

Jurnal Ilmu Kebumihan



# Teknologi Mineral

(Dahulu Buletin Teknologi Mineral)

---

ISSN 0854 - 2554

Volume 16, Nomor 1, Januari - Juni 2003, Hal. 1 - 57

---

Geochemistry of the Tertiary rhyolite from West Kalimantan and its geodynamic implications

Pembentukan Cu-sulfida pada zona supergen di daerah Cigaru, Jampang, Sukabumi, Jawa Barat

Batuan sedimen laut dalam (Formasi Jampang) akibat pengangkatan gosong pasir laguna Segara Anakan daerah Cilacap, Jawa Tengah

Prosedur karakterisasi massa batuan untuk rancangan peledakan

Pemantauan deformasi lereng tambang batubara dengan menggunakan ekstensometer: studi kasus pada Pit-1 Lereng Selatan di Muara Tiga Besar Utara, Tanjung Enim, Sumatera Selatan

Pengaruh sistem porositas dan kekuatan tenaga pendorong air terhadap perilaku produksi gas pada Sumur-X

Upaya penanggulangan kasus kerucut air menggunakan metode *Downhole Water Sink Reverse Cone*

Analisis lingkungan pengendapan dan potensi Formasi Talang Akar<sub>eq</sub> sumur KL-I cekungan Jawa Barat laut berdasarkan data *wireline log*

Geology for community strengthening: A case study on disaster management

Korelasi antara curah hujan dan tinggi muka air tanah suatu daerah sebagai pemicu terjadinya kelongsoran, studi kasus daerah Margoyoso, Kabupaten Magelang



Jurnal Ilmu Kebumihan

# Teknologi Mineral

## **PENANGGUNGJAWAB**

Dekan Fakultas Teknologi Mineral  
UPN "Veteran" Yogyakarta

## **KETUA**

Ir. D. Haryanto, M.Sc., Ph.D

## **DEWAN REDAKSI**

Prof.Drs. H.R. Bambang Soeroto., Dr.Ir. Sutanto, DEA., Dr.Ir. Sari Bahagiarti K, M.Sc.,  
Dr.Ir. Sudarmoyo, SE, MT., Dr.Ir. Dyah Rini, MT., Dr.Ir. Heru Sigit Purwanto, MT.,  
Ir. Helmy Murwanto, M.Si., Ir. Sudarsono, MT., Ir. Hadiyan, MT., Ir. Kresno, MT.,  
Ir. Moch. Winanto Adjie, M.Sc., Ir. F. Suhartono, M.Si., Ir. Andi Sungkowo, M.Si.

## **MITRA BESTARI**

Prof.Dr.Ir. Septoratto Siregar., Dr.Ir. Leksono M., Dr.Ir. Rudi Rubiandini.,  
Prof.Dr.Ir. Made Astawa Rai., Dr.Ir. Sudarto Notosiswoyo., Dr.Ir. Totok Sudariyanto.  
Dr.Ir. Heru Hendrayana., Dr.Ir. Dwikorita Kernawati., Ir. Marno Datun.

## **SEKRETARIS**

Ir. Bambang Triwibowo, MT

## **BENDAHARA**

Ir. R. Sukotjo, MT

## **TATA GRAFIS DAN CETAK**

Ir. Bambang Bintarto, MT., Ir. Siti Umiyatun Choiriah, MT

## **TATA USAHA**

Winarto, Yulia Andriani, Tukimin, Bambang Agusworo

## **PENERBIT**

Fakultas Teknologi Mineral - Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta  
*JIK Tek Min* terbit secara berkala setiap semester: Juni dan Desember.

## **ALAMAT REDAKSI / TATA USAHA**

Fakultas Teknologi Mineral, Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur Yogyakarta 55283  
Telp. (0274) 487813, 487814 Fax. (0274) 487813,  
E-mail : triwibowo@plasa.com

## **DICETAK OLEH**

Unit Pelaksana Teknik Penerbitan UPN "Veteran" Yogyakarta

# Geochemistry of the Tertiary rhyolite from West Kalimantan and its geodynamic implications

Jurnal Ilmu Kebumihan

# Teknologi Mineral

Baharuddin, B. Djamal, B.H.Harahap  
Geological Research and Development Centre, Jl. Diponegoro 57 Bandung 40122

## Daftar isi

Abstrak

*Di Kalimantan Barat rhyolit berumur Oligosen-Miosen sebagian besar tersebar pada Mandala Cekungan Melawi dan Pegunungan Schwaner. Rhyolit ini merupakan jenis K-feldspar, oksida Fe-Ti, muskovit dan biotit yang jarang. Rhyolit ini diklasifikasikan sebagai rhyolit alkalin berumur K-menengah sampai K-akhir. Gunung Kelam mempunyai sifat geokimia unsur minornya yang ber tipe batuan granit yang terdapatnya kandungan maw La, Ce dan Nd dan logi pula corak grafik Unia Tanah Languanya beranomali positif pada unsur Eu. Diduga bahwa batuan rhyolit yang terjadi di daerah ini mempunyai afinitas dengan rhyolit yang terbentuk pada zona subduksi. Rhyolit ini mempunyai kandungan  $Al_2O_3$  ( $>15$  ppm),  $Y$  (1-16 ppm),  $Nb$  (4-12 ppm). Atas dasar data tersebut, model tektonik yang diajukan untuk West Kalimantan, rhyolit dari West Kalimantan adalah grafitnya mempunyai kemiripan yang curam ke kiri maka batuan ini ditafsirkan berasal dari zona subduksi. Model tektonik tersebut yang paling dapat diterima dari kawasan ini maka diduga bahwa rhyolit dari Kalimantan Barat sesuai dengan awal mula perkembangan Panjajanten Proto Laut China Selatan yaitu ±24 jt tahun yang lalu.*

**Geochemistry of the Tertiary rhyolite from West Kalimantan and its geodynamic implications** 1  
Baharuddin, B. Djamal, B.H.Harahap

**Pembentukan Cu-sulfida pada zona supergen di daerah Cigaru, Jampang, Sukabumi, Jawa Barat.** 8  
Sutarto dan Dwi Fitri Yudiantoro

**Batuan sedimen laut dalam (Formasi Jampang) akibat pengangkatan gosong pasir laguna Segara Anakan daerah Cilacap, Jawa Tengah** 14  
L. Sarmili

**Prosedur karakterisasi massa batuan untuk rancangan peledakan** 22  
S. Koesnaryo

**Pemantauan deformasi lereng tambang batubara dengan menggunakan ekstensometer : studi kasus pada Pit-1 Lereng Selatan di Muara Tiga Besar Utara, Tanjung Enim, Sumatera Selatan** 26  
Mukarwoto dan Maryatin

**Pengaruh sistem porositas dan kekuatan tenaga pendorong air terhadap perilaku produksi gas pada Sumur-X** 31  
Joko Pamungkas dan Bambang Bintarto

**Upaya penanggulangan kasus kerucut air menggunakan metode Downhole Water Sink Reverse Cone** 38  
Dyah Rini Ratnaningsih

**Analisis lingkungan pengendapan dan potensi Formasi Talang Akar<sub>eq</sub> sumur KL-I cekungan Jawa Barat laut berdasarkan data wireline log** 43  
Sugeng W., Bambang T.

**Geology for community strengthening: A case study on disaster management** 49  
Bambang Prastistho and Eko Teguh Paripurno

**Korelasi antara curah hujan dan tinggi muka air tanah suatu daerah sebagai pemicu terjadinya kelongsoran, studi kasus daerah Margoyoso, Kabupaten Magelang** 53  
Budiarto

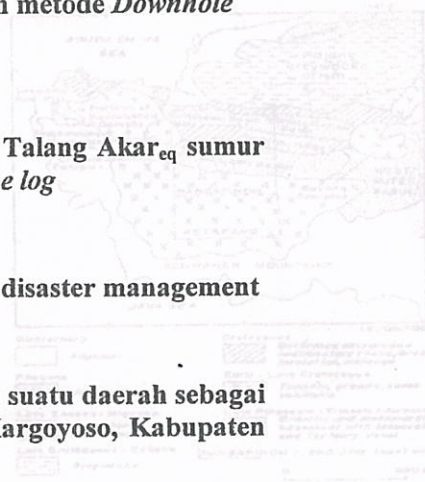


Fig. 1. Tectonic setting of West Kalimantan (After Arandiyan and Trail, 1993)

## Pengaruh sistem porositas dan kekuatan tenaga pendorong air terhadap perilaku produksi gas pada Sumur-X

Joko Pamungkas dan Bambang Bintarto

Jurusan T. Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta

### Abstract

*The bulk porosity system (single or dual porosity) and water drive reservoir (weak or strong water drive) will be interact with gas well production performance. The gas reservoir with dual porosity offer production rate decline and life well longer than choice single porosity, the result of production porosity and recovery factor. In also will be more it is compare to single porosity. And also that performance applied for gas reservoir with weak water drive it is compare to strong water drive.*

### Abstrak

*Sistem porositas batuan (single atau dual porosity) dan kekuatan tenaga pendorong air reservoir (weak atau strong water drive) sangat berpengaruh terhadap perilaku produksi sumur gas. Reservoir gas dengan dual porosity memberikan hasil penurunan laju produksi dan umur sumur yang lebih lama dibandingkan pilihan single porosity, akibatnya kumulatif produksi dan faktor perolehannya juga akan lebih besar jika dibandingkan dengan single porosity. Demikian juga perilaku tersebut berlaku untuk reservoir gas yang weak water drive jika dibandingkan dengan strong water drive.*

Kata-kata kunci : porositas, pendorong air, produksi gas

### PENDAHULUAN

Kajian ini menggunakan data Sumur-X, Reservoir-Y pada Lapangan Z. Lapangan ini terletak dalam daerah kerja salah satu PERTAMINA Daerah Operasi Hulu, Sumur-X dibor pada Bulan Maret 1982 hingga kedalaman 2.718 m. Salah satu reservoir potensialnya adalah Y. Kerja ulang (*work over*) telah dilakukan pada bulan Nopember 2001 dan dilakukan uji *isochronal* dengan menghasilkan laju produksi gas 2,2 MMSCFD pada ukuran jepitan 64/64".

Karakteristik Reservoir-Y lapangan ini belum dapat diidentifikasi dengan baik, hal ini disebabkan karena terbatasnya data, antara lain: tipe porositas (*single* atau *dual porosity*) dan kekuatan tenaga pendorong air reservoir (*weak* atau *strong water drive*), sehingga perilaku produksi gas Sumur-X ini masih merupakan alternatif.

Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan rekomendasi besarnya laju produksi gas pada Sumur-X yang sesuai dengan karakteristik reservoirnya.

Metode penelitian ini menggunakan alat bantu *software* simulasi GEM versi 2001.15 buatan CMG Ltd. (Computer Modelling Group) Canada, dengan langkah-langkah sebagai berikut :

1. Pengumpulan data hasil analisis geologi dan geofisika, yang meliputi: peta *Top Structure*, peta iso porositas, peta iso permeabilitas,

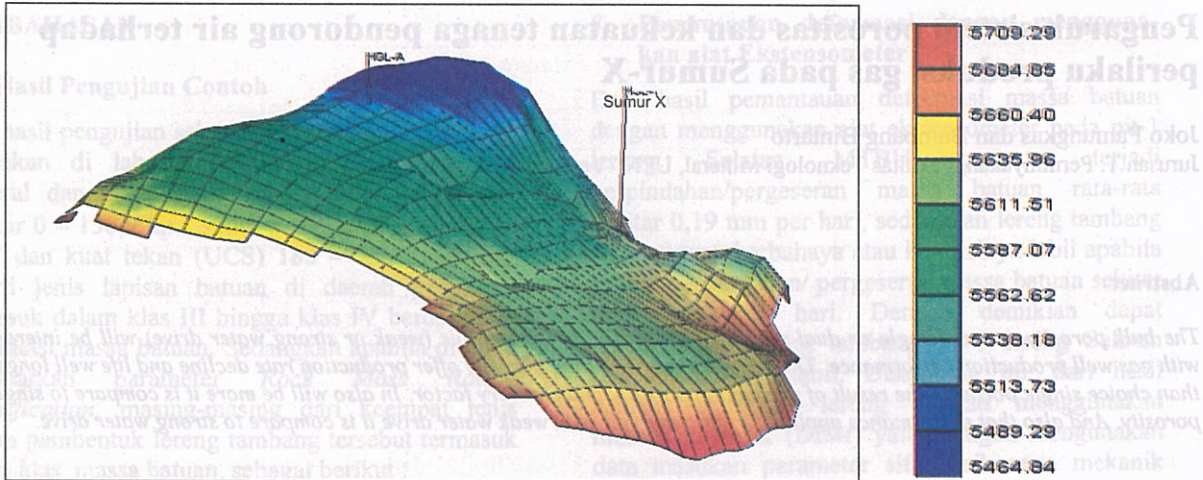
kedalaman BGA (Batas Gas Air), hasil analisa log, dan lain sebagainya

2. Penentuan sifat fisik fluida dan batuan berdasarkan data laboratorium dan korelasi
3. Pembuatan model reservoir berdasarkan data geologi dan geofisika, serta data sifat batuan dan fluidanya, dengan menggunakan *software* simulasi reservoir GEM versi 2001.15.
4. Inisialisasi model untuk validasi OGIP (Initial Gas In Place) dari hasil perhitungan secara volumetrik
5. Melakukan skenario prediksi perilaku reservoir, dengan sensitivitas terhadap: laju produksi gas, tipe porositasnya (*single porosity* dan *dual porosity*), dan kekuatan tenaga pendorong airnya (*weak* dan *strong water drive*)

### HASIL

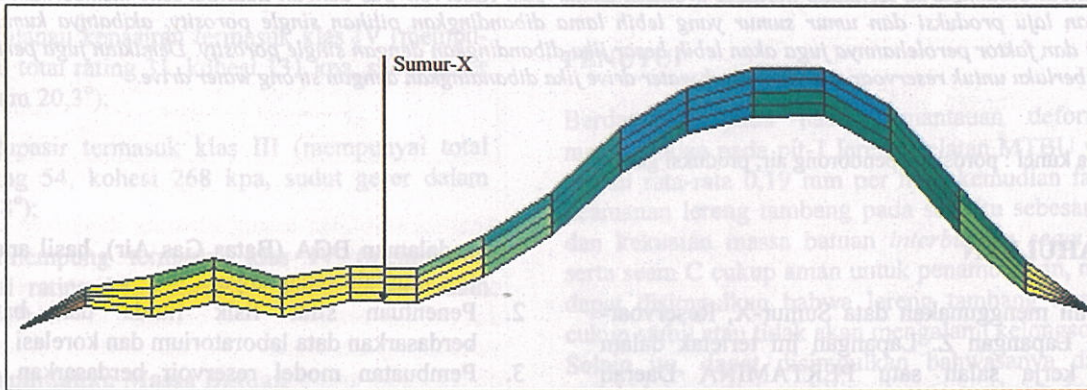
Hasil model simulasi reservoir berdasarkan data geologi, geofisika dan reservoir, seperti terlihat pada Gambar 1, gambar A adalah kenampakan kedalaman secara 3D, sedangkan gambar B dan C adalah kedalaman kenampakan secara 2D untuk arah-X dan arah-Y. Model distribusi porositas dan permeabilitasnya dapat dilihat pada Gambar 2.

Kurva hubungan relative permeabilitas gas dan minyak didapatkan dari korelasi *STONE 2*, seperti pada Gambar 3. Sedangkan untuk diagram fasa P-T seperti pada Gambar 4.

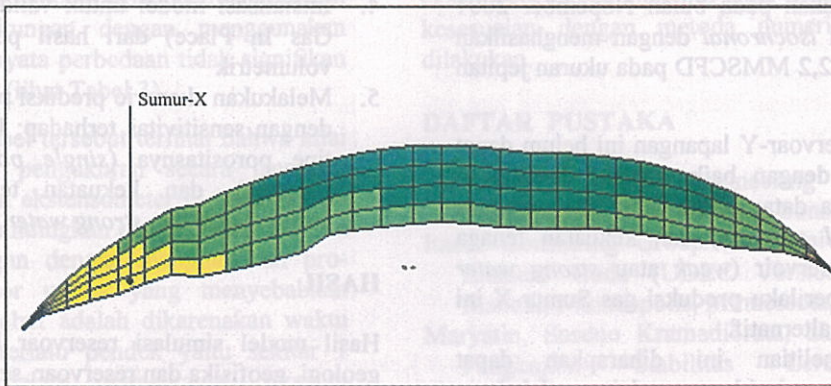


A. 3D

Grid Top, Ft



B. Arah - X



B. Arah - Y

Gambar 1. Model Simulasi Reservoir-Y (3d, Arah X dan Arah Y) Lapangan-Z

Inisialisasi model untuk validasi OGIP (*Original Gas In Place*) - cadangan gas awal di tempat, memberikan hasil 8,88 BSCF, hasil ini layak jika dibandingkan dengan hasil perhitungan secara volumetrik sebesar 8,76 BSCF, atau dengan perbedaan hanya sekitar 1,3% saja.

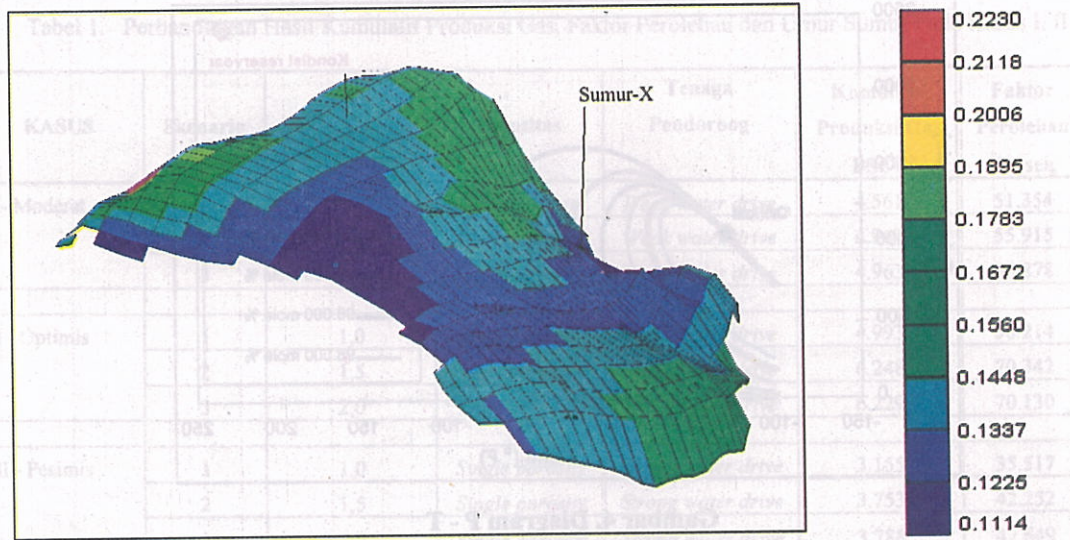
Prediksi perilaku produksi Sumur-X terdiri dari 3 (tiga) kasus pilihan, yaitu:

**Kasus I - Moderat, single porosity, dan weak water drive.**

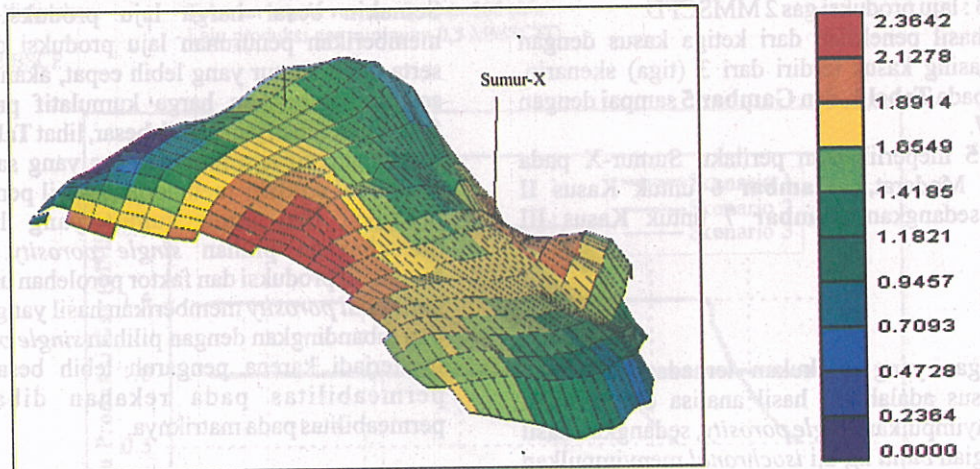
Skenario 1 : laju produksi gas 1 MMSCFD

Skenario 2 : laju produksi gas 1,5 MMSCFD

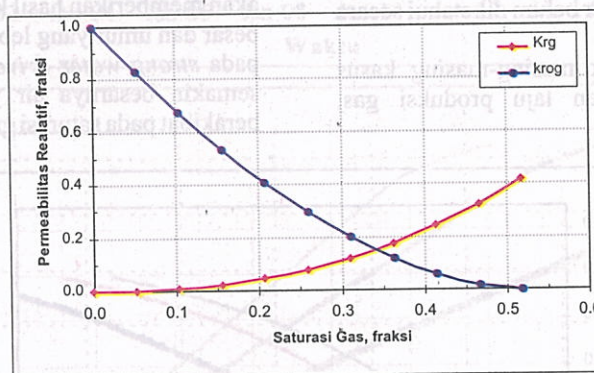
Skenario 3 : laju produksi gas 2 MMSCFD



A. Model Distribusi Porositas



B. Model Distribusi Permeabilitas



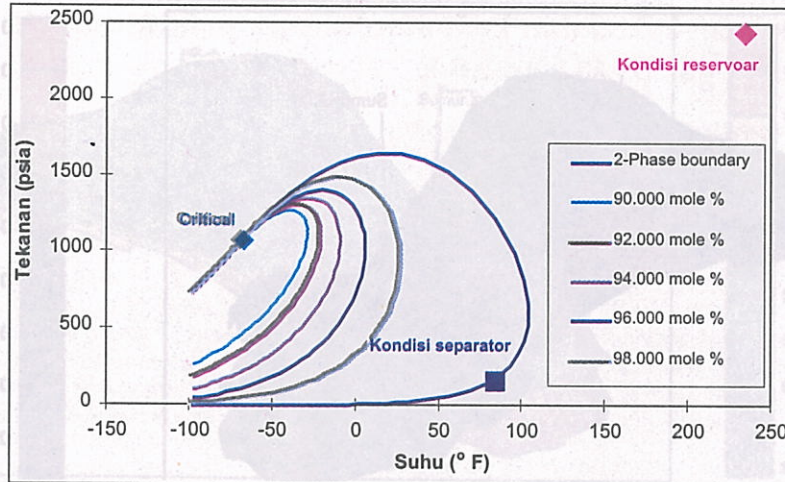
Gambar 3. Kurva Permeabilitas Relatif Gas (Berdasarkan Korelasi STONE-2)

**Kasus II - Optimis, dual porosity, weak water drive**, porositas rekahan 0,02 kali porositas matrik, dan permeabilitas rekahan 10 kali permeabilitas matriknya.

Skenario 3 : laju produksi gas 2 MMSCFD  
**Kasus III - Pesimis, single porosity, dan strong water drive.**

Skenario 1 : laju produksi gas 1 MMSCFD  
 Skenario 2 : laju produksi gas 1,5 MMSCFD

Skenario 1 : laju produksi gas 1 MMSCFD



Gambar 4. Diagram P - T

Skenario 2 : laju produksi gas 1,5 MMSCFD

Skenario 3 : laju produksi gas 2 MMSCFD

Tabulasi hasil penelitian dari ketiga kasus dengan masing-masing kasus terdiri dari 3 (tiga) skenario, disajikan pada Tabel 1, dan Gambar 5 sampai dengan Gambar 7.

Gambar 5 memperlihatkan perilaku Sumur-X pada Kasus I Moderat, Gambar 6 untuk Kasus II Optimis, sedangkan Gambar 7 untuk Kasus III Pesimis

**DISKUSI**

Pertimbangan yang dilakukan terhadap pilihan 3 (tiga) kasus adalah (1) hasil analisa dari geologi masih menyimpulkan *single porosity*, sedangkan hasil analisa bagian *build up* uji *isochronal* menyimpulkan adanya *dual porosity*. Untuk memastikan sistem porositas perlu dilakukan *special core analysis* dan (2) kekuatan tenaga pendorong air belum diketahui secara pasti.

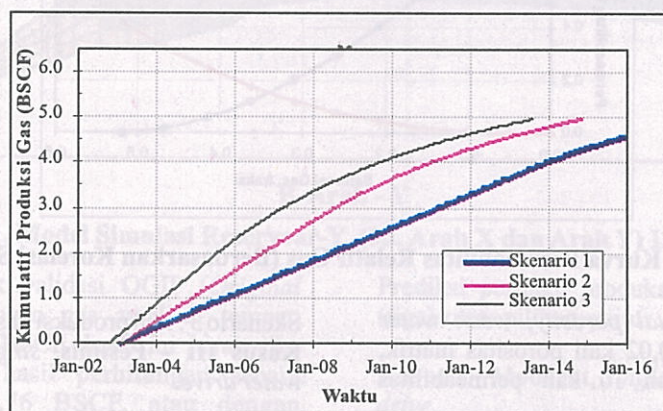
Skenario 1, 2 dan 3 untuk masing-masing kasus dibedakan oleh pengambilan laju produksi gas,

masing-masing 1; 1,5 dan 2 MMSCFD.

Semakin besar harga laju produksi gas akan memberikan penurunan laju produksi dan tekanan serta umur sumur yang lebih cepat, akan tetapi tidak selalu memberikan harga kumulatif produksi dan faktor perolehan yang lebih besar, lihat Tabel-1.

Pada skenario laju produksi gas yang sama, pilihan jenis *dual porosity* memberikan hasil penurunan laju produksi dan umur sumur yang lebih lama dibandingkan pilihan *single porosity*. Akibatnya kumulatif produksi dan faktor perolehan untuk pilihan jenis *dual porosity* memberikan hasil yang lebih besar jika dibandingkan dengan pilihan *single porosity*. Hal ini terjadi karena pengaruh lebih besarnya harga permeabilitas pada rekahan dibandingkan permeabilitas pada matriknya.

Pada skenario laju produksi gas yang sama, maka reservoir dengan tenaga pendorong *weak water drive* akan memberikan hasil kumulatif produksi yang lebih besar dan umur yang lebih panjang jika dibandingkan pada *strong water drive*. Hal ini disebabkan karena semakin besarnya air yang ikut terproduksi yang berakibat pada saturasi gas sisa ( $S_{gr}$ ) yang tinggi.



Gambar 5. Perilaku Laju (atas) dan Kumulatif (bawah) Produksi Gas Sumur X Kasus I - Moderat: *Single Porosity* dan *Weak Water Drive* Reservoir-Y Lapangan-Z

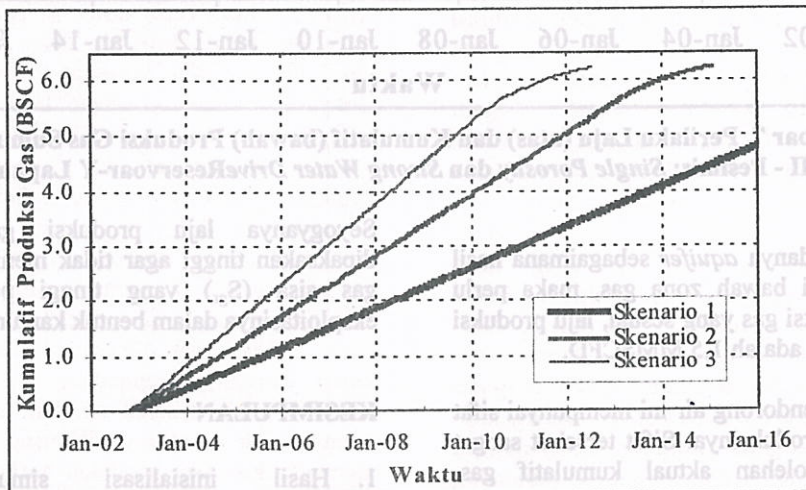
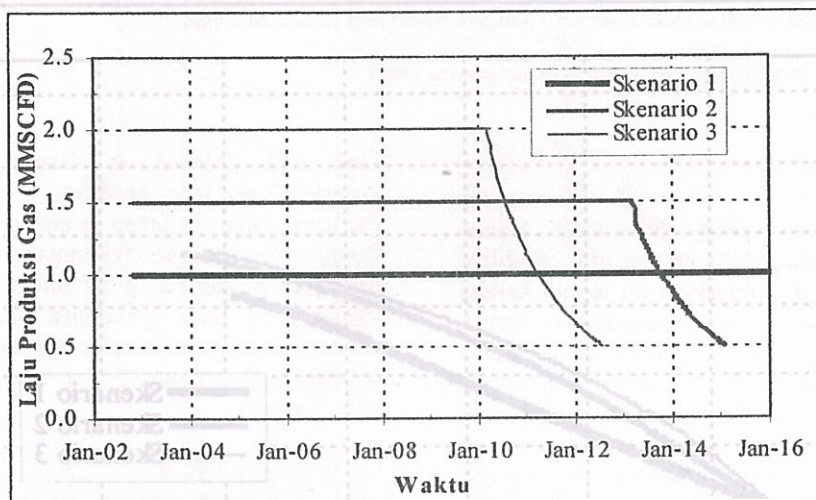
Tabel 1. Perbandingan Hasil Kumulatif Produksi Gas, Faktor Perolehan dan Umur Sumur Pada Kasus I, II dan III

KASUS	Skenario	Laju Produksi Gas MMSCFD	Porositas	Tenaga Pendorong	Kumulatif Produksi Gas BSCF	Faktor Perolehan Prosen	Umur Sumur Tahun
I - Moderat	1	1,0	Single porosity	Weak water drive	4.561	51.354	13.008
	2	1,5	Single porosity	Weak water drive	4.967	55.915	11.866
	3	2,0	Single porosity	Weak water drive	4.963	55.878	10.764
II - Optimis	1	1,0	Dual porosity	Weak water drive	4.993	56.214	13.679
	2	1,5	Dual porosity	Weak water drive	6.248	70.342	12.249
	3	2,0	Dual porosity	Weak water drive	6.229	70.130	9.715
III - Pesimis	1	1,0	Single porosity	Strong water drive	3.155	35.517	8.964
	2	1,5	Single porosity	Strong water drive	3.753	42.252	9.801
	3	2,0	Single porosity	Strong water drive	3.788	42.649	9.466

**Catatan:**

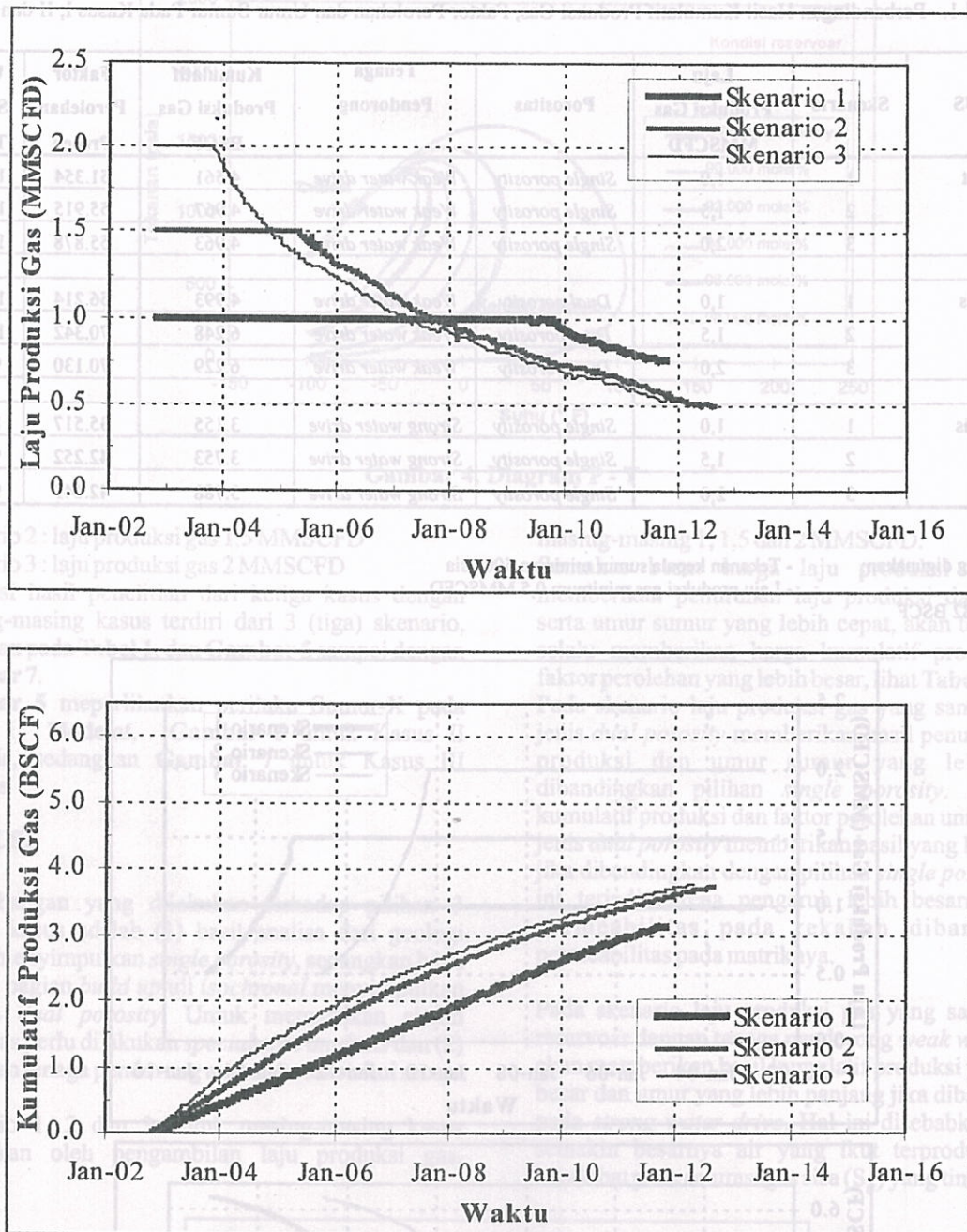
- Batasan yang digunakan:
- Tekanan kepala sumur minimum 500 psia
  - Laju produksi gas minimum 0,5 MMSCFD

OGIP = 8,882 BSCF



Gambar 6. Perilaku Laju (atas) dan Kumulatif (bawah) Produksi Gas Sumur X Kasus II - Optimis: Dual Porosity dan Weak Water Drive Reservoir-Y Lapangan-Z





**Gambar 7. Perilaku Laju (atas) dan Kumulatif (bawah) Produksi Gas Sumur X Kasus III - Pesimis: *Single Porosity* dan *Strong Water Drive* Reservoir-Y Lapangan-Z**

Untuk menyikapi adanya *aquifer* sebagaimana hasil analisa geofisika di bawah zona gas, maka perlu memilih laju produksi gas yang sesuai, laju produksi gas yang disarankan adalah 1,5 MMSCFD.

Reservoir gas berpendorong air ini mempunyai sifat sensitif pada laju produksinya. Sifat tersebut sangat mempengaruhi perolehan aktual kumulatif gas. Dengan demikian faktor perolehan aktual akan dipengaruhi oleh laju produksi gas.

Seyogyanya laju produksi gas tidak harus dipaksakan tinggi agar tidak meninggalkan saturasi gas sisa ( $S_{gr}$ ) yang tinggi pada akhir masa eksploitasinya dalam bentuk kantung-kantung gas.

**KESIMPULAN**

1. Hasil inialisasi simulasi reservoir menghasilkan Cadangan Gas di Tempat (*OGIP*) adalah 8,88 BSCF hasil ini layak jika

dibandingkan dengan hasil volumetrik sebesar 8,76 BSCF.

- 2. Pada kondisi sekarang, Reservoir-Y Lapangan-Z belum mungkin terdefiniskan: *Single porosity model* ataupun *dual porosity model*.
- 3. Reservoir dengan model *single porosity, weak water drive* dan laju produksi gas 1.5 MMSCFD memberikan hasil prediksi perilaku reservoir yang paling moderat (Kasus I – Moderat, Skenario 2).

SARAN

- 1. Kelengkapan data reservoir dioptimalkan, misalnya: *special core analysis* dan uji *modified isochronal* lengkap dengan *stabilized extended flow rate* perlu dilakukan pada sumur yang akan datang.

- 2. Laju produksi gas Sumur-X yang wajar sebesar 1,5 MMSCFD bisa dipilih sebagai salah satu kasus yang memberikan hasil moderat.

DAFTAR PUSTAKA

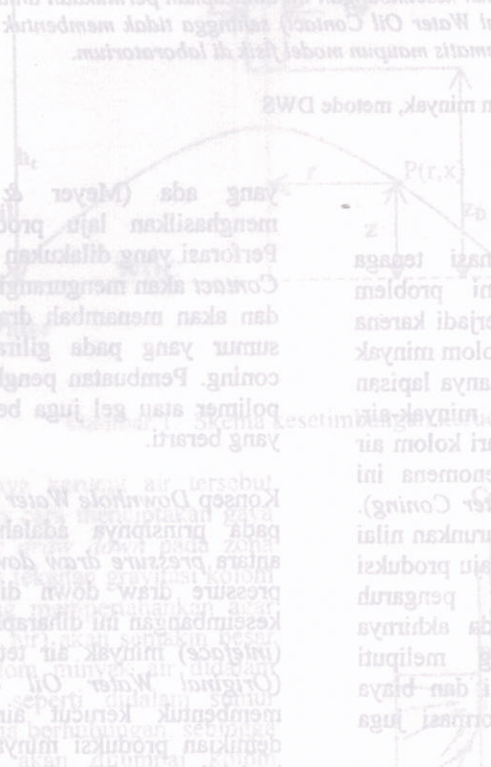
Cordero F.J., 1992. Modelling Horizontal Wells in a Water Drive Reservoir, Guafita Norte Field, South Western Venezuela, paper SPE 23662 presented at the Second Latin American Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela.

...., 2001. Static Bottom Hole Pressure Survey for Well-X”, P.T. Nesitor,

... , 2001. Flowing Gradient Survey and PBU for Well-X, P.T. Nesitor

yang ada (Meyer & Garder, Chaney dkk).  
 menghasilkan laju produksi yang sangat kecil.  
 Perforasi yang dilakukan di atas Original Water Oil  
 Contact akan mengurangi panjang zona penempusan  
 dan akan menambah draw down tekanan disekitar  
 sumur yang pada akhirnya akan menyebabkan  
 coning. Pembuatan penghalang dari bubuk semen,  
 polimer atau gel juga belum memperhatikan hasil  
 yang desired.

Konsep Downhole Water Seal (DWS) reservoir adalah  
 pada prinsipnya adalah konsep penempusan  
 antara pressure draw down di zona minyak dengan  
 pressure draw down di zona air. Pada kondisi  
 kesempitan ini diharapkan permukaan sima muka  
 (interface) minyak air tetap berada posisi swasnya  
 (water cone) kerucut air (water cone) dengan  
 membentuk kerucut air (water cone) dengan  
 dengan produksi minyak tersebut dari air yang  
 telah. Selain kasus lapangan tersebut, telah  
 mengaplikasikan konsep ini sumur kasus di  
 sampai memonitorkan kontak minyak air. Langkah  
 selanjutnya sumur diproduksi akan menggunakan dua  
 dua lubang yang dilengkapi dengan down hole  
 pump dengan menempatkan satu lubang di bagian  
 zona komplek minyak air dan yang ditempatkan  
 lainnya jauh di atasnya. Konsep ini telah berhasil  
 meningkatkan laju produksi harian minyak dari 50  
 BOPD menjadi 210 BOPD dengan peningkatan  
 produksi minyak selama 8 bulan sebesar 1800  
 barel minyak.



PADA SUMUR MINYAK YANG DIDOMINASI TEKANAN  
 PENDORONG AIR SETINGKALI MENGENAL PROBLEM  
 PRODUKSI AIR PREMATUR. KENYATAAN INI TERJADI KARENA  
 SUMUR TERSEBUT DIKOMPLESI PADA SUMUR KOLON MINYAK  
 YANG TERLETAK DIASAS KOLON AIR TANPA ADA LAYANAN  
 PENYEKAT YANG MEMISALKAN KONTAK MINYAK-AIR  
 sehingga air dengan mudah mengalir dari kolom air  
 ke kolom minyak secara vertikal. Fenomena ini  
 dikenal dengan istilah kerucut air (Water Coning).  
 Produksi air yang lebih awal akan menurunkan nilai  
 keekonomian sebuah lapangan karena laju produksi  
 minyak berkurang sebagai akibat pengaruh  
 peningkatan kandungan air yang pada akhirnya  
 menyebabkan biaya produksi yang meliputi  
 biaya pengangkutan fluida produksi dan biaya  
 penginjeksian air kembali kedalam formasi juga  
 meningkat.

Pada saat ini banyak teknologi yang telah  
 diaplikasikan untuk menanggulangi masalah kerucut  
 air. Teknologi tersebut meliputi: memperlakukan  
 laju produksi sumur dibawah laju-suma kritis,  
 melakukan perforasi seimbang (multiple) dari Original  
 Water Oil Contact (partial perforation) dan mengap-  
 likasi zona penghalang air disekitar sumur dengan  
 menginjeksikan bubuk semen (cement particles),  
 polimer atau gel. Langkah yang terakhir adalah  
 produksi sumur di bawah laju kritis, sangat  
 tidak ekonomis karena dari metode perhitungan