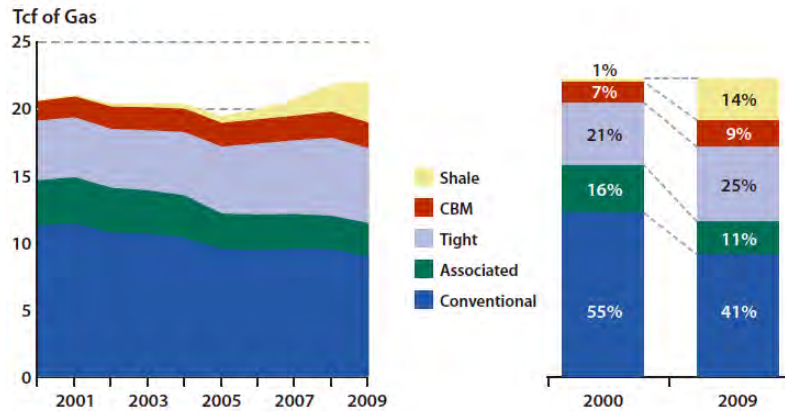


IEA World Energy Outlook Special Report (2011)

米国天然ガス種別の推移

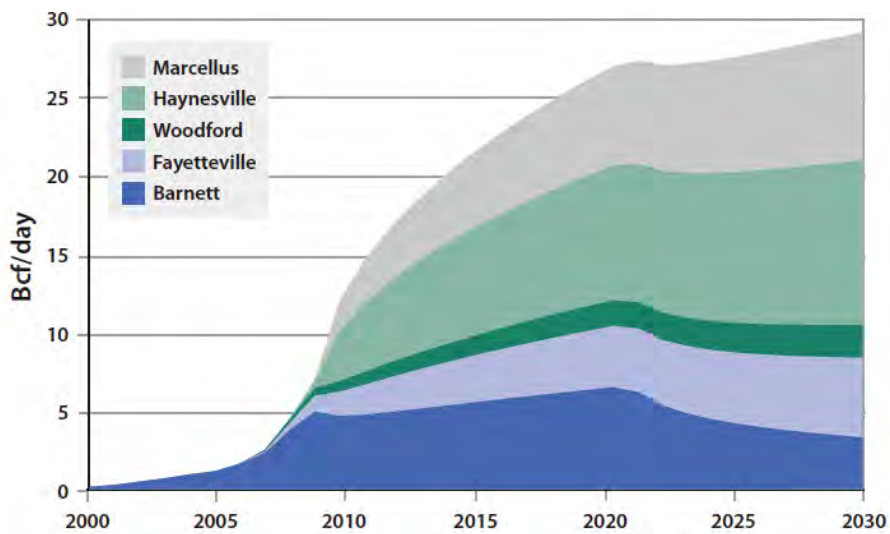


- 非在来型天然ガス
 - 生産量の半分弱



MIT The Future of Natural Gas (2011)

シェールガス生産量

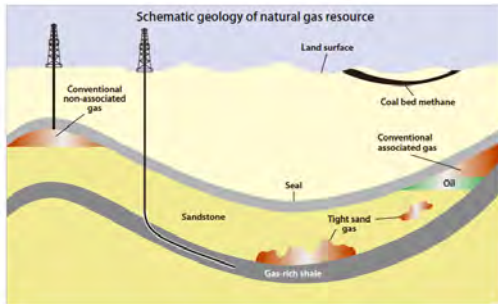


MIT The Future of Natural Gas (2011)

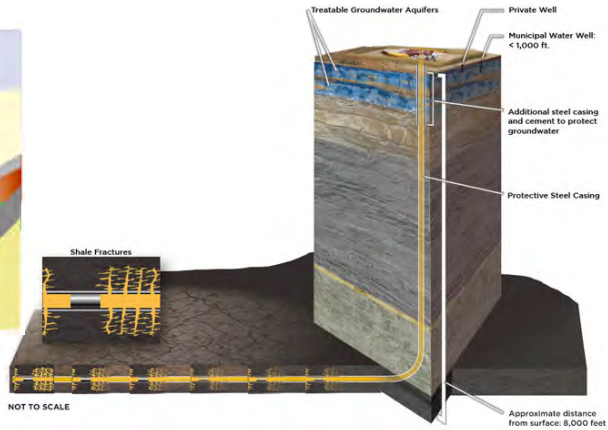
シェールガス開発



- 既に商業ベース
 - 過去10年に20000本以上掘削
 - 水平坑井+多段階フラクチャリング
 - 坑井数：在来型の数十倍



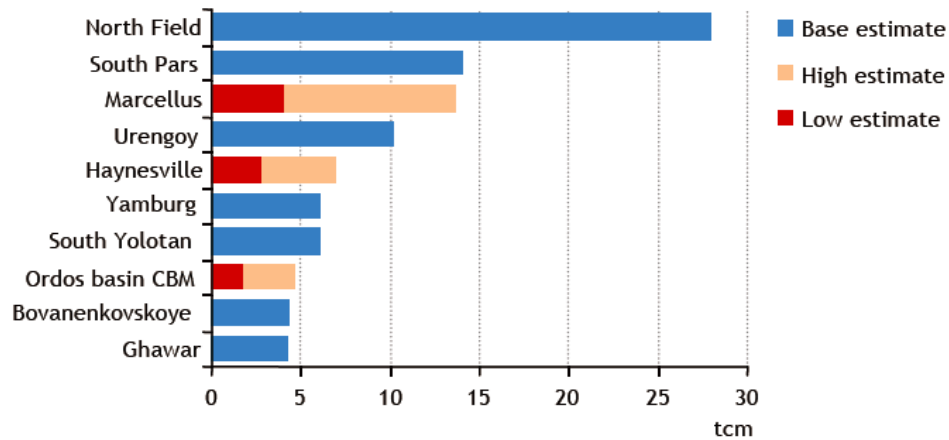
MIT The Future of Natural Gas (2011)



天然ガス田規模



- シェールガス田は巨大天然ガス田に匹敵



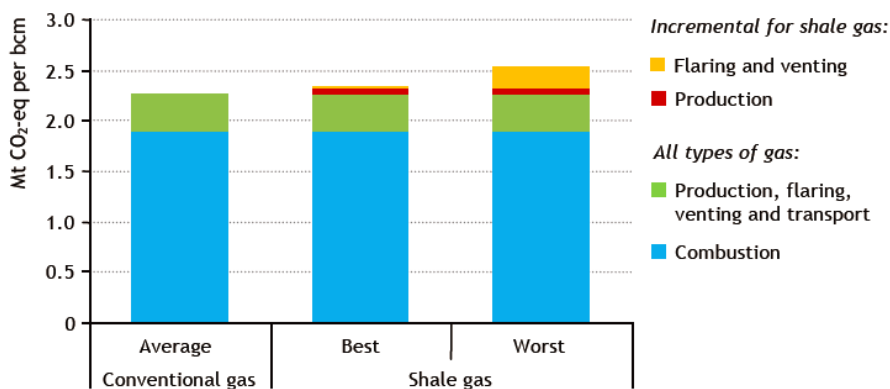
IEA World Energy Outlook Special Report (2011)

シェールガスの環境負荷



温室効果ガス排出 (well-to-burner)

- 3.5~12%増加
- フレアと仕上げ時の生産ガス利用



IEA World Energy Outlook Special Report (2011)

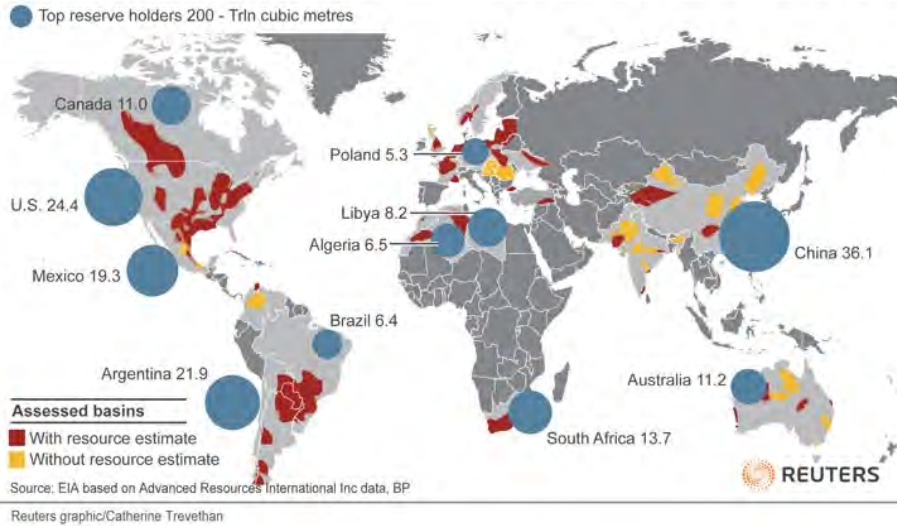
米国シェールガス埋蔵地域



シェールガス埋蔵地域



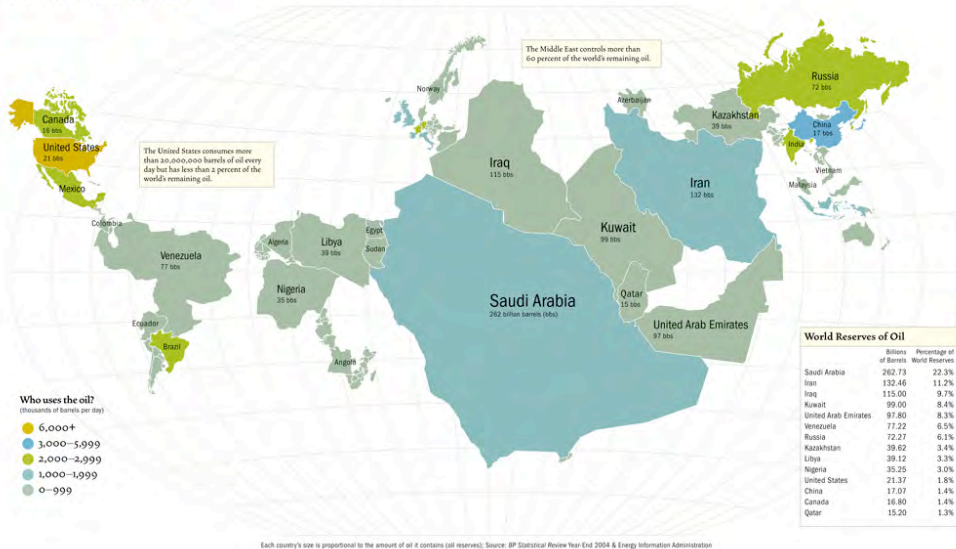
Global shale gas basins, top reserve holders



在来型石油埋蔵量の国別分布



Who has the oil?



<http://civicaactions.com>

残存可採鉱量



- 可採年数 (R/P)
 - (C) 120年 (U+C) 250年 (400年：ロシア+中東追加)
 - 各地域単位では75年以上

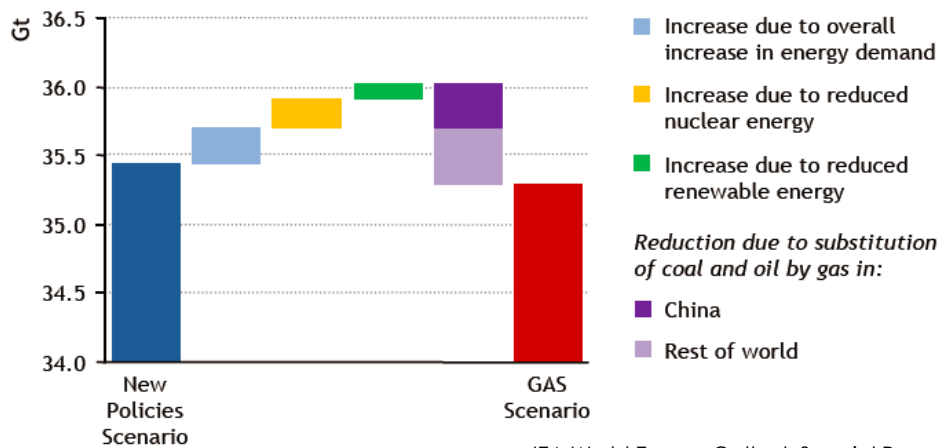
	Conventional		Tight Gas		Shale Gas		CBM	
	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu	tcm	\$/MBtu
E. Europe & Eurasia	136	2-6	11	3-7			83	3-6
Middle East	116	2-7	9	4-8	14			
Asia/Pacific	33	4-8	20	4-8	51		12	3-8
OECD North America	45	3-9	16	3-7	55	3-7	21	3-8
Latin America	23	3-8	15	3-7	35			
Africa	28	3-7	9		29			
OECD Europe	22	4-9			16			
World	404	2-9	84	3-8	204	3-7	118	3-8

IEA World Energy Outlook Special Report (2011)

GASシナリオのCO₂排出



- 35.3Gt @2035
 - 650ppm安定化シナリオに相当 (3.5°C上昇)



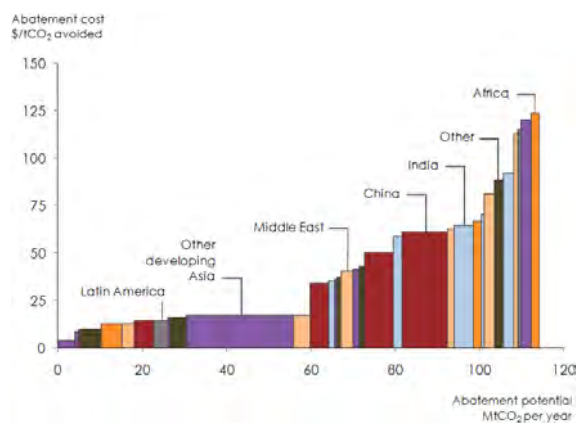
IEA World Energy Outlook Special Report (2011)

CCS限界削減費用 (2020年)



□ CDMとしてのCCS

- “Early opportunity” CCS : 東南アジア、中東、中国、インド



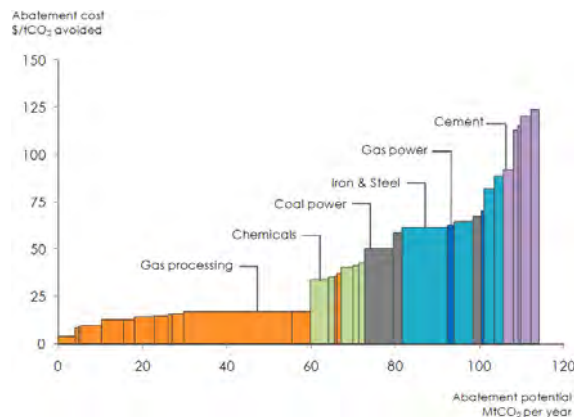
GCCSI Developing CCS Projects under the CDM (2011)

CCS限界削減費用 (2020年)



□ CDMとしてのCCS

- “Early opportunity” CCS : ガスプロセス、化学、石炭火力、製鉄



GCCSI Developing CCS Projects under the CDM (2011)

まとめ



- 現実的R/Pに基づくエネルギー資源戦略
 - 60年→250年~400年
- エネルギー資源の自主開発（脱・中東依存）
 - 新国家エネルギー戦略：自主開発O&G = 40%
- 非在来型天然ガス開発へのコミット
 - シェールガス革命とLNGチェーン
 - 液化技術（LNG,GTL等）でのプレゼンス
- 非在来型石油資源のイージーオイル化
 - シェールオイル、重質油、オイルサンド
- 環境制約緩和技術の取り込み
 - CCS-CDM