

STRATEGI PENGEMBANGAN SHALE GAS DI FORMASI LAHAT

(Shale Gas Development Strategy in the Lahat Formation)

M. Mufarrid Ash Shabuur dan Eko Widi P.

Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta, Jawa Tengah, Indonesia

E-mail: muhammadmufarrid@gmail.com

Teregistrasi I tanggal 19 Juni 2019; Diterima setelah perbaikan tanggal 5 September 2019;
Disetujui terbit tanggal: 31 Desember 2019

ABSTRAK

Kebutuhan minyak dan gas bumi dari sumber energi fosil di Indonesia semakin meningkat sedangkan cadangan migas yang dihasilkan dari reservoir konvensional semakin berkurang. Untuk mengantisipasi kekurangan kebutuhan akan gas, diperlukan tinjauan sumber daya non konvensional, salah satunya adalah shale gas. Shale gas merupakan salah satu energi alternatif yang memiliki potensi besar di Indonesia. Berdasarkan kajian pemerintah, potensi shale gas di Indonesia sekitar 574 TCF yang tersebar di tujuh cekungan. Makalah ini akan membahas estimasi cadangan pada Formasi Lahat Sumatera Selatan dengan Lingkungan Pengendapan Lacustrine, berdasarkan penelitian data reservoir di daerah konvensional yang telah ada di cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini akan dikembangkan sebagai batuan induk dan reservoir sekaligus. Data GnG digunakan untuk mengetahui potensi dan sweetspot pada formasi tersebut. Estimasi Gas In Place ditentukan dengan metode Lewis dan Jarvie untuk adsorpsi kandungan gas, yang mempunyai total luas sweetspot 4378.9 hektar, pada kedalaman 2125mMd - 2175mMd, dengan ketebalan reservoir 50 m atau 164 ft, dan diperoleh Gas in Place sebesar 146,8 Bcf. Berdasarkan parameter petrofisika dan desain sumur (hydraulic fracturing dan pemboran sumur horizontal), profil produksi sumuran dapat diprediksi dengan bantuan software simulasi IHS Fekete Evolution, yang juga dapat digunakan saat skenario penambahan sumur produksi. Penulis merancang skin value pada -3, dengan membuat panjang efektif sumur horizontal 3000-10000 ft dan variasi stages rekahan dengan jarak antar stages adalah 500 ft, dan fracture half length 200-300 ft. Kemudian dari nilai cadangan tersebut dilakukan peramalan selama 24 tahun dengan membuat rate plateu lapangan diatas 10 MMScfd, dengan minimum plateu selama 14 tahun, dan diperoleh recovery factor terbesar dari beberapa skenario adalah 71.058%.

Kata Kunci: *Gas in Place*, Profil Produksi Sumuran, IHS Fekete Evolution, Rate Plateau

ABSTRACT

The necessity of the oil and natural gas from fossil energy sources in Indonesia progressively increased while reserves of oil and gas produced from conventional reservoir is decreases. To anticipate the shortage of gas, exploration will be needed to be a new resource (unconventional resources), one of them is shale gas. Shale gas is one of alternative energy that has potential in Indonesia. Based on government's study, shale gas potency in Indonesia is around 574 TCF that is distributed in seven basins. This paper will discuss the estimated reserves at the Early Oligocene Lahat Formation of South Sumatera with Lacustrine Depositional Environment, based on data reservoir research in the conventional areas which has been there in the South Sumatera basins. This

formation will be developed as a source rock and the reservoir at once. GnG data used to determine the potential and sweetspot in these formations. Estimates of Gas In Place determined by the method of Lewis and Jarvie for gas content adsorbed. With total area sweetspot of 4378.9 acres at a depth of 2125mMd – 2175mMd and reservoir thickness of 50 m or 164 ft is obtained gas in place of 146.8 Bcf. From Parameters Petrophysics and well design (hydraulic fracturing and horizontal well drilling), profile of a well can be predicted with the help of simulation software IHS Fekete Evolution which is used when the scenario addition of production wells. The author designed the skin value at -3, by making the effective length of horizontal wells with 3000-10000 ft and variation stages of fractures with space between stages is 500 ft, and fracture half length of 200-300 ft. Then from the value of such reserves conducted forecasting for 24 years by making the rate plateau of field over 10 MMScfd, with minimum plateau for 14 years, the biggest Recovery Factor from several scenarios is 71.058%.

Keywords : Gas in Place, Profile Production of Well, IHS Fekete Evolution, Rate Plateau

I. PENDAHULUAN

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dikelompokkan menjadi 2, yaitu Kelompok Telisa yang merupakan formasi-formasi yang terbentuk pada fase transgresi yang terjadi di waktu Eosen – Oligosen Awal dan Kelompok Palembang yang terbentuk pada fase regresi. Fasa transgresi terjadi di Eosen – Oligosen Awal.

Formasi Lahat tersusun atas batupasir tuffan, konglomerat, breksi, dan lempung. Batuan tersebut merupakan endapan kontinental. Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan berasal dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas half-graben. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang. Beberapa bagian yang dalam dari cekungannya dimungkinkan untuk menghasilkan gas.

Berdasarkan kolom stratigrafi tinjauan lapangan (lihat Gambar 1), Formasi Lahat dan Talang Akar diyakini sebagai sumber dominan untuk hidrokarbon komersial di Cekungan Sumatera Selatan. Formasi Lahat diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar yang berumur Pra-tercier. Berumur Paleosen sampai Awal Oligosen. Memiliki ketebalan antara 760 sampai 1070 meter. Formasi ini menipis dan menghilang pada sayap antiklin Pendopo. Formasi ini diendapkan pada lingkungan darat, kehadiran tuff menunjukkan adanya aktifitas vulkanik. Formasi ini terdiri dari Konglomerat, Batupasir, Batulempung

abu-abu sampai hitam kecoklatan, tufan, breksi dan terkadang terdapat lapisan Batubara tipis.

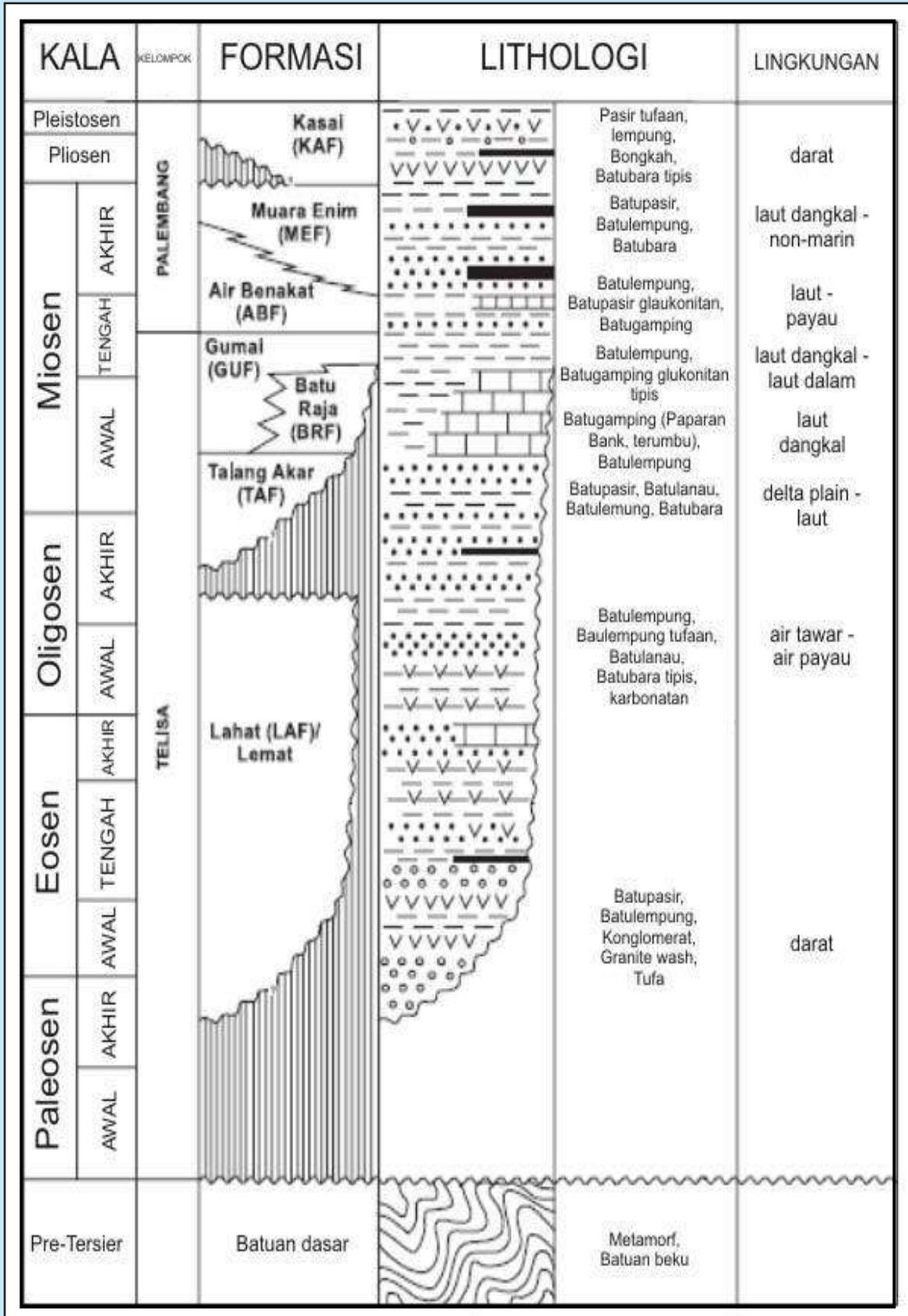
Formasi Talang Akar diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat, tetapi Pulunggono (1976) mengatakan bahwa formasi ini terletak selaras di atas Formasi Lahat. Pada bagian tepi cekungan formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas batuan Pra-Tersier. Formasi ini memiliki umur Oligosen Atas – Miosen Bawah dengan ketebalan berkisar antara 460 sampai 610 meter. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal sampai fluviatil. Formasi Talang Akar dicirikan oleh batuan berupa Batulanau, Batupasir, dan sisipan Batubara. Pada bagian tengah terdapat serpih yang diendapkan pada lingkungan laut. Kandungan pasir yang ada pada formasi ini semakin bertambah mendekati tepi cekungan.

Formasi Lahat dan Talang Akar diindikasikan mempunyai potensi yang baik untuk unkonvensional hidrokarbon di beberapa area. Dari data yang ada pada area Topaz, Formasi Lahat memiliki potensi yang lebih baik untuk unkonvensional hidrokarbon daripada Talang Akar. Formasi ini masih belum matang (dengan $R_o < 0,7\%$). Beberapa parameter yang digunakan untuk mengidentifikasi potensi yang baik di area ini, seperti: Hidrogen Indeks > 100 mg/g, ketebalan > 40 m, TOC > 1 , kematangan tinggi ($R_o > 0,7$), $T_{max} > 435$ °C, kedalaman: 1800 - 3050 m, dan paleogeografi: lingkungan *shale prone*.

II. BAHAN DAN METODE

A. Analisis Geokimia

Ada beberapa parameter penting dalam analisis geokimia untuk penentuan potensi shale gas reservoir, yaitu TOC, Kematangan, dan tipe Kerogen yang terkandung. Untuk TOC $> 2\%$ (berat), kematangan untuk jendela Gas $1.3 < R_o < 2.6$, serta kaya akan tipe kerogen II ataupun III. (Zee Ma & Holditch, 2016).



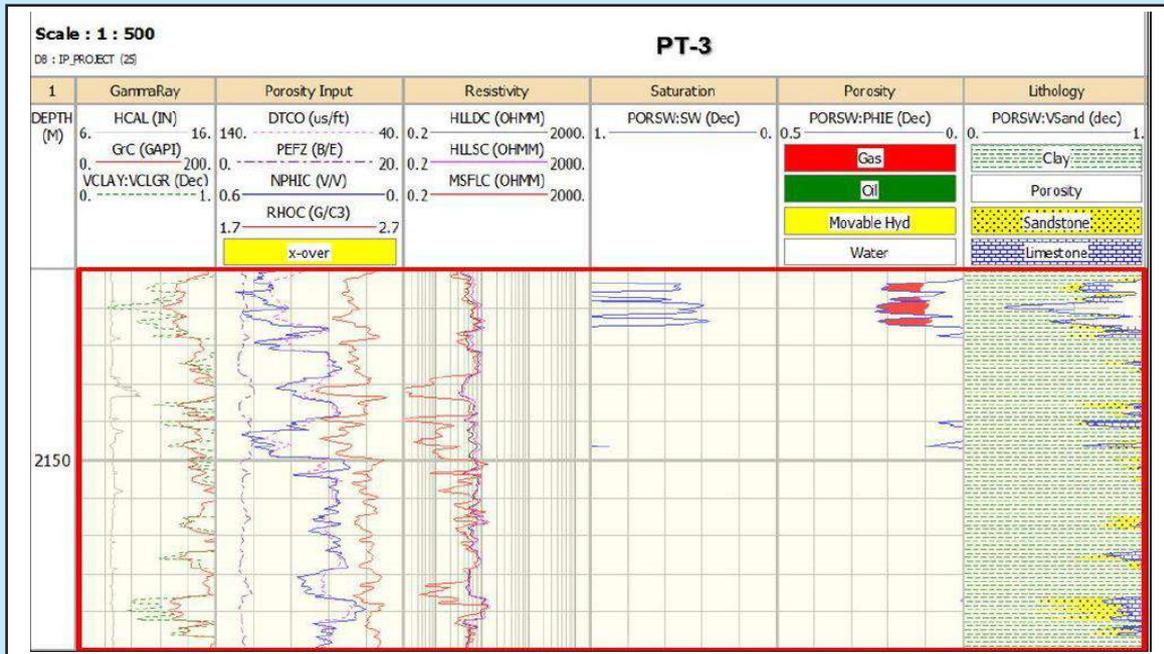
Gambar 1
Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.

Berdasarkan data sumur yang telah ada sebelumnya, Formasi Lahat dimulai pada kedalaman 1695 mMD, dengan Kerogen Tipe I (71,4 %), dan Kerogen Tipe II (28,6 %). Dari tipe kerogen yang ada, mengindikasikan gas beserta kondensat akan dihasilkan. Jika fluida pada reservoir ini sudah pernah diproduksi tentunya komposisi fluidanya

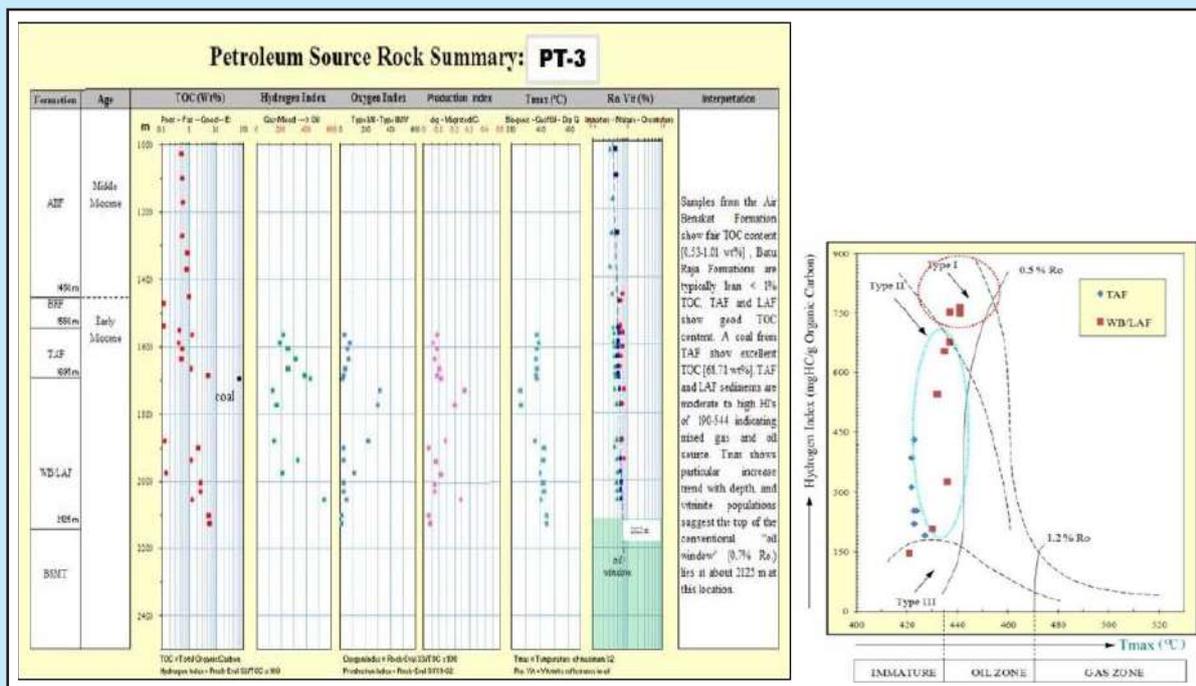
dapat diketahui, sehingga bisa dibuat *envelope phase diagram* sehingga lebih akurat.

B. Analisis Petrofisika

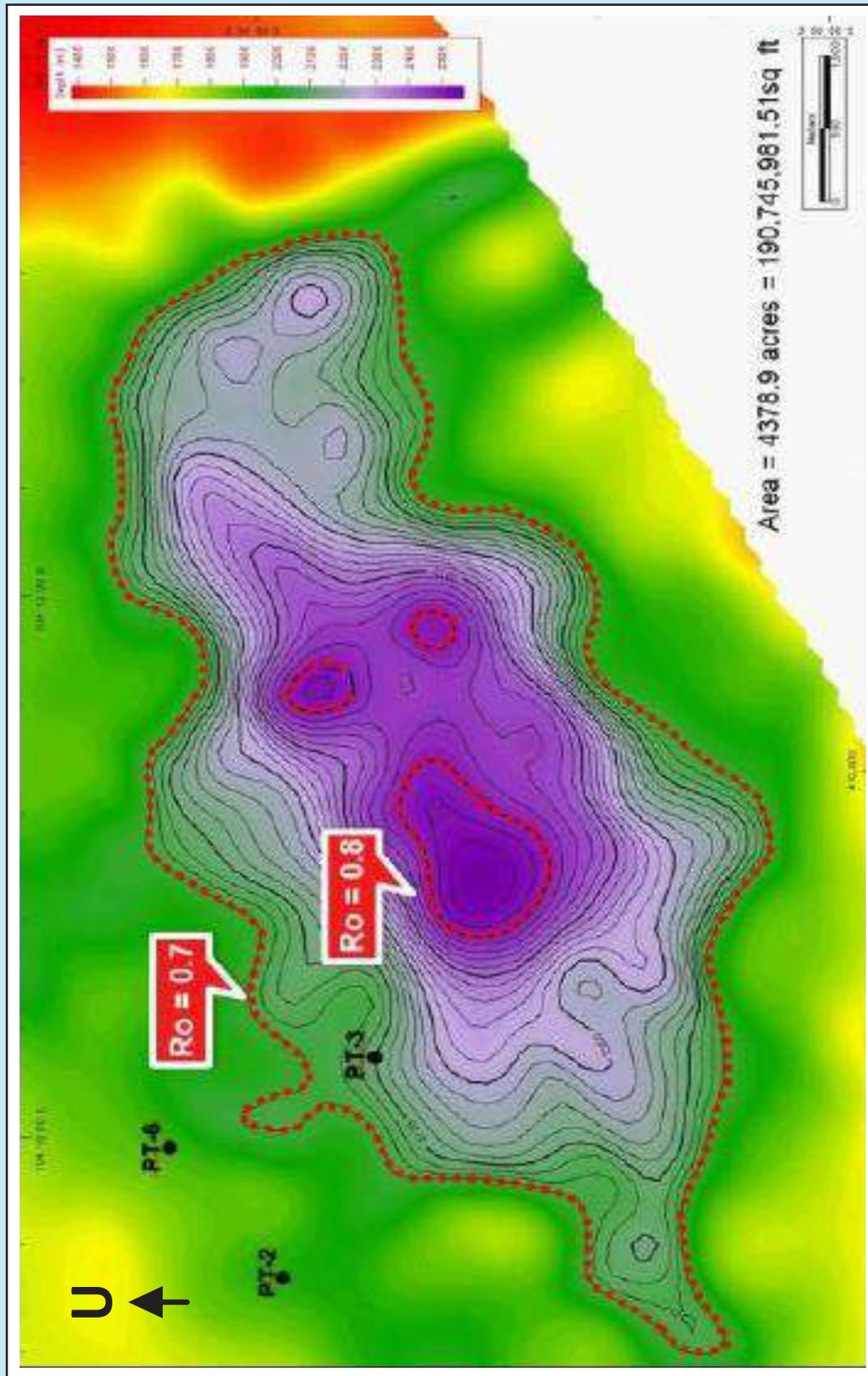
Pada Analisis Petrofisika, parameter yang dibutuhkan untuk penilaian *shale gas in place* seperti porositas, saturasi gas, densitas kerogen telah didapat.



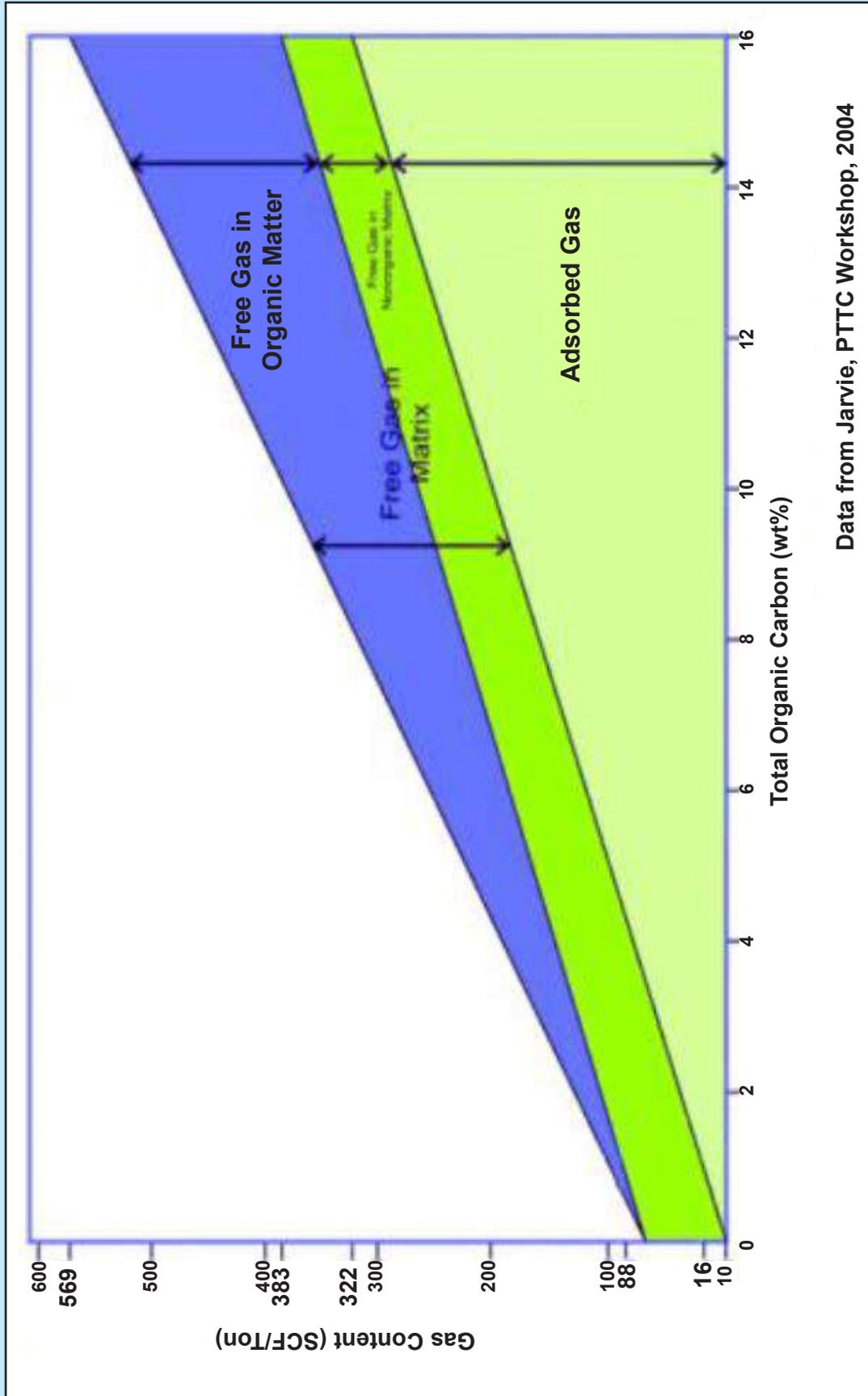
Gambar 2 Analisa Petrofisika Sumur Existing.



Gambar 3 Analisa Geokimia Sumur Existing.

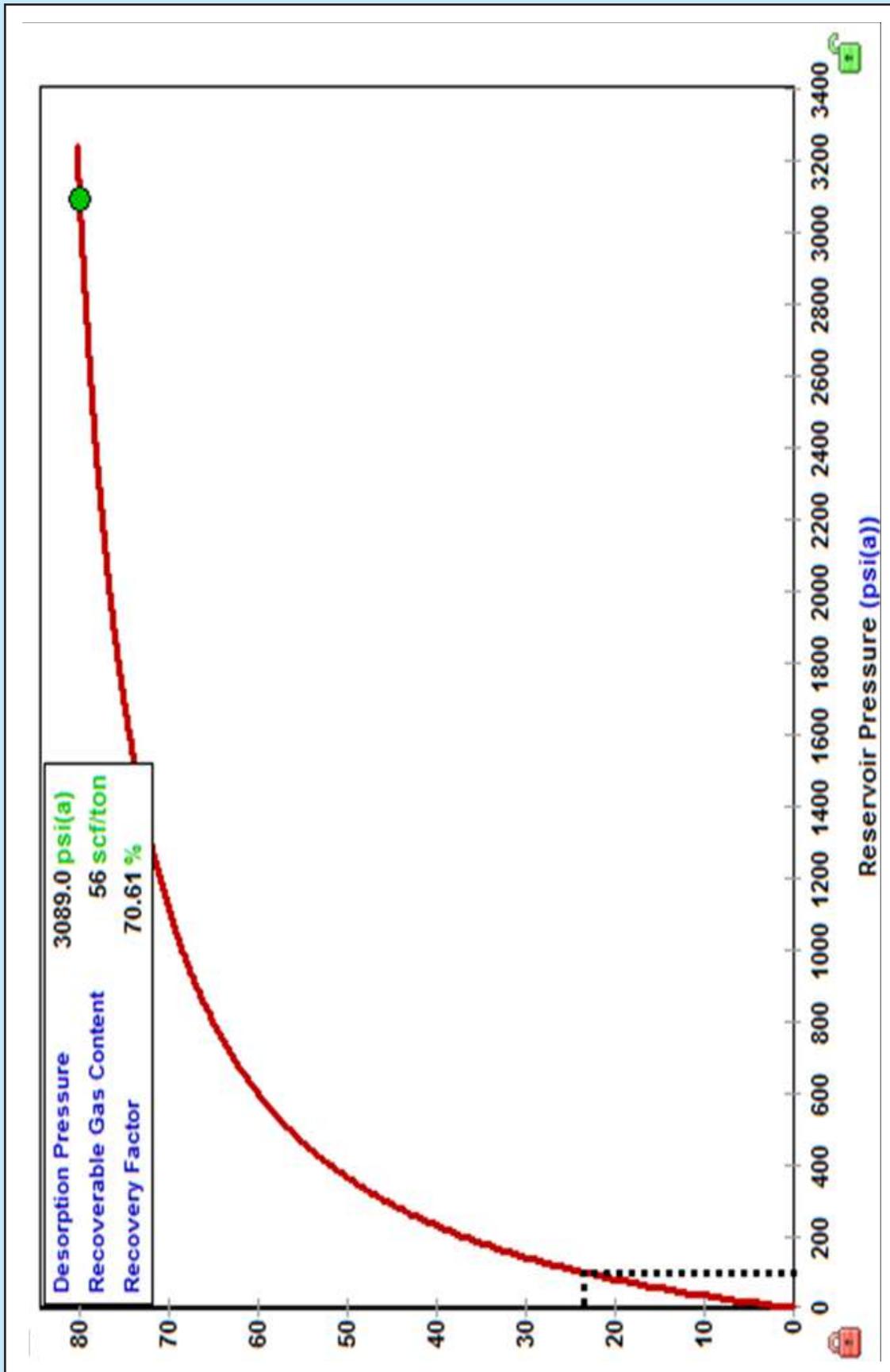


Gambar 4
Sweet Spot Area.



Data from Jarvie, PTTC Workshop, 2004

Gambar 5
Jarvie TOC Vs Gas Content chart.



Gambar 6
Kurva Desorption Isoterm.

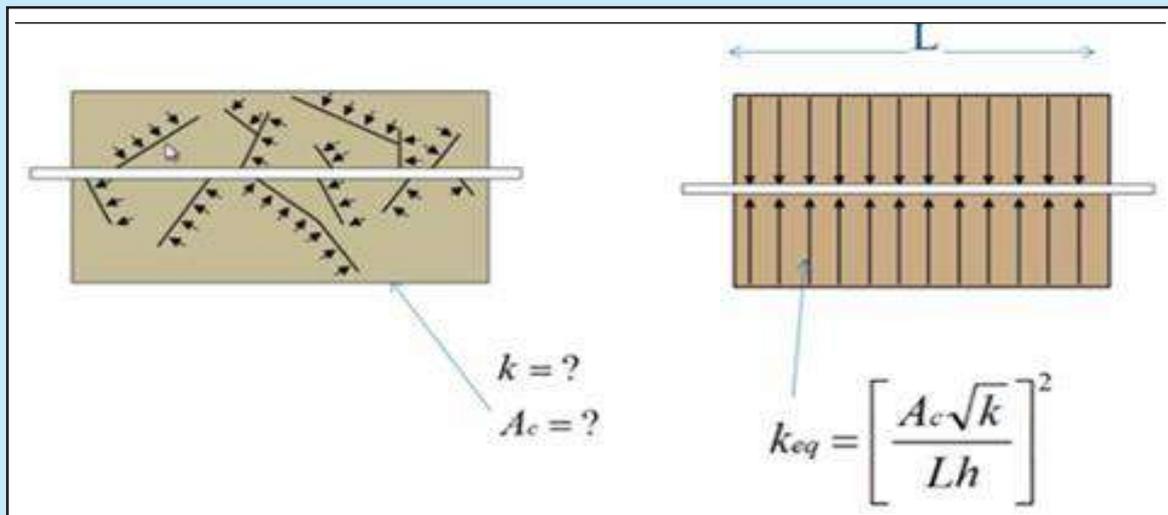
Data log sumur yang telah ada, parameter untuk menghitung *shale gas in place* dapat diperkirakan. Parameter yang baik untuk Unkonvensional Hidrokarbon sudah mulai teridentifikasi pada kedalaman 2125 mMD dengan TOC 5,63 % wt, S1 = 1,69, S2 = 42,19, Tmax = 441°C, Ro = 0,7, dan HI = 200-750, dapat dilihat pada Gambar 2.

Rekapitulasi Petrofisika pada Formasi Lahat pada kedalaman 2125-2175 mMD sebagai berikut: Porositas = 3%, Sw = 40%, dan densitas kerogen = 2,62 gr/cc.

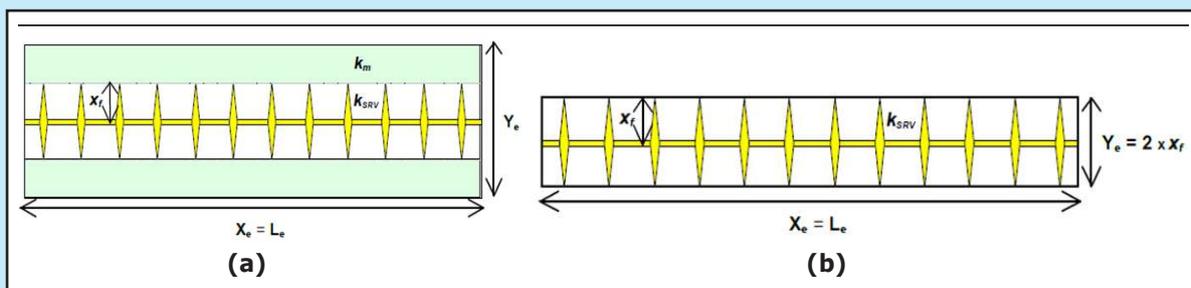
Berdasarkan parameter *shale gas* dari sumur yang telah ada, potensi ketebalan shale gas yang dapat dihasilkan dan diakumulasi sekitar 50 meter. Pada

Tabel 1
Desain Kompleksi Berdasarkan US *Shale Gas*

Field	Fracture Half Length (ft)	Horizontal Well Length (ft)
Barnett	200 - 400	4000
Bakken	500 - 1000	8000 - 10000
Eagle Ford	200	5000
Marcellus	550	4500



Gambar 7
Model sederhana aliran linear.



Gambar 8
(a) Model Stimulated Reservoir Volume (SRV), (b) Model Composite.

Gambar 3, terlihat dari data log neutron, jika log neutron semakin menyimpang ke kiri (semakin besar), batuan tersebut lebih dominan mengandung gas, dan dari *cross plot* log neutron (meyimpang ke semakin besar) dan log density (meyimpang ke semakin besar) tersebut bisa menunjukkan daerah yg mengandung hidrokarbon, serta dari log gamma ray mampu menunjukkan kandungan *clay* pada batuan tersebut, karena kandungan mineral *clay* meningkatkan presentase *gas release*.

C. Sweet Spot Area

Berdasarkan peta *depth structure* beserta nilai kematangan (R_o) > 0,7, ditunjukkan area potensial untuk *unconventional hydrocarbon resource*. Total area untuk potensi *shale gas* dan *shale oil* pada Formasi Lahat sebesar 4378,9 acre, dapat dilihat pada Gambar 4.

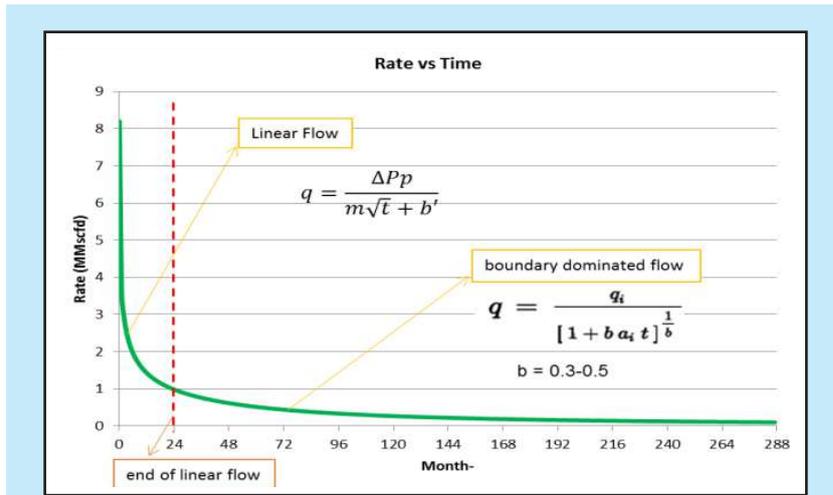
D. Gas In Place

Dengan data yang ada, perkiraan gas in place dapat diperkirakan, metode yang digunakan dalam perkiraan *gas in Place* adalah metode Lewis dkk. (2004) yang mana metode tersebut telah diterbitkan untuk paper *shale gas* reservoir dan telah dipresentasikan dalam reservoir symposium 2004 (Schlumberger), dan untuk perkiraan gas content menggunakan kurva Jarvie TOC vs Gas Content (Gambar 5.)

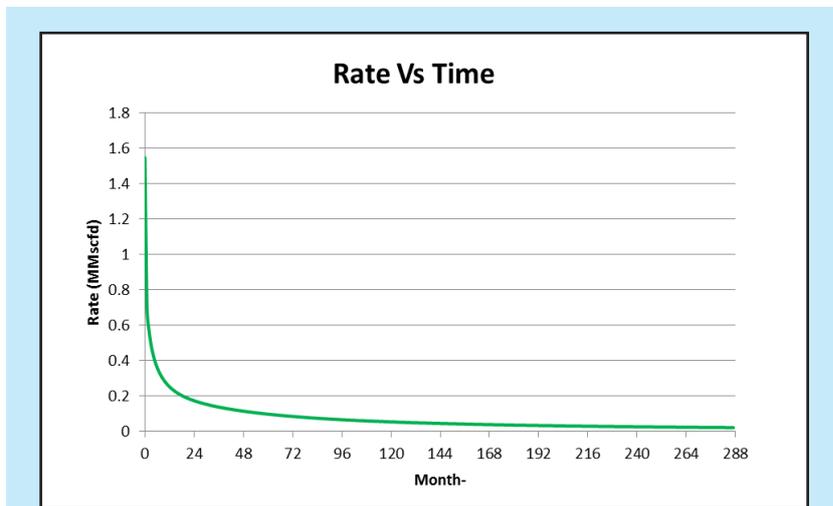
$$Gcfm = \frac{1}{Bg} \times [\Phi_{eff}(1 - S_w)] \times \frac{\varphi}{\rho_b}$$

Keterangan :

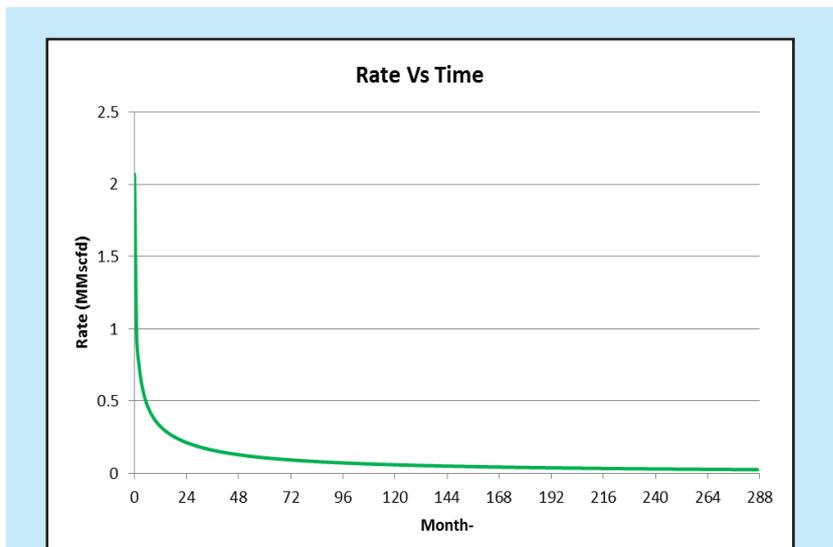
- Gcfm = Volume *free gas* (scf/ton)
- Bg = Faktor Volume Formasi Gas (rfc/scf)
- Φ_{eff} = Porosity Effective
- S_w = Water Saturation
- ρ_b = density bulk (g/cc)



Gambar 9
Rezim Aliran Profil Produksi Sumuran Desain 7.



Gambar 10
Profil Produksi Desain 1.



Gambar 11
Profil Produksi Desain 2.

ϕ = Konstanta Konversi (32,1052)

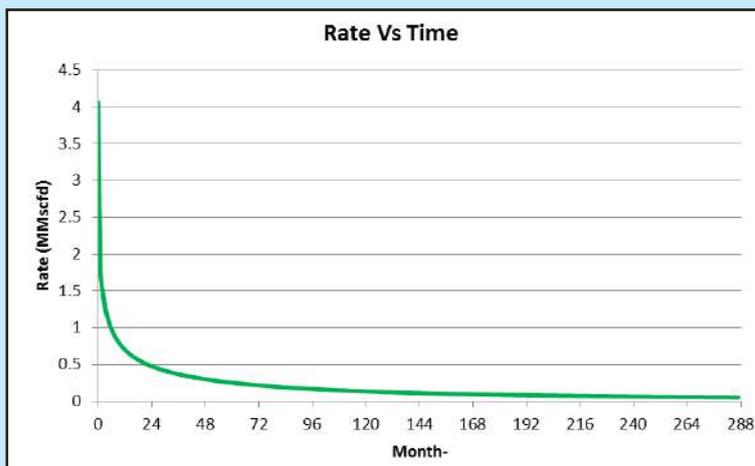
Hasil dari Jarvie chart, diperkirakan *gas content* yang teradsorpsi sebesar 80 Sfc/ton. Berdasarkan penelitian Yuliandri, dkk. (2013), diperoleh hasil perhitungan potensi Gas In Place pada Formasi Lahat seluas 4378.9 acre sebesar 146.8 Bcf. Potensi ini yang akan dijadikan sebagai cadangan untuk pengembangan lapangan *shale gas*.

E. Langmuir Isotherm Modeling

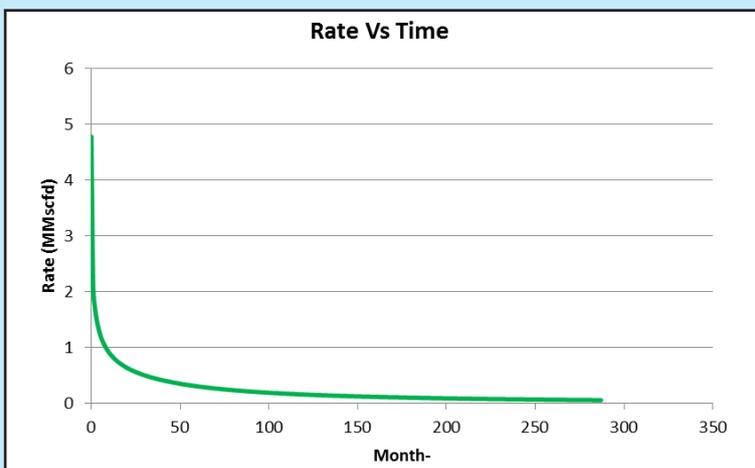
Saat ini data lab untuk *Langmuir Isotherm* pada lapangan ini masih belum ada, namun dalam simulasi dibutuhkan input data Langmuir Isoterm dengan GCi 80 SCF/Ton, jadi penulis memodelkan bentuk Langmuir isotherm seperti terlihat pada Gambar 6.

F. Strategi Pengembangan Lapangan

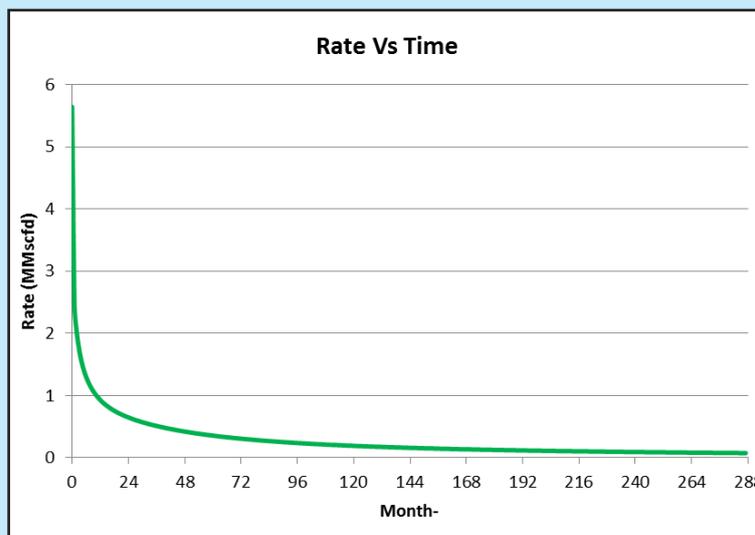
Berdasarkan gradien tekanan formasi serta gradien temperature, diperoleh Tekanan Reservoir sebesar 3089,02 Psi(a) serta Temperature Reservoir sebesar 247,28 °F, dari semua data yang ada dan asumsi permeabilitas matriks sumbu horizontal sebesar 0,0005 md dan permeabilitas sumbu vertikal sebesar 0,00005 md, profil produksi sumuran diperkirakan dengan bantuan *software IHS Fekete Evolution*, selama 24 tahun, dengan anggapan 6 tahun masa eksplorasi. Peramalan produksi sumuran dilakukan dengan berbagai variasi desain kompleks, yaitu *fracture half length*, panjang sumur horizontal dan jumlah stages yang berbeda-beda. Dengan demikian dapat diperkirakan berapa estimasi jumlah sumur maksimal dalam suatu lapangan, dan perolehan *recovery factornya*, dan dicoba meninjau dari segi indikator keekonomian dengan skema *PSC Cost Recovery*.



Gambar 12
Profil Produksi Desain 3



Gambar 13
Profil Produksi Desain 4



Gambar 14
Profil Produksi Desain 5

Tabel 2
Scenario Summary

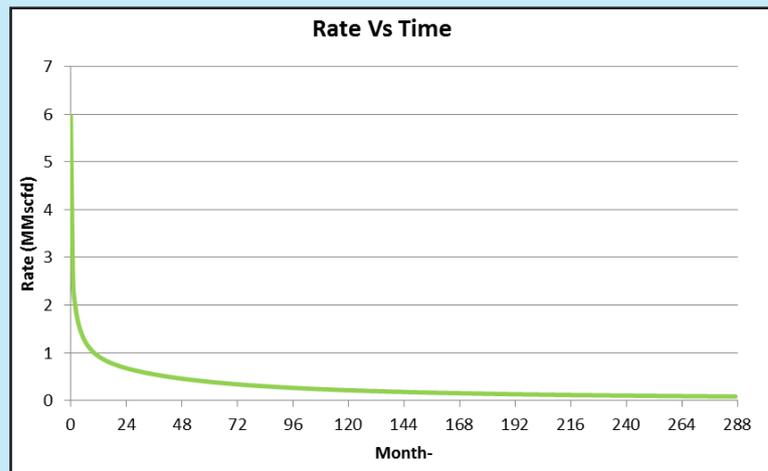
Design	Completion Design			Total Well	Rate Plateau (MMscfd)	Long Plateau (Years)	Gp (Tcf)	RF (%)
	Lex (ft)	Xlf (ft)	Number of Stages					
1	3000	200	6	158	12.094	15	0.095704777	65.19
2	6000	200	12	80	7.44	16	0.058008771	39.5
3	6000	250	12	64	12.93	14	0.103635292	70.59
4	6000	300	12	53	13.85	14	0.104314276	71.058
5	7000	300	14	46	13.82	15	0.102279335	69.67
6	8000	300	16	40	12.22	15	0.097798493	66.6
7	10000	300	20	32	11.9	17	0.104309925	71.055

G. Berdasarkan US *Shale Play*

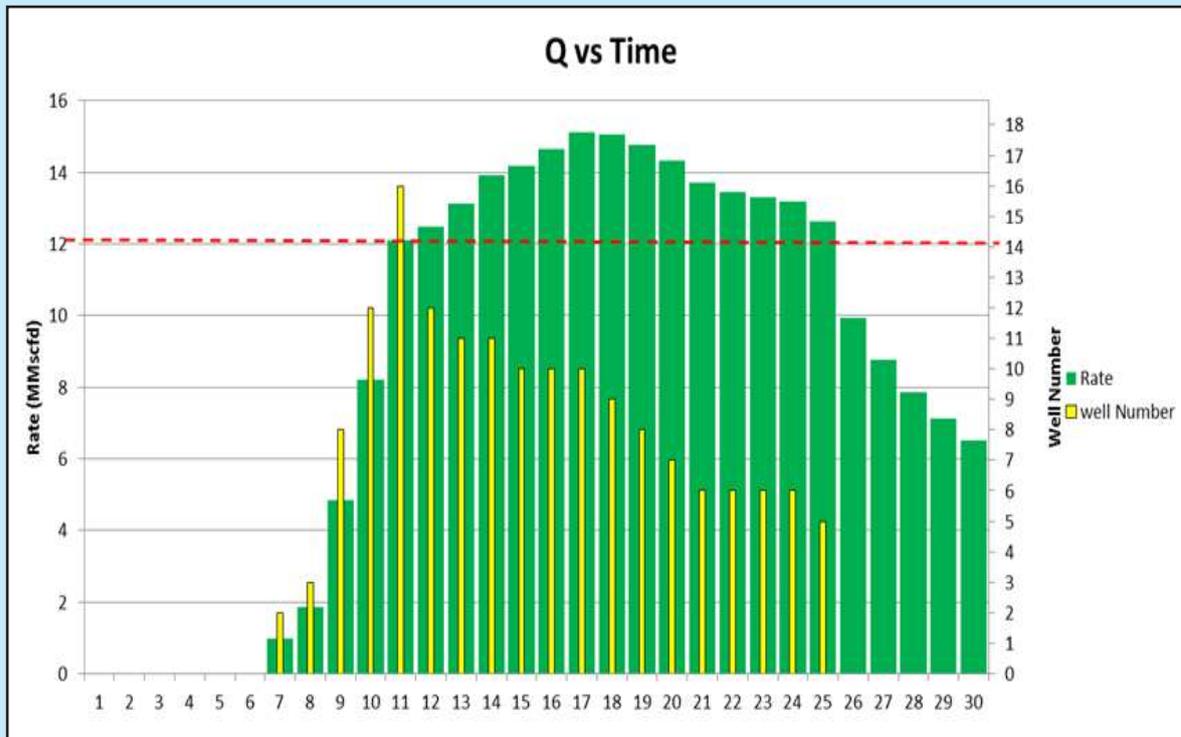
Berdasarkan desain kompleksi yang telah dilakukan oleh AS untuk pengembangan sumur *shale gas*, maka digunakan desain yang mengacu pada nilai tersebut, yang tentunya dengan perkiraan kondisi geologi di Indonesia dengan usia batuan yang lebih muda.

H. Perkiraan Jumlah Sumur Maksimal

Perkiraan jumlah sumur maksimal dalam suatu lapangan dapat dilakukan dengan membagi



Gambar 15
Profil Produksi Desain 6



Gambar 16
Skenario Desain 1

luas area shale play dengan luas pengurasan sumuran, karena jika jumlah sumur melebihi angka maksimum, maka dikhawatirkan akan terjadi interferensi antar sumur.

I. Persebaran Rekahan

Pada Gambar 7. Jelas menunjukkan bahwa distrbusi rekahan tidak berpengaruh, yang terpenting adalah panjang rekahan tersebut serta panjang sumur horizontalnya, karena gambar sebelah kiri equivalent dengan gambar sebelah kanan.

J. Teori SRV (*stimulated reservoir volume*)

Dalam model SRV, permeabilitas zona luar diabaikan. Ilustrasi model ini disajikan pada Gambar 8 (a). History Match dengan data produksi perlu melakukan regresi pada dua parameter: permeabilitas efektif dalam SRV (*kSRV*) dan *apparent fracture conductivity* (FCD). FCD, dalam konteks makalah ini, adalah untuk semua efek non-linear-flow, termasuk: *finite conductivity*, konvergensi aliran, dll. Regresi meminimalkan kesalahan antara simulasi dan tekanan mengalir aktual. Setelah kecocokan dengan tekanan diperoleh, model kemudian

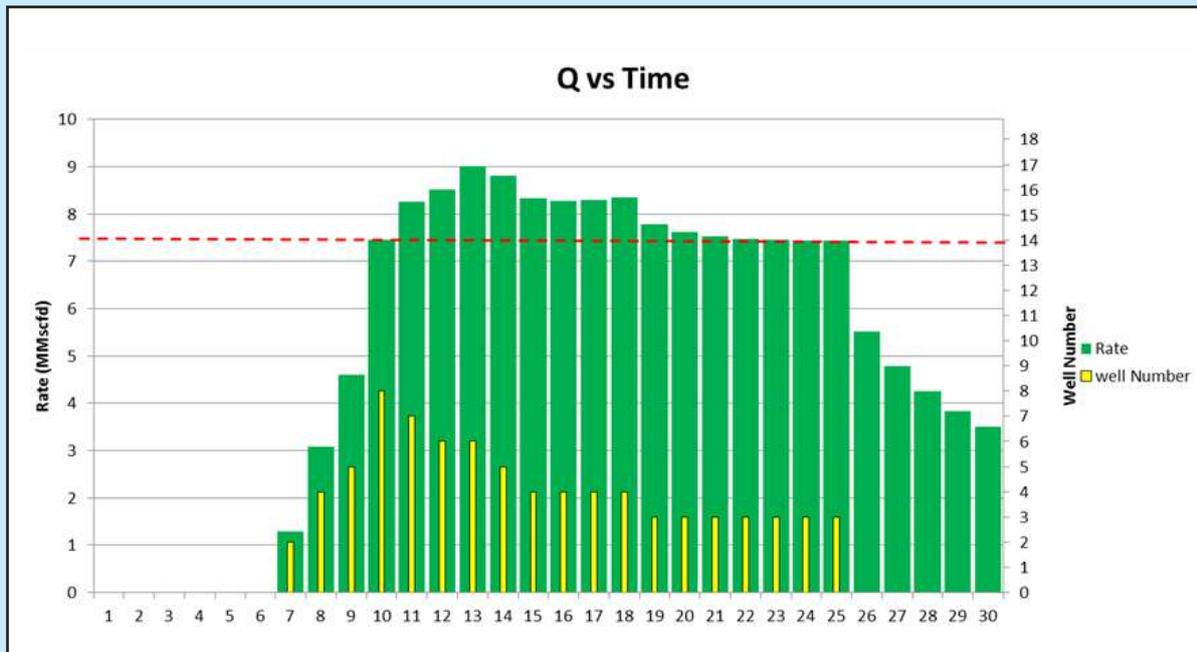
dikonfirmasi dengan membandingkan tingkat hasil yang dihitung dengan tingkat yang diukur.

**Tabel 3
Parameter Ekonomi**

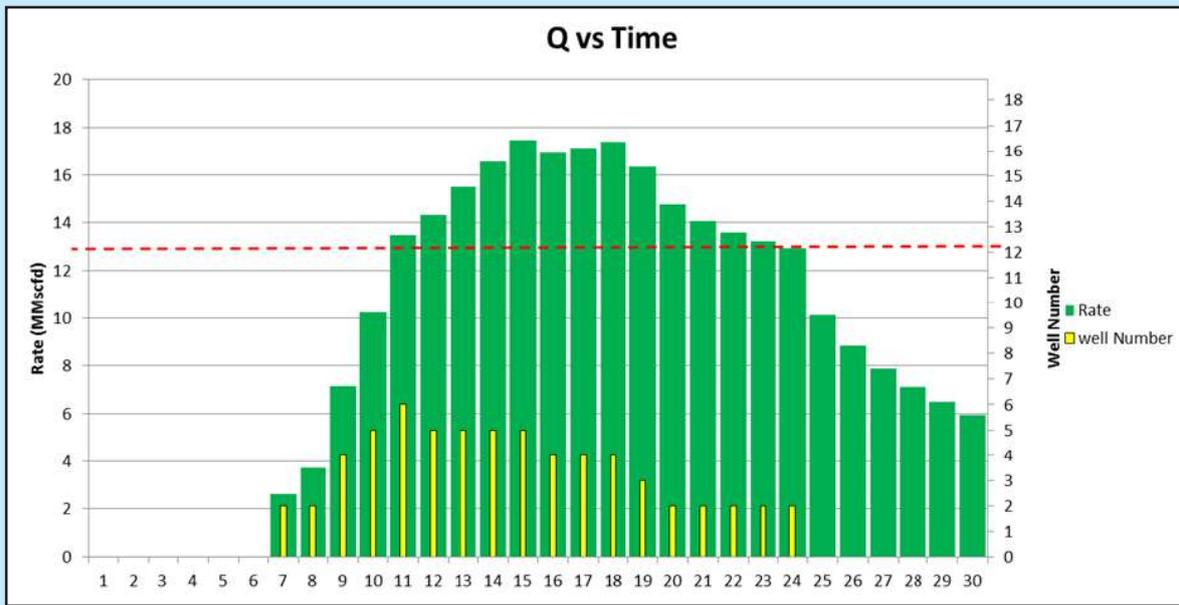
Harga Gas	7 USD/MMBTU
Biaya <i>Workover</i>	500.000 USD/Well
Biaya <i>Compressor</i>	1.500 USD/HP
Biaya <i>Surface Facilities</i>	1.000.000 USD/MMSCFD
OPEX	1.5 USD/MSCF
Tax	40%
<i>Pipeline</i>	100.000 USD/KM/in
<i>Fracture Half Length</i> 250 ft	100.000 USD/Stage

**Tabel 4
Indikator Ekonomi**

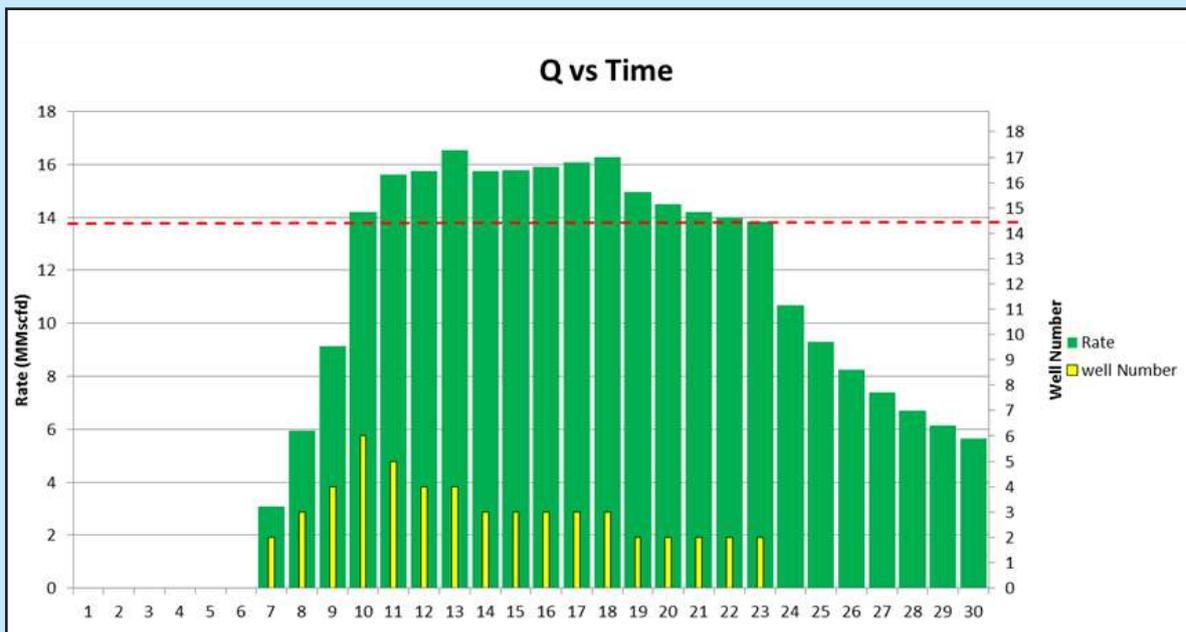
Desain	NCF (USD)	NPV @ DF 10% (USD)	ROR (%)
1	-\$2,440,516,622.48	-\$769,798,940.79	-
2	-\$1,264,416,639.22	-\$434,962,947.24	-
3	-\$544,858,906.66	-\$261,261,386.20	-8.96047
4	-\$301,794,402.81	-\$196,702,179.70	-5.52235
5	-\$176,983,985.59	-\$150,733,879.45	-3.60309
6	-\$107,791,717.93	-\$138,866,456.51	-2.24086
7 (tanpa choke)	\$16,965,686.95	-\$70,583,557.42	0.565344
7 (choke)	\$11,413,444.85	-\$98,000,749.75	0.269261



**Gambar 17
Skenario Desain 2.**



Gambar 18
Skenario Desain 3

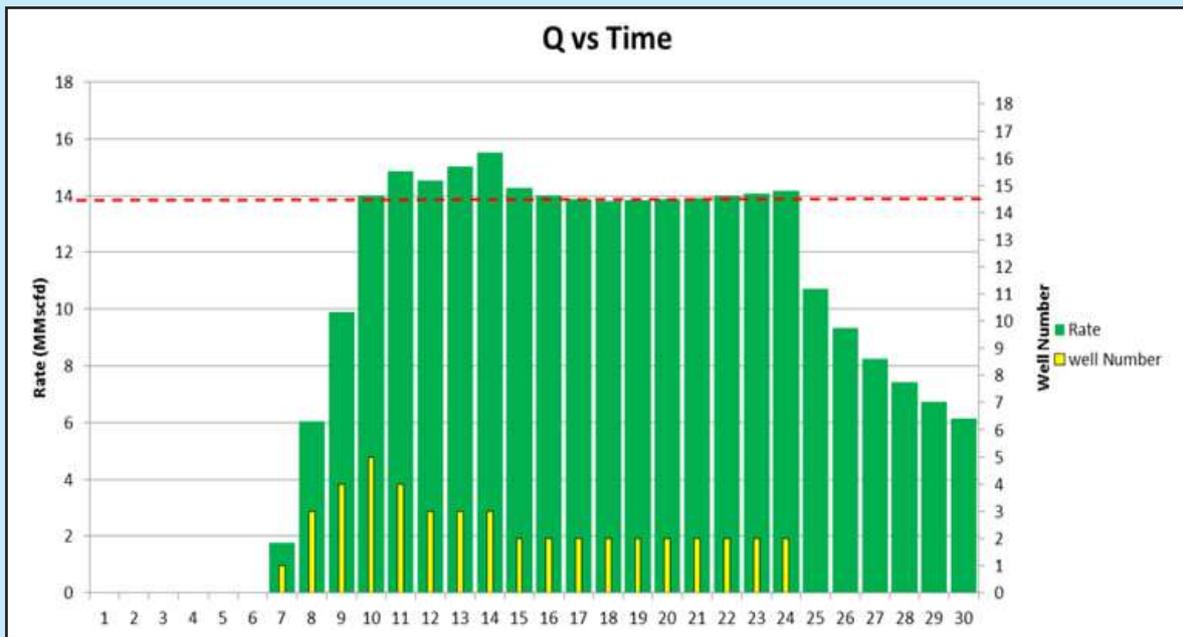


Gambar 19
Skenario Desain 4

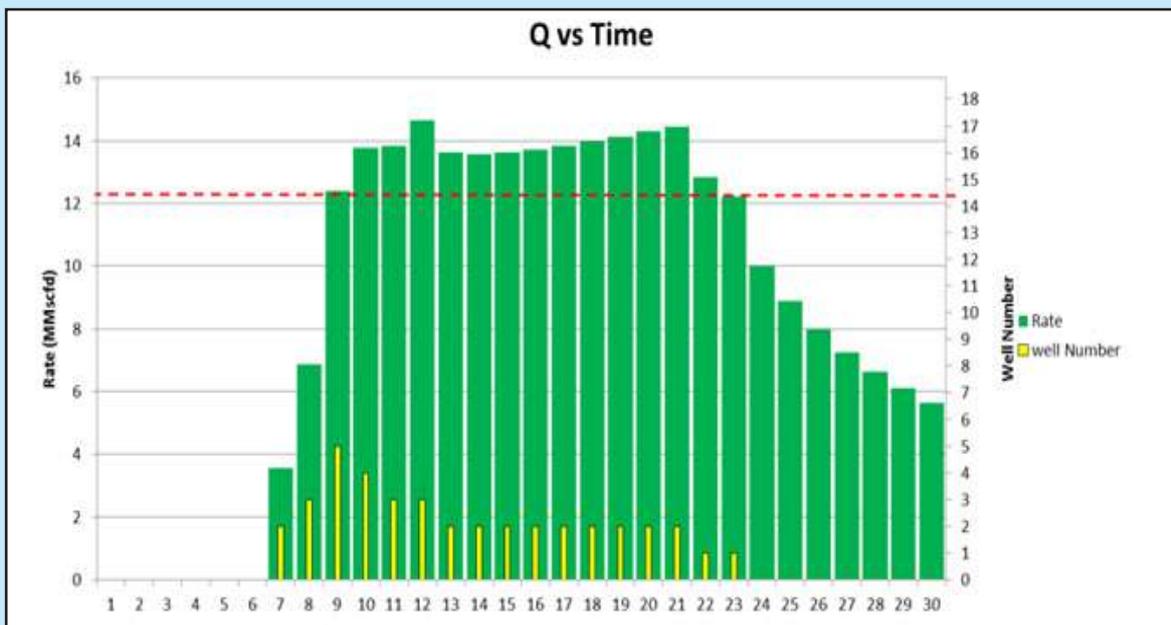
K. Teori Model *Composite*

Dalam model ini, permeabilitas zona luar tidak diabaikan. Permeabilitas ini sesuai dengan permeabilitas matriks *shale*. Ketika permeabilitas ini adalah 0,001 md, masuk akal untuk mengabaikannya dan kembali ke model SRV. Namun, sering dilaporkan bahwa permeabilitas matriks dapat setinggi 0,001

md. Dalam kondisi ini, kontribusi gas dari zona luar ke SRV menjadi signifikan. Untuk mendapatkan perkiraan paling optimis, K_m ditingkatkan ke nilai setinggi mungkin tanpa kehilangan kesesuaian riwayat tekanan. Sementara K_m bertambah K_{SRV} mungkin berkurang untuk mempertahankan *history match*. Namun, setiap saat K_m harus lebih kecil dari



Gambar 20
Skenario Desain 5



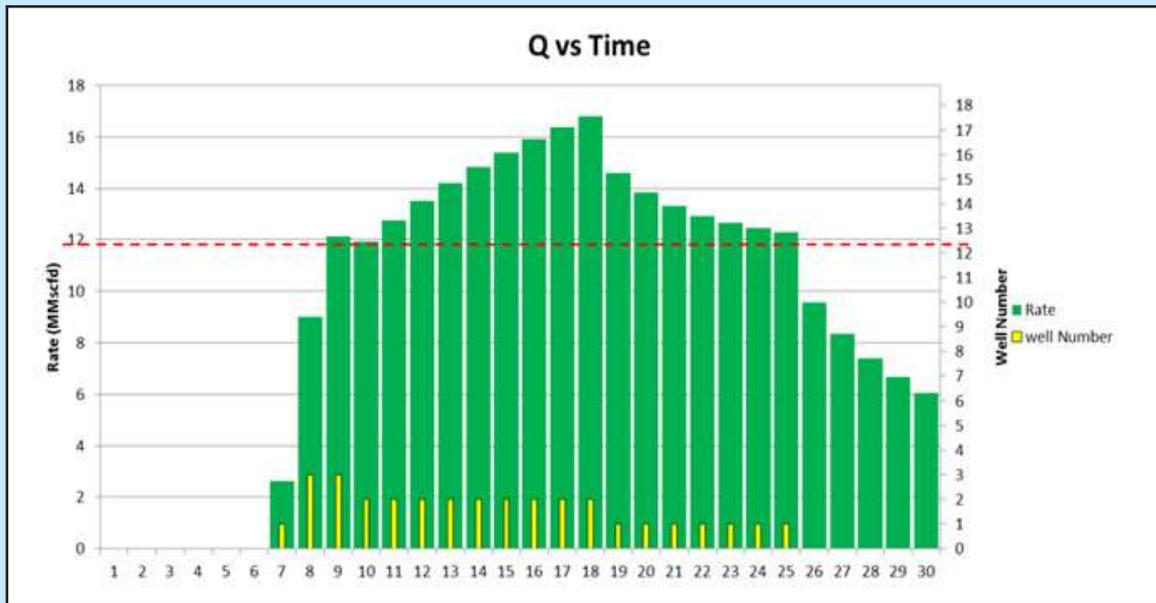
Gambar 21
Skenario Desain 6

K_{SRV} (karena K_{SRV} sesungguhnya adalah K_m yang telah dilakukan kompleks). Model ini digambarkan dalam Gambar 8 (b).

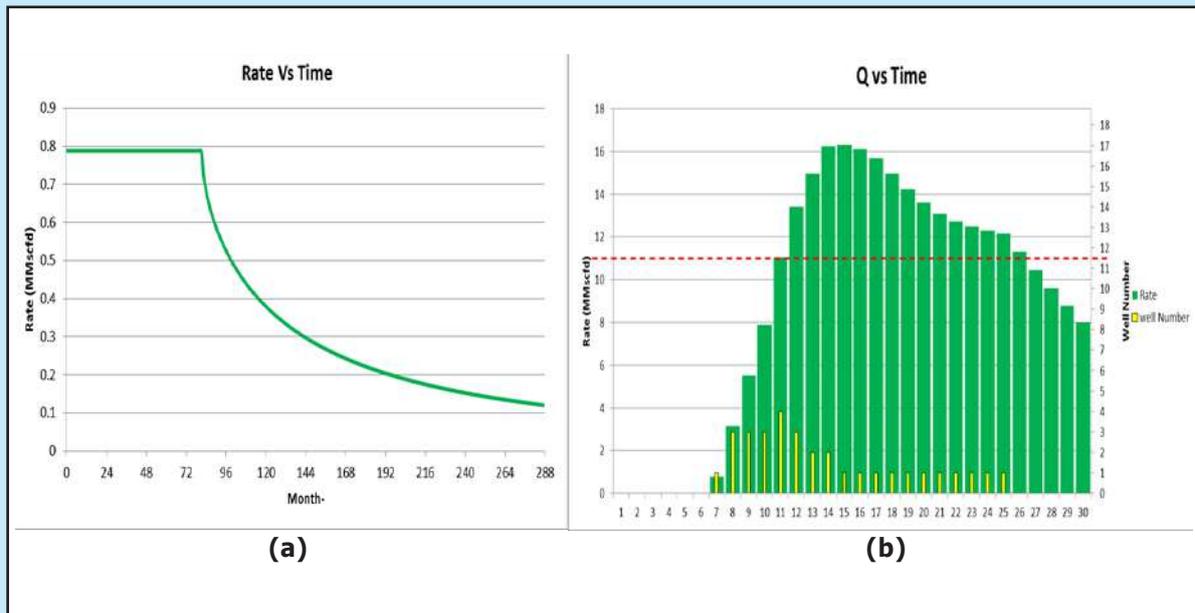
III. HASIL DAN DISKUSI

Profil Sumuran selama 24 tahun tanpa choke, dengan Panjang Sumur Horizontal 10000 ft, dan fracture half length 300 ft, seperti yang ditunjukkan

pada Gambar 9, terlihat bahwa peak production pada initial rate diperoleh sebesar 8.2 MMscfd, kemudian langsung turun drastis, hal ini disebabkan karena sebelum *end of linear flow*, aliran linear berasal dari rekahan, kemudian setelah bulan ke-24 dimulainya *boundary dominated flow*, dengan decline *hyperbolic*.



Gambar 22
Skenario Desain 7 (unchoke).

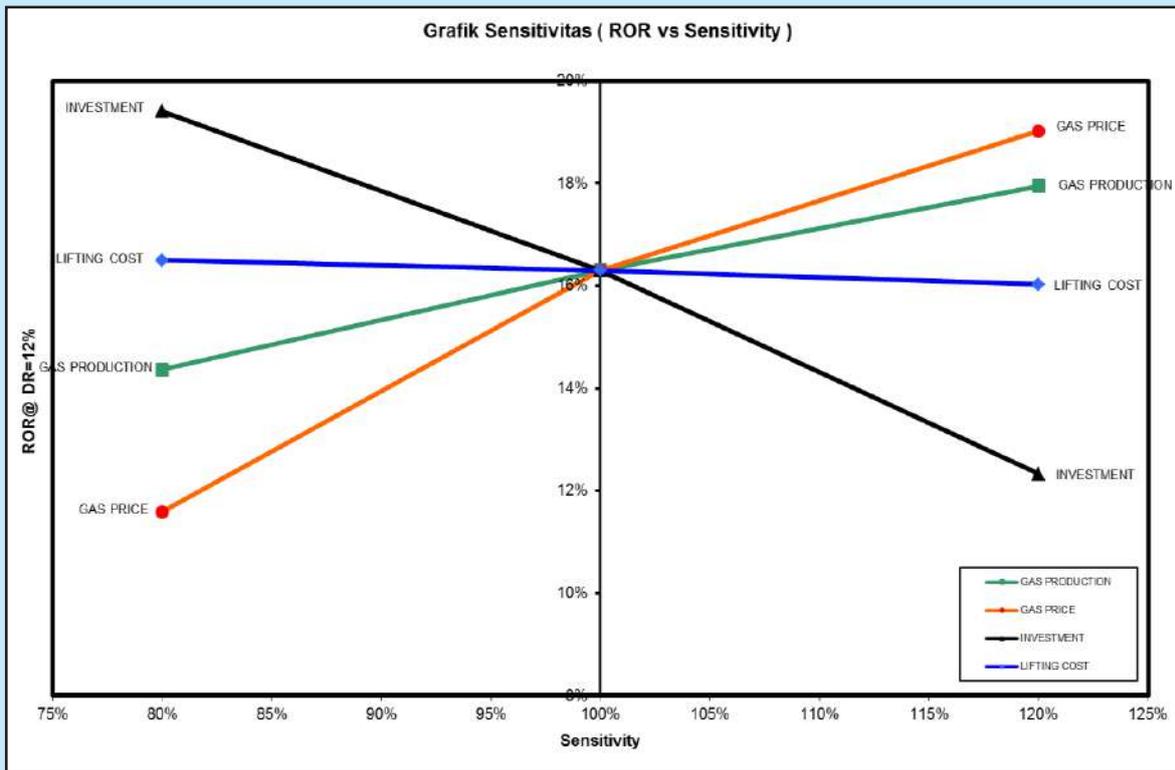


Gambar 23
(a) Profil Produksi Desain 7 (Choke), (b) Skenario Desain 7 (choke).

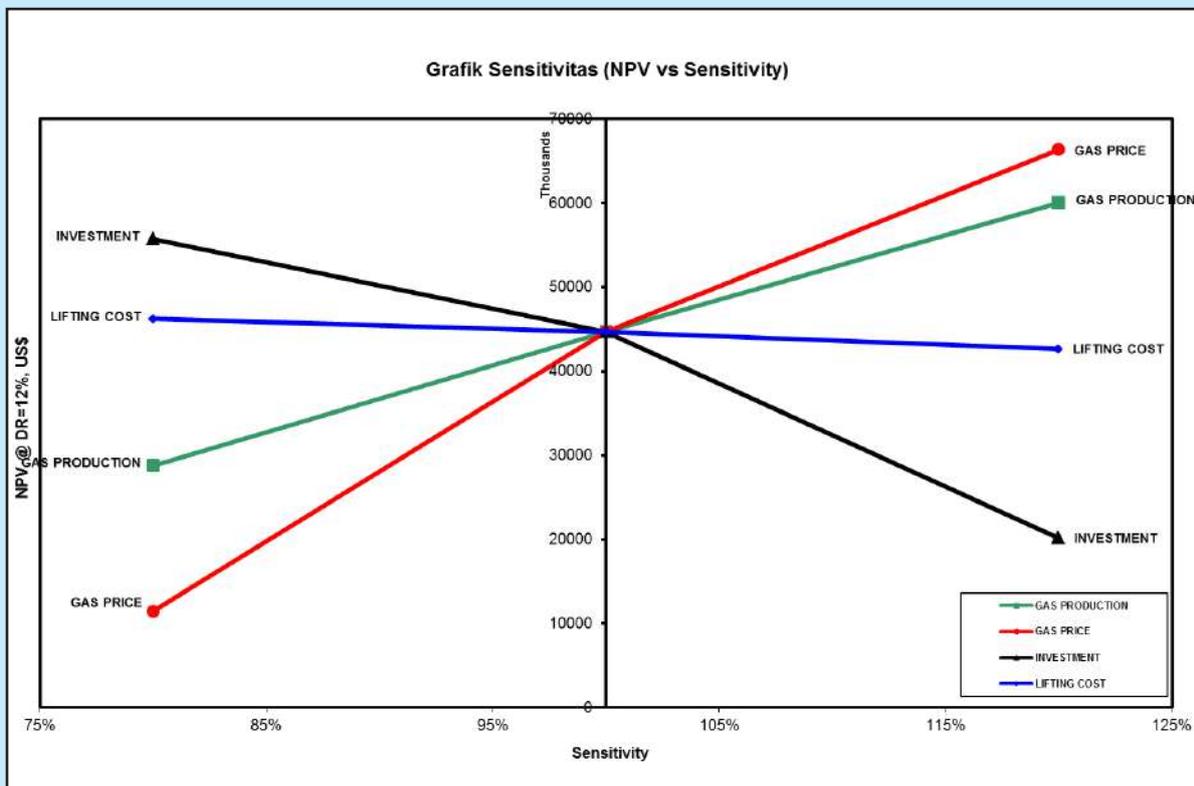
Pada Gambar 10 hingga Gambar 15 menunjukkan profil produksi sumuran dengan berbagai desain kompleksi. Semakin panjang sumur horizontal dan semakin panjang *fracture half length*, peak production pada initial rate semakin tinggi, sehingga jelas RF yang akan dicapai semakin besar, maka dari itu dipilih desain dengan panjang sumur horizontal 10000 ft serta panjang rekah 300 ft.

A. Pengembangan Lapangan

Dalam pengembangan lapangan, penulis mencoba membuat scenario dengan rate plateau lapangan diatas 10 MMscfd selama mungkin, diharapkan dapat menyuplai sekitar 25% kebutuhan gas pada sector transportasi yang diperkirakan membutuhkan rate sebesar 37.22 MMscfd pada tahun 2027(Dirjen



Gambar 24
Spider Diagram ROR Desain 7 dengan *Sliding Slide*.



Gambar 25
Spider Diagram NPV Desain 7 dengan *Sliding Slide*.

MIGAS, 2018). Dari Gambar 16 hingga Gambar 22, dapat dilihat jumlah pembukaan sumur tiap tahun serta *rate* tahunannya untuk masing-masing scenario.

Untuk lebih jelasnya hasil dari semua variasi desain kompleksi ditampilkan pada Tabel 2.

Penulis menganggap skenario dengan desain panjang pemboran horizontal 10000 ft dan *fracture half length* 300 ft, merupakan scenario terbaik, karena mampu menghasilkan *rate plateau* hingga 17 tahun sesuai dengan PTK POD 2017 yang mana minimal *plateau* selama 2/3 tahun dari *lifetime production*.

Namun disini penulis mencoba membandingkan desain kompleksi 7 dengan scenario tanpa choke dan scenario menggunakan choke dengan membatasi *rate* tiap sumurnya maksimum sebesar 30% AOFPP seperti halnya yang dilakukan pada sumur gas konvensional, yaitu dengan *rate* 0.788 MMscfd. Profil produksi sumuran, dan scenario pengembangan lapangan dapat dilihat pada Gambar 23, dan dapat disimpulkan untuk reservoir Non Konvensional scenario sumuran tanpa choke dinilai lebih maksimal dibandingkan dengan melakukan choke untuk membatasi *rate* maksimum 30% AOFPP seperti halnya yang dilakukan untuk reservoir Konvensional, hal ini dikarenakan *rate* untuk Reservoir Gas Non Konvensional hanya tinggi diawal produksi kemudian turun drastis, sehingga *rate averagenya* kecil, berbeda dengan reservoir konvensional yang memiliki *rate* cukup tinggi secara lebih stabil.

B. Analisa Keekonomian

Dengan anggapan biaya pemboran serta kompleksi satu sumur sebesar 19.800.000 USD hingga 22.000.000 USD tergantung panjang sumur horizontal, *fracture half length*, dan jumlah stages, serta asumsi parameter keekonomian seperti terlihat pada Tabel 3.

Hasil perhitungan keekonomian ditunjukkan pada Tabel IV.

Penulis juga mencoba cara agar diperoleh indikator keekonomian yang bernilai positif dengan menerapkan *sliding slide* untuk biaya pemboran, artinya biaya pemboran akan turun sebesar 2 juta setiap 2 tahun dikarenakan jumlah sumur yang semakin meningkat tiap tahun. Pada harga gas 11 USD/MMBTU, indikator keekonomian mulai bernilai positif diperoleh untuk desain 7 yang dianggap sebagai desain terbaik sebesar 10.114.844 USD untuk NPV dengan ROR sebesar 11,41% dan Pay Out Time dicapai pada tahun ke-23 dihitung dari awal kontrak. Namun jika harga gas diangka 14 USD/

MMBTU diperoleh indikator keekonomian sebagai berikut, 44.710.386 USD untuk NPV dengan ROR 16,30%, dan dicapai Pay Out Time pada tahun ke-17 dihitung dari awal kontrak, jadi lapangan ini bisa dikatakan ekonomis dilihat dari ROR yang diperoleh sudah diatas 14% yang merupakan batas minimal ROR untuk keekonomian migas.

C. Uji Sensitivitas

Uji sensitivitas adalah cara untuk melihat pengaruh perubahan indikator ekonomi terhadap perubahan produksi gas, harga gas, investasi dan biaya operasi. Analisa ini dilakukan pada perubahan 80% serta 120% atau penurunan sebesar 20% dan peningkatan sebesar 20%. Nantinya hasil analisa sensitivitas dapat diplot dalam bentuk diagram spider dan dilihat sensitivitasnya terhadap besarnya harga ROR dan NPV untuk desain 7 (*unchoke*) dengan *sliding slide* dan pada harga gas 14 USD/MMBTU. Diagram spider sensitivitas untuk ROR dan NPV dapat dilihat pada Gambar 24 dan Gambar 25.

Pada spider diagram ternyata yang paling dominan mempengaruhi indikator keekonomian ROR dan NPV adalah investasi, diikuti secara berurutan oleh harga gas, kemudian gas produksi. Biaya operasi hampir dapat dikatakan tidak berpengaruh.

D. Skema Kontrak Bandingan

Berbagai cara telah dilakukan dengan harapan memperoleh indikator keekonomian lapangan yang baik. Penulis memberikan bandingan usulan kebijakan agar proyek *shale gas* di Indonesia dapat dilakukan.

Usulan kebijakan tersebut adalah jika menerapkan skema *Gross Split*, maka perlunya ada modifikasi dengan memberikan *split* 100% untuk kontraktor, dikhususkan untuk *project shale gas* pendapatan pemerintah hanya berasal dari pajak. Biaya pemboran mengalami *sliding slide*, serta dengan penjualan pada harga gas 14 USD/MMBTU. maka diperoleh indikator keekonomiman yang sedikit lebih baik daripada skema PSC *Cost Recovery*, yaitu sebesar 68.499.637 USD untuk NPV dengan IRR 16,71% dan POT pada tahun ke-15 dihitung dari awal kontrak.

IV. KESIMPULAN

Desain 7 (10000 ft *horizontal well length* dan *fracture half length* 300 ft) skenario tanpa choke dengan jumlah sumur total 32, adalah skenario pengembangan terbaik yang dapat dilakukan untuk

area Formasi Lahat dengan perolehan RF 71,055%. Berdasarkan Indikator Ekonomi yang diperoleh untuk tiap skenario, area Formasi Lahat dianggap penulis kurang ekonomis untuk dikembangkan dengan harga gas 7 USD/MMBTU yang umum di Indonesia. Lapangan *Shale Gas* Formasi Lahat ekonomis dikembangkan jika harga gas diangka 14 USD/MMBTU, dan biaya pemboran mengalami *sliding slide*, dengan skema *PSC Cost Recovery*. Perlunya dilakukan modifikasi prosentase *split*, jika lapangan *shale gas* dikembangkan dengan skema *Gross Split*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”, Yogyakarta atas izin dan dukungan yang diberikan sehingga studi ini dapat dipublikasikan untuk menambah wawasan ilmiah tentang perkembangan industri penambangan terbuka minyak berat di Indonesia.

KEPUSTAKAAN

- Ariyanto, A. & Nuraeni, S.**, 2016. Analisis Keekonomian Pengembangan Coalbed Methane (Cbm) di Indonesia dengan berbagai Model Production Sharing Contract (Psc) Berbasis Joint Study pada Lapangan Cbm X. Jakarta: Universitas Trisakti.
- Cipolla, C., Lolon, E., Erdle, J. & Tathed, V.**, 2009. Modeling Well Performance in Shale Gas Reservoir. Abu Dhabi, UAE, European Association of Geoscientists & Engineers.
- Dirjen MIGAS**, 2018. Neraca Gas Bumi Indonesia 2018-2027, Jakarta: Dirjen MIGAS.
- Hill, R., Jarvie, D., Pollastro, R., Bowker, K., & Claxton, B.**, 2004. Geochemistry of an unconventional gas prospect: The Barnett Shale gas model. Copenhagen, Denmark, Geochimica et Cosmochimica Acta.
- Lewis, R., Ingraham, D., Percy, M., Williamson, J., Sawyer, W., & Frantz, J.**, 2004. New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoir. Oklahoma City, Schlumberger.
- Strickland, R. F., Purvis, D. C. & Blasingame, T. A.**, 2011. Practical Aspect of Reserve Determination for Shale Gas. The Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Thompson, J., M'Angha, V. O. & Anderson, D.**, 2011. Advancement in Shale Gas Production Forecasting-A Marcellus Case Study. The Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Yuliandri, I., Anggela, M., Yusmen, D., Kurniawan, M., & Latuconsina, M.**, 2013. Shale Gas Resource of Lahat Formation at Topaz Area, Indonesia. Cartagena, Colombia, AAPG.
- Yu, W. & Sepehrnoori, K.**, 2013. Optimization of Multiple Hydraulically Fractured Horizontal Well in Unconventional Gas Reservoir. Oklahoma City, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Zee Ma, Y. & Holditch, S.**, 2016. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook Evaluation and Development. Kidlington, Oxford, USA: Gulf Professional Publishing.