

ANALISIS PETROFISIKA DENGAN METODE DETERMINISTIK DAN PROBABILISTIK SERTA PERHITUNGAN VOLUME HIDROKARBON DENGAN METODE WELL BASIS PADA SUMUR MG-04 DI STRUKTUR MUSI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN PT. PERTAMINA EP REGION SUMATERA

Mega Sari*, Hadi Nugroho*, Wahyu Krisna Hidajat*, Oki Satriawan**

*Universitas Diponegoro, Semarang, Indonesia**
*PERTAMINA EP Region Sumatera, Prabumulih, Indonesia***

ABSTRACT

Well logging is a measurement technique to obtain the subsurface data using instrument inserted into wellbore, to evaluate formation and rock characteristics identification beneath the surface. Formation evaluation aims to identify zones of reservoir rock, formation fluid type, and to obtain petrophysical parameters of reservoir rocks such as shale volume, rock porosity, permeability, water saturation at the research area, the well MG-04 were drilled in the Musi Structure, South Sumatra Basin, PT. Pertamina EP.

The purpose of this research is identifying productive layer on an exploration well in Musi Structure, South Sumatra Basin. In addition, to determine the value of petrophysical rock parameters which recorded in a log curves generated during logging and calculating the volume of hydrocarbon in exploration well as a consideration, prior to further exploration and exploitation.

This research using descriptive methods and petrophysical analysis. The descriptive method includes literature study of the basics concept on determining rock petrophysical parameters to be used. The analytical method using deterministic and probabilistic method to determine petrophysical parameters, also "well basis" method to calculate the volume of hydrocarbons.

Based on wireline logs analysis, well MG-04 known has two reservoir zones, namely oil reservoir in zone 2 and gas reservoirs in zone 4. In zone 2, the reservoir rock is shaly sandstone with little amount of glauconite. In zone 4, the reservoir rock is limestone, so this is a necessary to analyze the shaly sandstone with different methods to the interpretation of limestone to obtain the correct value of petrophysical parameters. After calculation of petrophysical parameters in deterministic and probabilistic way with "wet-clay" models, obtained two log plot models that have close values, and it is known that the oil reservoir in zone 2 not potential for production, but gas reservoir in zones 4 the potential to do exploitation/ production. After the interpretation of petrophysical parameters, it is known in zone 4 has a net pay thickness 68.43 m, total porosity percentage 28.42 to 29.72%, effective porosity 25.57 to 26.32%, permeability 56376,2 mD, water saturation 13.49 to 15.35% and shale volume 5 to 10.5%. After obtaining reservoir petrophysical parameters, next step is hydrocarbon volume calculation using the "well basis" method, supported by pressure build up (PBU). Based on this analysis, it is known that total volume of gas in the reservoir hydrocarbon type is estimated at 5088.4 MMSCF.

Keywords: *physical properties of reservoir parameters, deterministic-probabilistic methods, well basis method, limestones, the volume of hydrocarbon gas type.*

Pendahuluan

Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui dan masih belum dapat tergantikan saat ini. Untuk menemukan lokasi dengan sumber daya yang potensial, perlu dilakukan berbagai kegiatan eksplorasi yang melingkupi berbagai disiplin ilmu. Salah satu pendekatan disiplin ilmu yang dilakukan adalah *petrophysics* yang mengaplikasikan pendekatan geologi dan fisika batuan. Petrofisik merupakan studi yang dilakukan untuk memperoleh sifat fisik batuan (reservoir) dan fluida, salah satu cara untuk mendapatkan sifat fisik reservoir adalah dengan melakukan *well logging* pada sumur eksplorasi.

Logging sebagai alat dan metode interpretatif yang berkembang dalam akurasi dan kecanggihan yang

mempengaruhi pengambilan keputusan geologi. Kini, interpretasi log petrofisika adalah salah satu alat yang paling berguna dan penting yang tersedia bagi seorang ahli geologi minyak bumi.

Selain digunakan dalam eksplorasi untuk mengkorelasikan zona dan untuk membantu dengan pemetaan struktur dan isopach, log membantu menentukan karakteristik fisik batuan seperti litologi, porositas, geometri pori, dan permeabilitas. Data *logging* digunakan untuk mengidentifikasi zona produktif, untuk menentukan kedalaman dan ketebalan zona, untuk membedakan antara minyak, gas, atau air di reservoir, dan untuk memperkirakan cadangan hidrokarbon. Data hasil analisis uji sumur *Pressure Build Up* (PBU) dan hasil analisis petrofisika data *logging* dapat digunakan untuk menghitung volume

cadangan hidrokarbon mula - mula atau *initial gas in place* (IGIP) dengan pendekatan metode *well basis*. Metode *well basis* ini hanya digunakan untuk menghitung volume hidrokarbon pada satu sumur eksplorasi.

Maksud dan Tujuan Penelitian

Adapun maksud penelitian yang dilakukan antara lain adalah melakukan analisis log secara kualitatif dan kuantitatif pada sumur MG-04, serta menginterpretasikan parameter-parameter reservoir dari data log.

Adapun tujuan penelitian ini antara lain yaitu:

1. Mengetahui lapisan produktif dari data sumur MG-04.
2. Mengetahui nilai- nilai porositas, permeabilitas dan saturasi air.
3. Mengetahui besaran cadangan hidrokarbon dengan metode *well basis*.

Batasan Masalah

Penulisan Tugas Akhir “Analisis Petrofisika dengan Metode Probabilistik dan Deterministik serta Perhitungan Volume Hidrokarbon dengan Metode *Well Basis* pada Sumur MG-04 di Struktur Musi, Cekungan Sumatera Selatan, PT. Pertamina EP Region Sumatera” ini dibatasi pada:

1. Jenis log yang digunakan dalam perhitungan adalah jenis *openhole logging*, yaitu log sinar gamma (GR), log *spontaneous potensial* (SP), log resistivitas (HLLD dan RXOZ), log porositas (neutron (TNPH), densitas (RHOZ)), dan log kaliper.
2. Perhitungan petrofisika dilakukan dengan menggunakan *wet-clay* dan untuk formasi bersih.
3. Penggunaan software *Interactive Petrophysics* (IP) 3,4 dengan metode deterministik dan probabilistik.
4. Perhitungan cadangan dilakukan secara *well basis* dengan data *test pressure build up* (PBU).

Tinjauan Pustaka

Reservoir merupakan salah satu bagian dalam sistem petroleum yang merupakan tempat terakumulasinya hidrokarbon dan air di bawah permukaan tanah. Batuan reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon sehingga batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Sifat- sifat/ karakteristik batuan yang penting untuk analisis log adalah porositas, kejenuhan air, dan permeabilitas. Untuk mengetahui karakteristik dan jenis litologi di bawah permukaan dapat dilakukan dengan melakukan *well logging* baik *openhole logging* maupun *casedhole logging*.

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk mengevaluasi formasi dan identifikasi ciri - ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, porositas, resistivitas, dan kejenuhan

hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama penggunaan log - log yang merekam bentuk/ defleksi kurva selama *well logging* adalah untuk menentukan zona lapisan permeabel dan impermeabel, memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir.

Log adalah suatu grafik kedalaman (dalam waktu) dari satu set yang menunjukkan parameter fisik, yang diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Ada 4 tipe atau jenis log yang biasanya digunakan dalam interpretasi, yaitu:

1. Log Listrik

Log listrik merupakan suatu jenis log yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan batuan, yaitu resistivitas atau tahanan jenis batuan dan potensial diri dari batuan.

Log Spontaneous Potential (SP)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik - turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif. Log SP ini digunakan untuk mengidentifikasi lapisan permeabel, mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan lapisan itu, menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w), serta memberikan indikasi kualitatif pada lapisan serpih.

Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan rekaman yang dihasilkan dari pengukuran tahanan jenis batuan atau suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Log Resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

2. Log Radioaktif

Pada prinsipnya log ini menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang berkomposisi radioaktif dalam suatu lapisan batuan dengan menggunakan suatu radioaktif tertentu.

Log Gamma Ray

Prinsip log sinar gamma adalah perekaman radioaktif alami bumi. Radioaktif sinar gamma berasal dari 3 unsur radioaktif yang berada dalam tubuh batuan seperti Uranium (U), Thorium (Th), dan Potasium (K) yang secara kontinu memancarkan sinar gamma dalam bentuk pulsa - pulsa energi radiasi tinggi.

Secara khusus, log GR berguna untuk mendefinisikan lapisan permeabel di saat SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$) atau juga ketika SP tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif. Secara umum fungsi dari Log GR antara lain adalah untuk mengevaluasi komposisi serpih, bijih mineral

radioaktif, lapisan mineral yang bukan radioaktif, korelasi log pada sumur berselubung, dan korelasi antar sumur untuk analisis elektrofases.

Log Porositas

Log porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/ sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat – sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Log densitas merekam secara menerus dari densitas bulk formasi. Secara geologi densitas bulk adalah fungsi dari densitas total dari mineral-mineral pembentuk batuan misalnya matriks, dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 2002).

Log neutron merekam indeks hidrogen (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan komposisi hidrogen dalam formasi, dengan asumsi atom H berasal dari HC atau air. Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, neutron akan memberikan tanggapan porositas cairan dalam formasi bersih, akan tetapi neutron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan neutron pada formasi serpih yang banyak berkomposisi atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah – olah mempunyai porositas yang lebih tinggi.

3. Log Akustik berupa Log Sonik

Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir - serpih. Log ini juga dapat digunakan untuk identifikasi litologi, mungkin juga dalam penentuan batuan induk, kompaksi normal, *overpressure*, dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 2002).

4. Log Kaliper

Alat kaliper berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor. Alat mekanik sederhana kaliper mengukur profil vertikal diameter lubang. Log kaliper digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, log ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus yaitu batuan reservoir dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan log sinar gamma, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan.

Analisis Kualitatif

Pada evaluasi kualitatif, parameter-parameter yang dievaluasi antara lain adalah:

- Zona reservoir
- Jenis litologi
- Jenis cairan pengisi reservoir

Analisis Kuantitatif

Porositas

Porositas Densitas

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluida}} \dots\dots\dots 1$$

Keterangan :

- ρ_{ma} : densitas matriks batuan (gr/cc) (lihat tabel 1)
- ρ_b : densitas matriks batuan dari pembacaan log (gr/cc) atau densitas bulk formasi
- ρ_{fluida} : densitas fluida batuan (gr/cc)

Tabel 1. Densitas matriks dari berbagai litologi. Nilai ini konstan untuk digunakan dalam formula porositas densitas (Schlumberger, 1972; dalam Asquith, 1982).

| Litologi/ Mineral | ρ_{ma} (gr/cm ³) |
|-------------------|-----------------------------------|
| Batupasir | 2.648 |
| Batugamping | 2.710 |
| Dolomit | 2.876 |
| Anhidrit | 2.977 |
| Garam | 2.032 |

Porositas Neutron

Nilai porositas neutron yang terekam dari pembacaan pengukuran ion hidrogen fluida pengisi formasi bersih pada log neutron dapat langsung digunakan karena besarnya porositas dianggap sama dengan jumlah ion hidrogen fluida yang mengisi pori batuan. Hasil pembacaan dari log neutron ini menggunakan standar pengukuran batugamping. Sehingga apabila reservoir yang diperoleh bukan berupa batugamping, maka perlu dilakukan koreksi terhadap porositas neutron dengan menggunakan gaftar Por-13a, Por-14e untuk mengubah NPHI ke TNPH, Por-14c dan Por-14d untuk memperoleh nilai TNPH terkoreksi terhadap semua pengaruh lubang bor, kemudian digunakan gaftar Por-13b untuk mengonversi matriks batugamping ke batupasir, atau dolomit sesuai dengan litologi formasi.

Porositas Neutron-Densitas

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \dots\dots\dots 2$$

Keterangan :

- ϕ_{N-D} : porositas neutron - densitas
- ϕ_N : porositas neutron (*limestone units*)
- ϕ_D : porositas densitas (*limestone units*)

Persamaan diatas juga digunakan untuk reservoir dengan komposisi gas.

Faktor Formasi

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots 3$$

Catatan :

Untuk batupasir a = 0,62 ; m = 2,15

Untuk batugamping a = 1 ; m = 2

Keterangan:

a = turtuosity faktor* / faktor litologi

m = eksponen sementasi

φ = porositas

Resistivitas Air

Didalam daerah terinvasi R_w digantikan oleh R_{mf} , karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga R_{mf} pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan rumus (Harsono, 1997):

$$T_f = \frac{DF(BHT-ST)}{TD} + T_s \dots\dots\dots 4$$

Keterangan :

T_f : temperatur formasi

D_f : kedalaman formasi (*Depth Formation*)

ST : temperatur permukaan (*Surface Temperature*)

TD : kedalaman total (*Total Depth*)

BHT : temperatur dasar sumur (*Bore Hole Temperature*)

Penentuan R_{mf} yang terkoreksi terhadap temperatur formasi dengan menggunakan rumus persamaan :

$$R_m@T_f = \frac{R_{mf}(T_s+6,77)}{T_f+6,77} \dots\dots\dots 5$$

Setelah nilai resistivitas lumpur terkoreksi, maka nilai tersebut dimasukkan dalam perhitungan resistivitas air dengan rumus sebagai berikut :

$$R_w = R_m@T_f \cdot \frac{R_t}{R_{xo}} \dots\dots\dots 6$$

R_w : resistivitas air

R_t : resistivitas sebenarnya

R_{xo} : resistivitas formasi pada zona terinvasi

$R_{xo} = F \times R_{mf}$ dan $R_o = F \times R_w \dots\dots\dots 7$

R_o : *wet resistivity* yaitu resistivitas pada zona jenuh 100% air

Komposisi Serpilh

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots 8$$

Keterangan :

I_{GR} = indeks sinar gamma

GR_{log} = GR hasil pembacaan log sinar gamma

GR_{max} = GR maksimum

GR_{min} = GR minimum

Saturasi Air

Determinasi harga kejenuhan air (S_w) dari log resistivitas dalam formasi yang bersih (*non-shaly*), berdasarkan pada rumus Archie (Harsono, 1997) :

$$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \dots\dots\dots 12$$

Keterangan :

S_w : nilai kejenuhan air pada zona tidak terinvasi

F : nilai faktor formasi

R_w : nilai resistivitas air

R_t : nilai resistivitas zona tidak terinvasi

Untuk determinasi harga kejenuhan air dari log resistivitas dalam formasi serpihan (*shaly-sand*) berdasarkan rumus Indonesia sebagai berikut:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{R_w}} \right)^2 S_w^2 \dots\dots\dots 13$$

Keterangan:

V_{cl} : volume serpih

R_{cl} : resistivitas serpih

ϕ_e : porositas efektif

Penggunaan dan Persyaratan Metode dalam Interactive Petrophysics

Dalam melakukan analisis log pada sumur - sumur eksplorasi dengan menggunakan *software Interactive Petrophysics* untuk memperoleh nilai petrofisika batuan reservoir dapat dilakukan dengan dua metode, yaitu metode deterministik dan probabilistik. Metode deterministik lebih baik digunakan jika kita memiliki banyak data, misalnya data log standar yang biasanya terdiri dari log GR, SP, porositas, dan densitas, dilengkapi dengan data hasil analisis laboratorium seperti data *core*, data fluida, dan data geokimia. Parameter perhitungan yang dibutuhkan untuk perhitungan dengan metode deterministik yang harus dimasukkan ke dalam *software* harus ditentukan sendiri. Sedangkan metode probabilistik dapat digunakan dengan data yang sedikit, misalnya dengan data log GR - SP - Resistivitas saja. Parameter petrofisika yang dianalisis diolah langsung dengan *software* tersebut.

Analisa Uji Sumur

Salah satu uji sumur yang umum digunakan adalah uji *pressure build up* (PBU), yaitu dengan menutup sumur setelah diproduksi selama beberapa lama dengan laju alir konstan. Untuk mengetahui volume hidrokarbon dengan metode *well basis* pada satu sumur dengan status sumur eksplorasi dapat digunakan persamaan analisis hasil uji *pressure build up* terhadap gas termampatkan untuk menentukan permeabilitas formasi, faktor *skin*, tekanan reservoir dan efisiensi aliran dan rumus *initial gas in place* untuk perhitungan volume hidrokarbon tipe gas yang dihitung secara volumetris terhadap data satu sumur. Berdasarkan standar operasional pelaksanaan kerja yang dikeluarkan oleh fungsi Teknik Reservoir, PT. PERTAMINA EP tahun 2003 mengenai uji sumur terutama analisis hasil uji untuk gas, maka berikut metode dan persamaan yang digunakan dalam perhitungan hasil uji PBU:

1. Metode dan Persyaratan

Ada tiga metode yang dapat digunakan yaitu metode P , P^2 , dan $m(P)$. Metode P berlaku pada tekanan reservoir lebih besar dari 4000 psia.

Metode P^2 berlaku pada tekanan reservoir lebih kecil dari 2000 psia. Sedangkan metode $m(P)$ biasanya digunakan pada tekanan reservoir antara 2000 – 4000 psia.

2. Persamaan Analisis PBU dengan Metode P

a) Permeabilitas (k)

$$k = \frac{8.176 \times 10^5 q_{sc} \mu Z T}{m h P} \dots\dots\dots 14$$

- Keterangan:
 k = permeabilitas, mD
 h = tebal formasi produktif, ft
 q_{sc} = laju aliran gas, MMSCF
 P = tekanan, psia
 μ = viskositas gas, cp
 m = kemiringan, psi/log cycle
 Z = faktor penyimpangan gas, tak bersatuan
 T = temperature °R

b) Faktor *Skin* (S) dan ΔP_{skin}

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi c_t \mu r_w^2} + 3.23 \right] \dots 15$$

$$\Delta P_{skin} = 0.87 m s \dots\dots\dots 16$$

- Keterangan:
 P_{1jam} = tekanan setelah pengaliran atau penutupan sumur selama 1 jam, psia
 P_{wf} = tekanan saat sumur dialirkan, psia
 ϕ = porositas
 c_t = kompresibilitas total, psi^{-1}
 r_w = jari-jari sumur, ft

c) Efisiensi Aliran (FE)

$$FE = \frac{P^{*2} - P_{wf}^2 - \Delta P_{skin}^2}{P^{*2} - P_{wf}^2} \dots\dots\dots 17$$

- Keterangan:
 P^* = tekanan yang diperoleh dari ekstrapolasi garis lurus sampai $\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$

3. Persamaan Analisis PBU dengan Metode P²

a) Permeabilitas (k)

$$k = \frac{1.637 \times 10^6 q_{sc} \mu Z T}{m h P} \dots\dots\dots 18$$

b) Faktor *Skin* (S) dan ΔP_{skin}

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1jam}^2 - P_{wf}^2}{m} - \log \frac{k P}{\phi c_t \mu r_w^2} + 3.23 \right] \dots\dots 19$$

$$\Delta P_{skin} = 0.87 m s \dots\dots\dots 20$$

c) Efisiensi Aliran (FE)

$$FE = \frac{P^{*2} - P_{wf}^2 - \Delta P_{skin}^2}{P^{*2} - P_{wf}^2} \dots\dots\dots 21$$

4. Persamaan Analisis PBU dengan Metode m(P)

a) Permeabilitas (k)

$$k = \frac{1.637 \times 10^6 q_{sc} T}{m h} \dots\dots\dots 22$$

b) Faktor *Skin* (S) dan ΔP_{skin}

$$S = 1.151 \left[\frac{m(P_{1jam}) - m(P_{wf})}{m} - \log \frac{k}{\phi (c_t \mu)_i r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$m(P_{skin}) = 0.87 m s \dots\dots\dots 24$$

c) Efisiensi Aliran (FE)

$$FE = \frac{m(P^*) - m(P_{wf}) - m(P_{skin})}{m(P^*) - m(P_{wf})} \dots\dots\dots 25$$

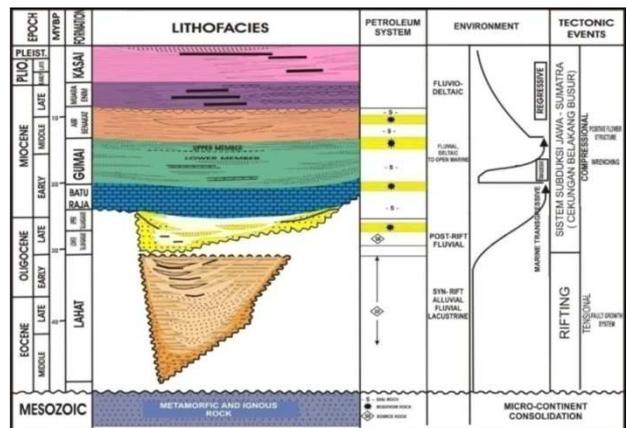
Geologi Regional

Secara regional, data daerah penelitian termasuk dalam Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan ini memiliki sejarah pembentukan yang sama dengan Cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari Timur Laut – Barat Daya melalui bagian Utara Pegunungan Tigapuluh.

Cekungan-cekungan yang bentuknya asimetrik ini secara fisiografis dibatasi oleh sesar-sesar serta singkapan-singkapan batuan pra-Tersier di sebelah Barat Daya, yang terangkat sepanjang kawasan kaki Pegunungan Barisan, dan di sebelah Timur Laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari Paparan Sunda. Di sebelah Selatan dan Timur daerah cekungan dibatasi oleh Tinggian Lampung yang letaknya sejajar dengan pantai timur Sumatera, sedangkan di sebelah Utara dan Barat Laut dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh. Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal selama kala Miosen Awal sampai Miosen Tengah, dengan demikian daerah-daerah cekungan yang bersebelahan tersebut diatas untuk sementara di hubungkan satu dengan lainnya. Cekungan-cekungan Tersier itu juga terhampar ke arah Barat dan kadangkala dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudera Hindia.

Stratigrafi Regional

Berdasarkan penelitian terdahulu (Pertamina, 2012), stratigrafi umum Cekungan Sumatera Selatan pada dasarnya dikenal satu daur besar (*megacycle*) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti oleh regresi. Kelompok fase transgresi disebut kelompok Telisa yang terdiri dari : Formasi Lahat, Talang Akar, Baturaja dan Formasi Gumai, sedangkan kelompok fase regresi disebut kelompok Palembang yang terdiri dari : Formasi Air Benakat, Muara Enim dan Formasi Kasai.



Gambar 1. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (sumber: Pertamina, 2012)

Tektonik dan Struktur Regional

Tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi menjadi tiga fase tektonik utama (Pulunggono, dkk, 1992; dalam Pertamina, 2012) :

1. Fase Kompresional dengan arah WNW – ESE umur Jurrasic Cretaceous

Pada fase pertama ini, endapan-endapan Paleozoik dan Mesozoik termetamorfosa, terlipat dan terpatahkan menjadi bongkah struktur dan diintrusi oleh batolit granit serta telah membentuk pola dasar struktur cekungan. Struktur yang terbentuk adalah sesar berarah barat laut-tenggara yang berupa sesar-sesar geser.

2. Fase Ekstensional dengan arah N – S dan WNW – ESE pada kala Eosen

Pada fase kedua ini menghasilkan gerak-gerak tensional yang membentuk *graben* dan *horst* dengan arah umum utara-selatan. Dikombinasikan dengan hasil orogenesis Mesozoik dan hasil pelapukan batuan Pra-Tersier, gerak-gerak tensional ini membentuk struktur tua yang mengontrol pembentukan Formasi Pra-Talang Akar.

3. Fase Kompresional pada kala Miosen

Fase kompresi pada Plio-Plistosen yang menyebabkan pola pengendapan berubah menjadi regresi dan berperan dalam pembentukan struktur perlipatan dan sesar sehingga membentuk konfigurasi geologi sekarang.

Pada periode tektonik ini juga terjadi pengangkatan Pegunungan Bukit Barisan yang menghasilkan sesar mendatar Semangko yang berkembang sepanjang Pegunungan Bukit Barisan. Pergerakan horizontal yang terjadi mulai Plistosen Awal sampai sekarang mempengaruhi kondisi Cekungan Sumatera Selatan dan Tengah sehingga sesar-sesar yang baru terbentuk di daerah ini mempunyai perkembangan hampir sejajar dengan sesar Semangko.

Geologi Daerah Penelitian

Berdasarkan karakter geologi, blok struktur Musi merupakan tinggian purba yang dikenal dengan *Musi Platform*, Sub Cekungan Palembang. Bagian Utara dibatasi oleh Dalaman Klingi, Timur oleh Patahan Kikim (arah Utara Selatan), Selatan oleh Bukit Gumai, dan Barat oleh Patahan Klingi.

Stratigrafi Daerah Penelitian

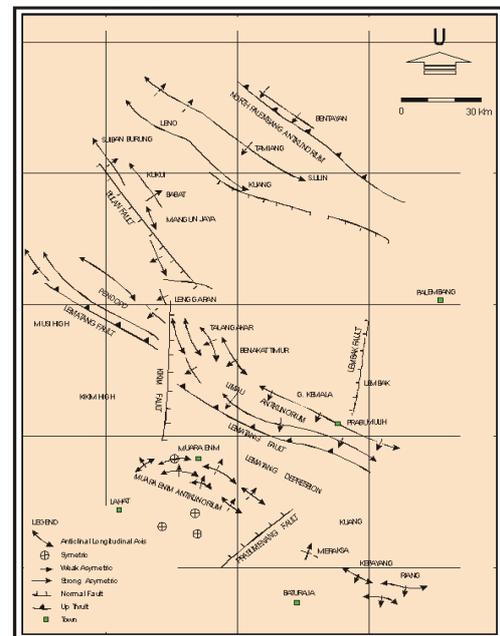
Geologi daerah penelitian berada pada Struktur Musi (Pertamina), yang termasuk dalam Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya di Bentuk Paparan Musi Kikim, Sub Cekungan Palembang. Dari interpretasi log pada sumur MG-04 ini terdapat dua formasi yang berbeda yaitu Formasi Baturaja dan Formasi Gumai. Formasi Baturaja dan Formasi Gumai umumnya dianggap sebagai *sag deposit* atau endapan *post-rift* sebagai hasil *subsidence* dan transgresi laut.

Formasi Baturaja pada sumur ini merupakan reservoir karbonat berkualitas tinggi yang mendominasi penemuan hidrokarbon pada sumur ini. Formasi ini terbentuk dari sedimentasi batugamping terumbu dan bioklastik yang berkembang selama Miosen Awal pada lingkungan laut dangkal dengan kemiringan kecil atau bentuk paparan, batugamping terumbu umumnya berkembang di tinggian intra cekungan.

Formasi Gumai terbentuk secara selaras di atas Formasi Baturaja. Formasi ini terdiri dari serpih marin, batulanau dan batupasir yang terbentuk selama proses transgresi. Selama puncak transgresi, pengendapan di cekungan ini didominasi oleh serpih glaukonit laut terbuka yang mampu bertindak sebagai *seal regional*. Pasokan sedimen asal daratan mulai aktif kembali sehingga menyebabkan progradasi pada lingkungan deltaik mulai muncul. Sedimen laut dangkal secara bertahap menggantikan serpih laut terbuka.

Struktur Geologi Daerah Penelitian

Geologi daerah penelitian secara umum relatif stabil, gangguan struktur tidak dominan dan mempengaruhi stabilitas klosur antiklin yang memanjang dari Utara - Selatan. Struktur Musi berbentuk antiklin dan merupakan *reef build up* atau *mound*, penyebarannya di bagian tengah lebih tebal dan menipis ke arah barat maupun timur dengan sumbu memanjang dari utara ke selatan.



Gambar 2. Elemen Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan (Pertamina, 2012)

Metodologi Penelitian

Dalam penelitian ini digunakan dua metode, yaitu:

Metode Deskriptif

Jenis penelitian deskriptif yang digunakan dalam penelitian ini adalah studi literatur mengenai cara dan prinsip kerja alat-alat logging dan dasar-dasar petrofisik batuan reservoir dalam menentukan parameter-parameter petrofisika yang akan digunakan.

Metode Analisis

Jenis metode analisis yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisis kualitatif (*quicklook*) dan analisis kuantitatif dengan pendekatan menggunakan aplikasi *Interactive Petrophysics* guna mempermudah analisis petrofisika pada sumur MG-04 dengan

dilengkapi data yang diperlukan. Metode yang digunakan dengan *software* ini adalah dengan metode probabilistik dan metode deterministik. Metode untuk perhitungan volume hidrokarbon pada sumur MG-04 ini adalah metode *well basis*.

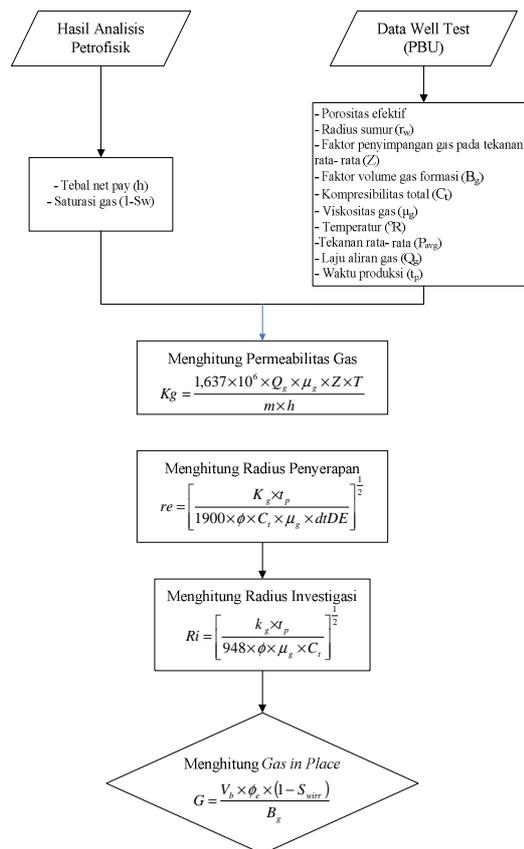
Tahapan Penelitian

1. Analisis Kualitatif, yaitu penentuan litologi, penentuan fluida reservoir, dan penentuan zona reservoir.
2. Analisis Kuantitatif, yaitu membuat pusat data atau *database* sumur mg-04, analisis litologi, zonasi, penentuan parameter petrofisika, menginterpretasikan saturasi air, tebal dan kedalaman zona reservoir, serta menghitung volume hidrokarbon pada zona produktif.

Bahan dan Alat yang digunakan

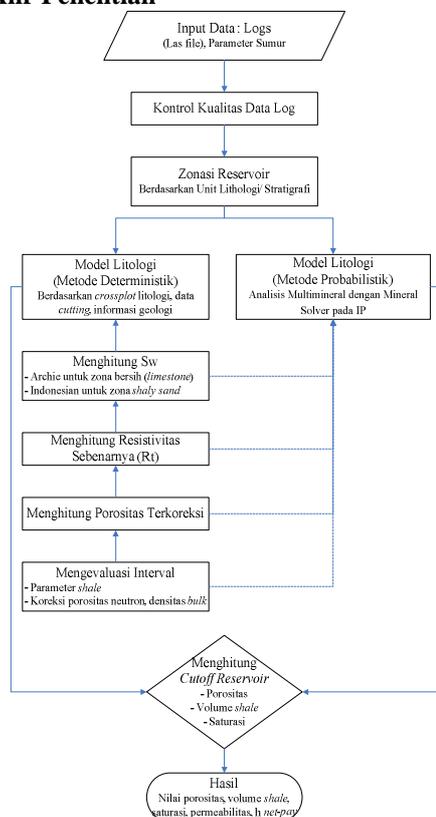
Bahan : data log sumur MG-04, dilengkapi dengan *header log* yang berisi data lumpur pemboran selama proses logging berlangsung. Data *mud log* yang berisi data cutting dan gas logging. Data hasil analisis uji sumur PBU (*pressure build up*), dan data sekunder dari literatur untuk memperoleh nilai densitas matrik yang akan digunakan.

- Alat : a. *Software Interactive Petrophysics 3,4 (IP)*
 b. *Software Microsoft Office Excel*
 c. Alat tulis, laptop beserta *Software Microsoft Office Word* dan *Microsoft Office Visio*,



Gambar 4. Diagram Alir Perhitungan IGIP dengan *well-basis*

Diagram Alir Penelitian



Gambar 3. Diagram Alir Analisis Petrofisika

Hipotesis Penelitian

Adapun hipotesis yang diajukan antara lain :

1. Sumur MG-04 diperkirakan tersusun oleh beberapa tipe batuan sedimen yang berbeda, dengan potensi cadangan hidrokarbon tipe minyak dan gas.
2. Kelayakan produksi diperkirakan dipengaruhi oleh porositas dan permeabilitas batuan reservoir yang sangat bagus. Diperkirakan reservoir pada sumur MG-04 memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang diperkirakan sebagai reservoir hidrokarbon.
3. Dalam kegiatan eksplorasi, dengan metode *well basis* dapat diketahui cadangan hidrokarbon terkira berupa *initial gas in place* yang diperkirakan memperlihatkan nilai potensial.

Hasil Analisis Data dan Pembahasan Analisis Kualitatif

Dari hasil analisis kualitatif dengan metode *quicklook* yang dilakukan dalam analisis petrofisik ini adalah untuk membantu menginterpretasikan zona batuan reservoir, jenis litologi atau mineral, dan fluida pengisi formasi pada sumur yang teramati sebelum dilakukan analisis kuantitatif. Langkah awal yang dilakukan adalah membuat atau membuat zonasi berdasarkan bentuk defleksi kurva yang menunjukkan perubahan bentuk yang mencolok, hal ini berguna dalam membedakan formasi batuan yang ada. Dari hasil analisis ini dan didukung dengan data regional, maka sumur MG-04 ini terdiri dari dua formasi yaitu

Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping yang tebal pada kedalaman 766,686-911 m, dan Formasi Gumai yang terdiri dari batupasir dan serpih pada kedalaman 672,5-766,686 m. Sehingga, jenis litologi atau mineral yang diidentifikasi ada 3 yaitu serpih, batupasir, dan batugamping.

Berdasarkan sifat fisik yang diperoleh dari hasil deskripsi cutting dari ketiga jenis litologi (batuan) tersebut diketahui bahwa serpih pada sumur MG-04 memiliki warna cokelat hingga cokelat cerah, kadang - kadang lunak, subpipih - pipih, *silty*, sedikit karbonatan. Sedangkan batupasir diasumsikan merupakan *glauconitic sands* yang dideskripsikan memiliki warna putih hingga putih pucat, bersih, transparan, *fria-moderate hardness*, *locality hardness*, ukuran butir pasir sedang - kasar, bentuk butir subangular- angular, sortasi sedang, porositas yang terlihat jelek, semen karbonatan, banyak agregat glaukonit, fosil jejak 20-30%, warna *fluorescent* sangat kuning hingga kuning, *no oil stain* atau tidak ada noda minyak, *no stream cut*, *no oil show*.

Berdasarkan data *log*, litologi yang terekam pada log gamma ray zona Formasi Baturaja menunjukkan nilai yang sangat rendah yang diinterpretasikan sebagai batugamping yang sangat tebal (*blocky*) dan adanya peningkatan atau perubahan nilai sinar gamma pada log menunjukkan bahwa meskipun litologi utama pada zona ini adalah batugamping, namun ada kemungkinan bersifat *muddy*. Dari data *cutting*, litologi pada zona ini merupakan $\pm 100\%$ batugamping, yang secara umum berwarna putih-putih pucat. Jenis batugamping pada zona ini bervariasi antara *mudstone-wackstone-packstone*. Hasil analisis kualitatif ini dapat dilihat pada lampiran 1.

Analisa Kuantitatif

Perhitungan Petrofisika

Langkah awal sebelum melakukan perhitungan petrofisika dengan menggunakan IP (*Interactive Petrophysics*) dengan pendekatan metode deterministik maupun metode probabilistik adalah pembuatan *data base* untuk semua perhitungan petrofisika yang akan dilakukan, memasukkan data ke dalam IP baik data log sumur maupun keterangan pada *header log*. Langkah selanjutnya adalah mencari nilai petrofisika reservoir dengan pendekatan metode deterministik dan probabilistik hingga diperoleh model litologi dari masing- masing metode yang digunakan.

Tipe mineral lempung yang digunakan untuk analisis ini adalah *wet-clay*, hal ini disebabkan karena kondisi bawah permukaan yang diinterpretasikan secara umum memiliki kondisi basah yang diinterpretasikan mengandung air. *Wet-clay* maupun lempung pada formasi cekungan merupakan hasil dari proses pengendapan yang dipengaruhi oleh air, baik berupa cekungan laut, danau, maupun sungai.

Metode Deterministik

Metode deterministik adalah perhitungan petrofisika yang menggunakan persamaan berdasarkan respon alat- alat *logging*. Vserpih, saturasi air, porositas dan permeabilitas merupakan parameter

batuan utama yang dicari. Metode deterministik merupakan metode yang dilakukan dengan memasukkan nilai - nilai parameter yang harus diisi dengan perhitungan manual maupun dengan *crossplot* antar kurva ataupun dengan penentuan langsung dari kurva log plot pada IP.

Temperatur Formasi

Dimulai dengan menghitung temperatur formasi, yaitu dengan menjalankan fungsi *calculate > temperature gradient* pada IP. Nilai yang dimasukkan adalah nilai gradient temperature yang telah terukur atau dengan memasukkan nilai kedalaman awal, kedalaman akhir sumur, suhu/temperatur di permukaan dan suhu pada kedalaman akhir (BHT). Perhitungan Temperatur ini dilakukan dengan rumus 4 sehingga diperoleh nilai temperature formasi dengan kedalaman contoh pada titik kedalaman 865m adalah 65,59°C.

Crossplot

Metode *crossplot* dapat digunakan untuk membantu dalam menentukan parameter - parameter yang dibutuhkan untuk melakukan perhitungan parameter petrofisika, diantaranya adalah penentuan jenis mineral/litologi, parameter *wet-clay* yang dibutuhkan, nilai GRmaksimum - GRminimum, dan penentuan nilai Rw.

Analisa Volume Lempung

Analisis volume lempung pada Sumur MG-04 ini dilakukan dengan menggunakan indikator tunggal yaitu GR. Perhitungan volume lempung pada formasi bertujuan untuk mengoreksi nilai porositas total batuan yang diasumsikan mengisi pori batuan yang diinterpretasikan berkomporsi serpihan. Karena batupasir pada sumur mengindikasikan kadar mineral radioaktif yang tinggi maka nilai gamma-ray pada batupasir lebih tinggi dari nilai gamma-ray serpih. Oleh karena itu, untuk menghitung volume serpih dapat juga digunakan indikator tunggal lain misalnya resistivitas.

Porositas dan Saturasi Air

Untuk memperoleh model litologi dengan kurva porositas dan saturasi air, dihitung dengan memasukkan input kurva log yang dimiliki, meliputi kurva TNPH, RHOZ, temperatur, DT, PEFZ, HLLD, RXOZ, VCL, HCAL. Model porositas awal yang digunakan disesuaikan dengan data dan rumus porositas yang akan digunakan.

Parameter neutron hidrokarbon hidrogen indeks, dan densitas hidrokarbon apparent yang akan dimasukkan dalam perhitungan porositas dan saturasi air dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$Neu Hc HI = \rho_h \times 9 \frac{4-2,5\rho_h}{16-2,5\rho_h} \dots\dots\dots 26$$

$$Den Hc app = \rho_h \times 2 \frac{10-2,5\rho_h}{16-2,5\rho_h} \dots\dots\dots 27$$

Nilai densitas hidrokarbon yang dihitung adalah nilai densitas yang sebenarnya sebenarnya sesuai dengan literatur yang dimiliki dengan nilai densitas gas 0,2 g/cm³, sehingga nilai neutron hidrokarbon HI yang diperoleh sebesar 0,40645 g/cm³, dan densitas hidrokarbon app sebesar 0,24516 g/cm³.

Nilai R_w yang dimasukkan sebagai parameter dalam penentuan porositas dan saturasi air diambil pada titik kedalaman yang diinterpretasikan terisi dengan 100% air, yaitu pada kedalaman 865 m, dan pada temperatur $62,59^\circ\text{C}$ sehingga diperoleh nilai resistivitas airnya sebesar 0,17 ohmm. Nilai resistivitas air ini kemudian digunakan untuk mencari nilai salinitas larutan yang diperoleh dengan menggunakan gaftar Gen-9, dan salinitas juga merupakan salah satu parameter yang dimasukkan dalam perhitungan porositas dan saturasi air.

Hasil analisis dengan metode deterministik ini dapat dilihat pada lampiran 2.

Metode Probabilistik

Metode probabilistik adalah metode yang dilakukan dengan suatu sistem perhitungan probabilitas untuk mengetahui volume serpih (V_{sh}), saturasi fluida yaitu S_{xo} dari air dan hidrokarbon, dan kemudian mencari porositas (Φ), dan Φ_e), serta saturasi air (S_w) dari batuan, kemudian dari hasil awal dari perhitungan ini dibentuk rekonstruksi kurva log GR, resistivitas, dan porositas berdasarkan persamaan tanggapan dari alat masing-masing log. Hasil rekonstruksi kurva log yang diperoleh dibandingkan dengan kurva log aslinya. Semakin mendekati kurva log sebenarnya, maka hasil yang diperoleh akan mendekati keadaan sebenarnya.

Metode probabilistik dikenal juga sebagai metode analisis multimineral dengan memanfaatkan menu mineral solver yang dalam perhitungannya atau kemungkinan – kemungkinannya sepenuhnya dikerjakan software. Namun dalam analisis pada sumur ini, parameter yang dibutuhkan untuk analisis multimineral diperoleh dari hasil pembacaan log dan *crossplot* pada analisis dengan metode deterministik yang telah dilakukan sebelumnya. Hasil analisa dengan metode probabilistik ini dapat dilihat pada lampiran 3.

Penentuan Nilai *Cut-off*

Satu- satunya cara memperoleh nilai *cut-off* adalah meng-run parameter aliran dalam sumur reservoir. Pendekatan pragmatis yang sering digunakan untuk penentuan nilai *cut-off* yang dibutuhkan yaitu:

1. Plot inti porositas vs logaritma permeabilitas inti. Untuk gas digunakan *cut-off* permeabilitas dari 0,1 sampai 1,0 md, untuk penggunaan minyak 1,0 sampai 5,0 md. Karena fluida pada reservoir sumur ini berupa gas maka digunakan *cut-off* permeabilitasnya sebesar 0,5 mD yang diambil dari nilai tengah antara 0,1-1,0mD. Kemudian nilai *cut-off* permeabilitas ini diplot pada *crossplot*, dan ditarik terhadap garis hubungan linear kedua kurva hingga mendapatkan nilai porositas ekuivalen dalam grafik ini sesuai dengan *cut-off* permeabilitas yang dipilih.
2. Plot porositas vs saturasi air di zona gas di atas zona transisi. Masukkan dengan nilai *cut-off* porositas untuk menemukan SW yang sesuai.
3. Dalam *shaly sand* (batupasir serpihan), plot porositas vs serpih volume. Masukkan grafik

dengan nilai *cut-off* porositas untuk memperoleh volume serpih yang sesuai.

Rekapitulasi parameter yang telah diperoleh dengan metode deterministik dengan menggunakan metode *crossplot* maupun perhitungan manual dapat dilihat pada lampiran 4.

Data Sumur Uji dan Perhitungan

Pressure Build Up (PBU) adalah salah satu cara untuk mendapatkan informasi secara langsung mengenai sifat - sifat fluida yang ada dalam reservoir, karakteristik batuan reservoir, temperature, dan tekanan reservoir. Dasar persamaan *Pressure Build Up* (PBU) adalah persamaan aliran fluida di dalam batuan yang mencerminkan hubungan antara tekanan dan waktu. Pada sumur ini diketahui tekanan bawah permukaannya < 2000 psia yaitu sebesar 920 psia sehingga metode yang digunakan dalam analisis ini adalah metode P^2 yang berlaku pada tekanan reservoir lebih besar dari 2000 psia, dengan tekanan bawah permukaan (P_{wf} atau P_{ws}) yang tercatat lebih kecil dari 2000 psia. Berikut tabel data hasil analisis uji *build up* pada fluida termampatkan (gas).

Tabel 2. Data yang digunakan dalam perhitungan IGIP dengan metode *well basis*.

| Data Perhitungan | |
|-----------------------------------------|------------------------------------------|
| H = 224,5078'ft | P average= 1182,98 psia |
| $S_g = 0,876791$ | dtDE = 0,45 |
| $\emptyset = 0,26$ | Z = 0,985912 |
| $B_g = 0,00349 \text{ ft}^3/\text{scf}$ | $r_w = 0,35 \text{ ft}$ |
| $\mu_g = 0,02672 \text{ cp}$ | $Q_g = 7,81 \text{ Mmscfd}$ |
| $C_g = 1,27E-04 \text{ Psi}^{-1}$ | $C_t = 1,30E-04 \text{ Psi}^{-1}$ |
| $P^{*2} = 3000000 \text{ Psi}^2$ | M = 96774,19 $\text{Psi}^2/\text{cycle}$ |
| $P_{1jam}^2 = 190000 \text{ Psi}^2$ | T = 626,03 $^{\circ}\text{R}$ |
| $P_{wf}^2 = 846400 \text{ Psi}^2$ | $t_p = 168 \text{ jam}$ |

Berikut perhitungan lanjutan yang dilakukan untuk mendapatkan volume gas (hidrokarbon) dengan metode *well basis*:

Perhitungan Permeabilitas Efektif terhadap gas (Kg)

$$K_g = \frac{1,637 \times 10^6 \times Q_g \times \mu_g \times Z \times T}{m \times h} = 9,7046 \text{ mD}$$

Perhitungan Radius Penyerapan

$$r_e = \left[\frac{K_g \times t_p}{1900 \times \emptyset \times C_t \times \mu_g \times dtDE} \right]^{\frac{1}{2}} = 1540 \text{ ft} = 469,392 \text{ m}$$

Perhitungan Radius Investigasi

$$R_i = \left[\frac{K_g \times t_p}{948 \times \emptyset \times \mu_g \times C_t} \right]^{\frac{1}{2}} = 1470 \text{ ft} = 448,056 \text{ m}$$

Luas Daerah Penyerapan

$$A = h \times r_e = 3,47 \times 10^5 \text{ ft}^2$$

Volume bulk reservoir

$$V_b = A \times h = 3,47 \times 10^5 \text{ ft}^2 \times 224,5079 \text{ f} \\ = 7,79 \times 10^7 \text{ ft}^3 = 77,9 \text{ MMft}^3$$

Initial gas in place

$$G_i = \frac{V_b \cdot \phi_e \cdot (1 - S_w)}{Bg} = 5088402554 \text{ SCF}$$

$$= 5088,4025 \text{ MMSCF}$$

Pembahasan

Berdasarkan analisis petrofisik secara kualitatif yang telah dilakukan diperoleh bahwa, terdapat 3 variasi litologi/ mineral pada sumur MG-04 yaitu serpih, batupasir, dan batugamping. Jenis fluida formasi adalah minyak, gas dan air.

Berdasarkan hasil analisis petrofisik yang telah dilakukan secara deterministik dan probalistik maka diperoleh 2 zona reservoir yaitu reservoir batupasir dan reservoir batugamping. Reservoir batupasir pada zona 2 memiliki nilai porositas sebesar 22,5 %, saturasi air sebesar 63,53%, permeabilitas sebesar 37,95 mD, dan volume lempung sebesar 47,8%. Tebal reservoir batupasir sebesar 15,53 m dengan tebal *net-pay* 8,08 m. Hasil analisa petrofisika pada reservoir batupasir ini menunjukkan bahwa nilai porositasnya dibawah 23%, dan meskipun dapat dikatakan berporositas bagus, namun nilai permeabilitasnya sangat kecil yaitu kurang dari 1000 mD sehingga pada reservoir ini hidrokarbon tipe minyak tidak dapat mengalir.

Permeabilitas yang sangat rendah dalam perhitungan analisis log pada zona reservoir batupasir ini disebabkan karena jumlah volume lempung yang sangat besar yaitu sebesar 47,8%. Lempung pada reservoir ini dideskripsikan dari *cutting* merupakan glaukonit yang diinterpretasikan terbentuk melalui proses pelapukan atau alterasi yang berasal dari mineral biotit dan plagioklas yang kehadirannya melimpah pada batupasir. Adanya asosiasi kalsit dengan glaukonit dapat mengurangi permeabilitas dan menurunkan porositas. Hal ini disebabkan karena meskipun glaukonit hadir sebagai grain dari tubuh batuan, pada tekanan overburden derajat sedang, grain tersebut dengan mudah akan terpadatkan dan membentuk pseudomatriks yang menyumbat porositas primer batuan. Oleh karena itu, pada reservoir batupasir karbonatan pada zona ini mengalami penurunan kualitas reservoir secara drastis dan menjadi tidak potensial untuk dikembangkan.

Oleh karena itu, reservoir yang potensial pada sumur ini adalah pada zona 4 berupa reservoir batugamping pada kedalaman 766,686-911 m, dengan tebal reservoir 144,31 m, dan *net pay* reservoir 68,43 m. Jenis fluida hidrokarbon yang ada pada reservoir batugamping di zona 4 adalah gas, hal ini terlihat dari adanya *crossover* antara kurva neutron dan densitas dengan separasi tinggi.

Parameter petrofisik reservoir batugamping pada zona 4 (pada kedalaman potensial yang berkomposisi hidrokarbon tipe gas) dengan metode deterministik ini memiliki porositas total sebesar 29,72%, porositas efektif sebesar 25,57% dengan permeabilitas rata-rata reservoir sebesar 56376,2 mD, saturasi air sebesar 13,49%, dan volume serpih sebesar 10,5%.

Parameter petrofisik reservoir batugamping pada zona 4 (pada kedalaman potensial yang berkomposisi hidrokarbon tipe gas) dengan metode probalistik ini

memiliki porositas total sebesar 28,42%, porositas efektif sebesar 26,32%, saturasi air sebesar 15,35% dan volume serpih sebesar 5%.

Berdasarkan data sumur tes (PBU) dengan ketebalan *net pay* 68,43 m, porositas efektif yang terukur pada reservoir potensial ini sebesar 26%, permeabilitas dari hasil uji sebesar 25,9 mD, permeabilitas gas yang dihitung sebesar 9,7046 mD, dan radius penyerapan sejauh 469,392 m, maka diperoleh jumlah volume hidrokarbon tipe gas pada reservoir batugamping ini diperkirakan sebesar 5088,4025 MMSCF. Dari sejarah produksi diketahui bahwa produksi yang baik untuk gas berkisar 1,5 – 2 MMSCF per hari (MMSCFD), sehingga dengan volume gas sebesar 5088,4025 MMSCF yang dimiliki pada reservoir sumur MG-04 maka sumur MG-04 dapat diprosuksi selama ± 2544.20125 hari atau sekitar 7 tahun. Harga gas diketahui 5 dollar per 1 MSCF sehingga dari satu sumur tersebut dapat diperoleh pemasukan sebesar ± 25 juta dollar tanpa perhitungan pengeluaran yang akan dikeluarkan selama proses produksi. Jadi, sumur MG-04 dapat dikatakan bernilai ekonomis dan potensial untuk dikembangkan menjadi sumur produksi.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

1. Berdasarkan hasil analisis petrofisik batuan reservoir maka diperoleh 2 zona reservoir yaitu reservoir batupasir dan reservoir batugamping. Reservoir yang potensial pada sumur ini adalah pada zona 4 berupa reservoir batugamping pada kedalaman 766,686-911 m. Jenis fluida hidrokarbon yang ada pada reservoir batugamping di zona 4 adalah gas.
2. Berdasarkan hasil analisis petrofisik reservoir batugamping pada zona 4, pada kedalaman potensial dengan tebal reservoir 144,31 m, dan *net pay* reservoir 68,43 m yang berkomposisi gas dengan metode deterministik maupun probalistik memiliki porositas total sebesar 28,42 - 29,72%, porositas efektif sebesar 25,57 – 26,32% dengan permeabilitas rata-rata reservoir sebesar 56376,2 mD, saturasi air sebesar 13,49 – 15,35%, dan volume serpih sebesar 5 - 10,5%.
3. Berdasarkan data tes PBU (*Pressure Build Up*) dan perhitungan nilai *initial gas in place* secara *well basis*, maka diperoleh nilai potensi volume hidrokarbon sebesar 5088,4025 MMSCF.

Saran

1. Dalam penentuan parameter petrofisika reservoir, seperti litologi tipe batupasir yang mengindikasikan adanya komposisi radioaktif dari unsur K yang tinggi pada log sinar gamma dengan nilai antara 80-142 API terhadap serpih yang memiliki nilai antara 47-75 API maka untuk interpretasi litologi dari data log tersebut dapat dikorelasikan dengan data *cutting/ core* yang kita miliki agar interpretasi litologi yang diperoleh sesuai dengan keadaan sebenarnya. Dari data *cutting* tersebut, diketahui

bahwa unsur K yang tinggi disebabkan karena kehadiran mineral glaukonit $[(K,Na)(Al,Fe^{3+},Mg)_2(Al,Si)_4O_{10}(OH)_2]$.

2. Dalam melakukan analisis petrofisika pada data *openhole logging*, untuk memperoleh nilai parameter petrofisika yang mendekati keadaan sebenarnya maka sebelum melakukan perhitungan analisis petrofisika perlu dilakukan kontrol kualitas terhadap log GR dan resistivitas, misalnya dengan memotong kedalaman log yang dianggap tidak bagus atau terganggu sebagai hasil perekaman yang dipengaruhi oleh adanya *casing*. Selama melakukan perhitungan, perlu dilakukan koreksi terhadap gradien temperatur, dan terhadap volume serpih yang dapat mempengaruhi nilai porositas batuan reservoir.
3. Dari hasil analisis parameter petrofisika reservoir dan perhitungan volume gas pada sumur MG-04 maka rencana uji produksi dapat dilakukan dengan perforasi pada zona 4 dengan kisaran kedalaman yang aman, dengan pertimbangan sesuai dengan kestabilan dinding lubang bor, misalnya pada kedalaman 775-781 m, atau 785-791 m.

DAFTAR PUSTAKA

Buku Sumber, Jurnal dan Publikasi

- Ahmed, Tarek dan Mc.Kinney P.D. 2005. *Advanced Reservoir Engineering*. Oxford: Elsevier Publishing Company.
- Asquith, George B. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. *Methods in Exploration Series*.
- Asquith, George B. dan Krygowski D.A. 2004. *Basic Well Log Analysis, 2nd Edition*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. *AAPG Methods in Exploration Series 16*.
- Bowen, D. G. 2003. *Formation Evaluation*. Theo Gruppung. (Limited Liability Company of Heriot-Watt University, Texas A&M University, The University of Oklahoma, and Schlumberger)
- Darling, Toby. 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Oxford: Elsevier Publishing Company.
- Diaz, M. Prasad, M. A. Gutierrez, J. Dvorkin, G. Mavko. 2002. *Effect of Glauconite on the Elastic Properties, Porosity, and Permeability of Reservoirs Rocks in March 2002 AAPG Annual Meeting*, Houston, Texas on article.
- Glover, Paul. 2000. *Petrophysics*. UK: University of Aberdeen
- Harsono, Adi. 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi Revisi-8 Mei 1997. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Hilchie, Douglas W. 1982. *Applied Openhole Log Interpretation*. Golden, Colorado: Douglas Hilchie, Inc. (out of print)
- Koesoemadinata R.P. 1980. Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2. Bandung: ITB.
- Krygowski, D.A. 2003. *Guide to Petrophysical Interpretation*. Austin, Texas, USA: Baker Hughes.
- Nugroho, Hadi. 2011. Panduan Praktikum Geologi Minyak dan Gasbumi. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Pertamina. 2004. Buku Pedoman Teknik Penilaian Formasi. (dalam pdf.)
- Rider, Malcolm. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Applications*. Texas: Schlumberger Wireline & Testing.
- Serra, Oberto. 1984. *Fundamentals of Well-Log Interpretation, Volume 1: The Aquisition of Logging Data (Developments in Petroleum Science 15A)*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Publishing Company.
- Sultino, Agus. 2006. Slide Interpretasi Petrofisika. Elnusa Drilling Services. 153 slides.
- Yulio, Prama Ananta. 2011. Analisis Log Sumur dengan Metoda Probabilistik dan Deterministik Menggunakan *Interactive Petrophysics*. Pertamina Learning Center (PLC): Bimbingan Profesi Sarjana PT. PERTAMINA EP TAHUN 2010.

Laporan

- Pertamina. 2003. Analisis Hasil Uji Build Up untuk Sistem Porositas Tunggal, Revisi 2/ Juli 2003. PT. PERTAMINA EP. Publikasi Internal.
- Pertamina. 2003. Analisis Hasil Uji Pressure Build Up untuk Fluida Termampatkan (Gas), Revisi 2/ Juli 2003. PT. PERTAMINA EP. Publikasi Internal.
- PEP Region Sumatera. 2012. *Plan of Further Development (POFD) MUSI*. Publikasi Internal.

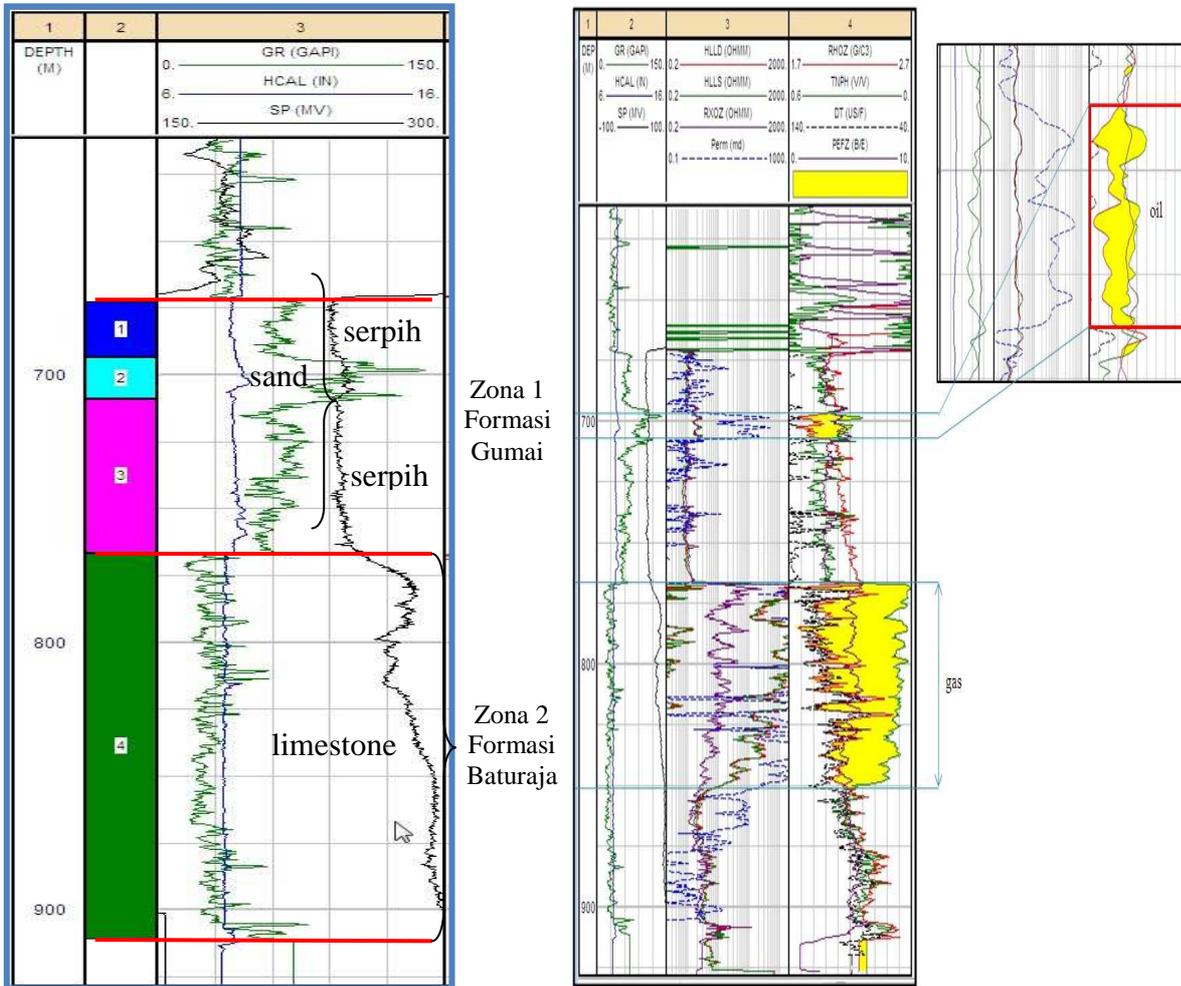
Website

- Bishop, Michele G. 2000. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. USGS.<http://pubs.usgs.gov/of/1999/ofr-99-0050/OF99-50S/>
- Crain, E.R. 1986. *The Log Analysis Handbook, volume 1: Quantitative Log Analysis Methods*. Tulsa: Pennwell Books. (out of print)
- Crain's Petrophysical Handbook, On-line Handbook*, <http://www.spec2000.net/>
- Petrolog.http://www.petrolog.net/webhelp/Logging_To_ols/ild/ildchart.html (diakses pada tanggal 26 November 2012)
- Rais, Jacob. _ . Tata Cara Penulisan Baku Daftar Acuan (References) dan Daftar Pustaka (Bibliography) dalam Makalah Ilmiah, Tesis, Disertasi, dalam pdf.<http://enyerawati.files.wordpress.com/2011/.../tata-cara-penulisan-pustaka.p...>

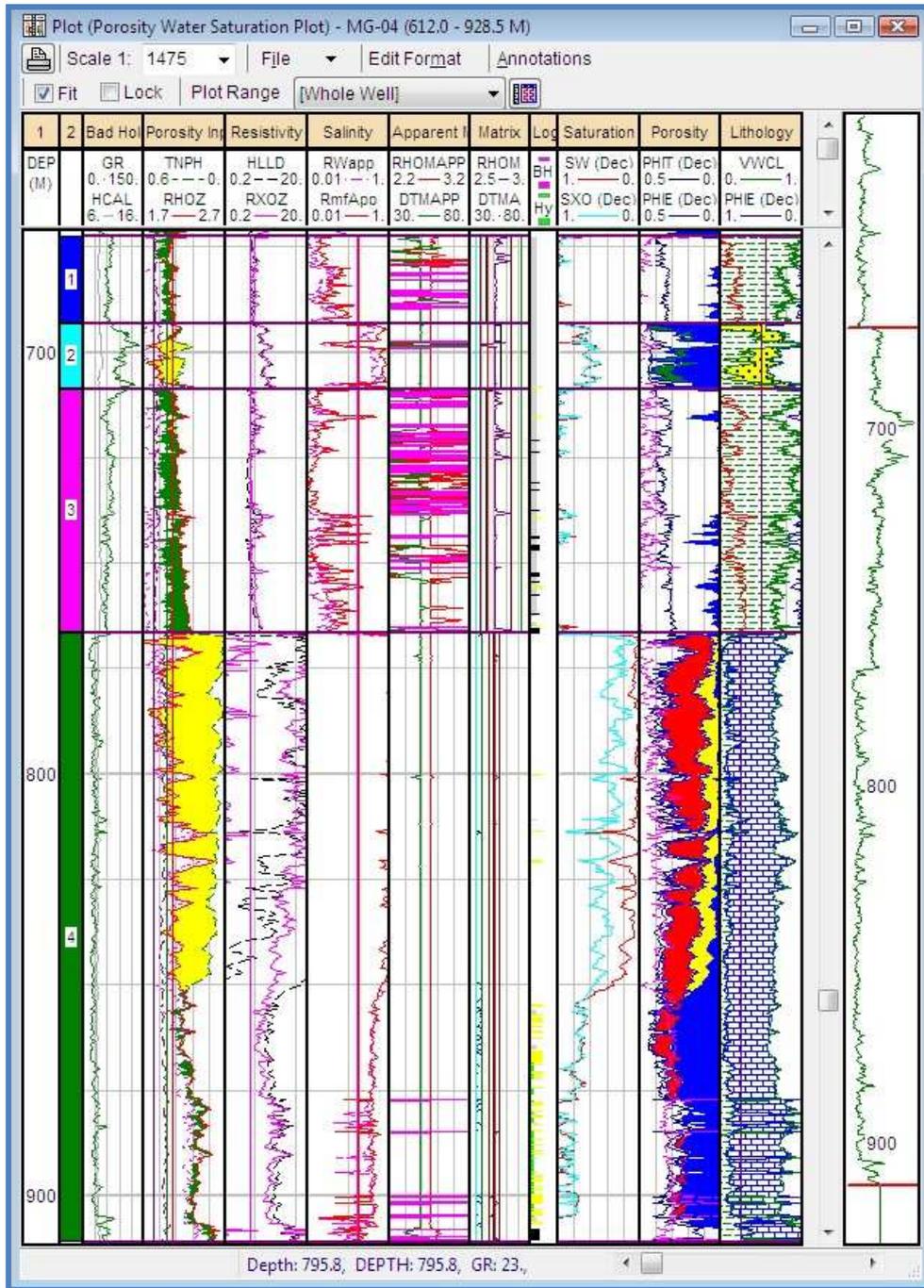
Tutorial

- Schlumberger. 2007. *Interactive Petrophysics, User Manual (IP version 3.4)*. Scotland: PGL-Senergy. (program komputer)

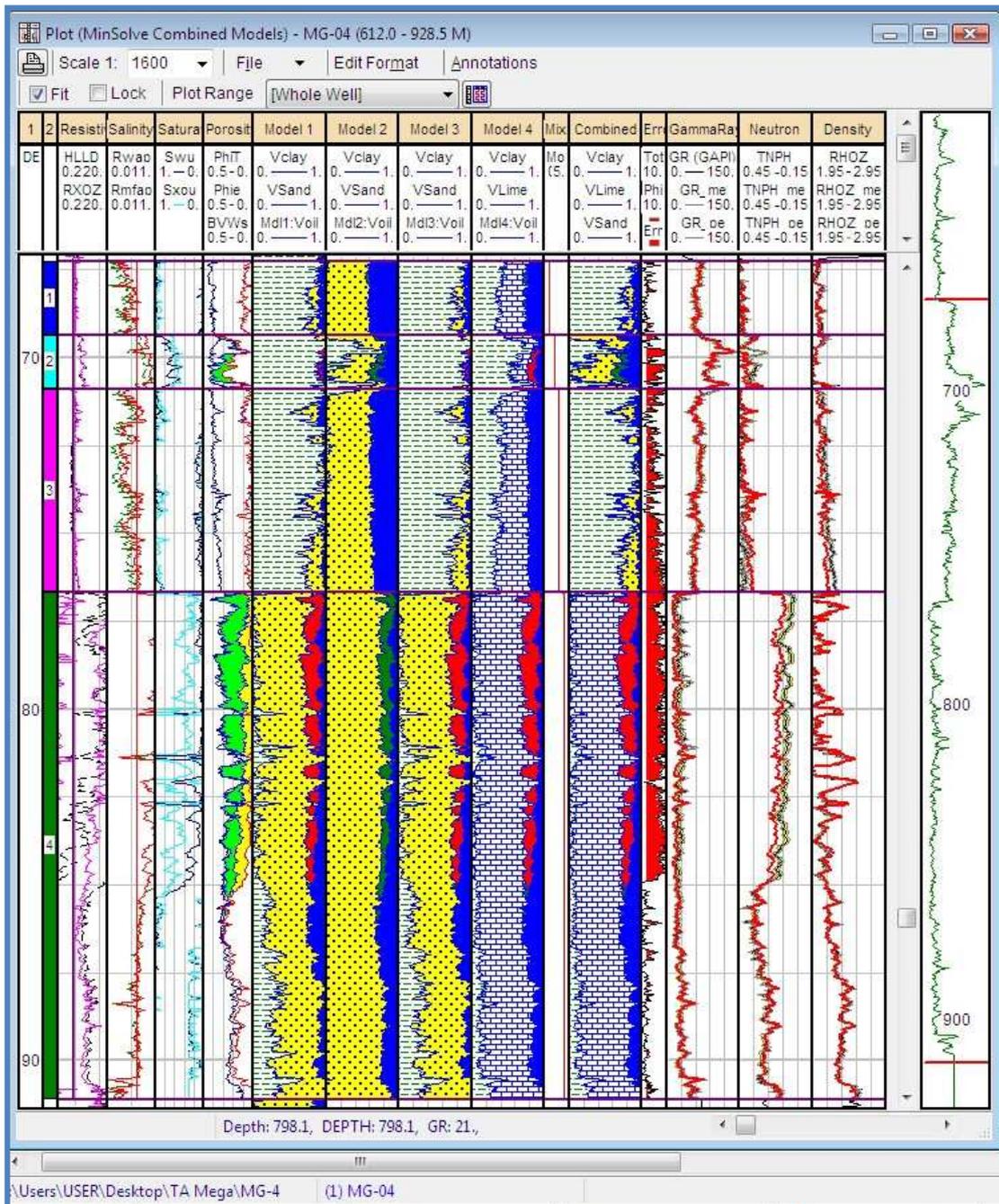
Lampiran 1



Gambar 5. Analisis Kualitatif untuk Membedakan Lapisan Batuan, Zonasi dan Fluida.



Gambar 6. Log Plot Hasil Analisis dengan Metode Deterministik.



Gambar 13. Log Plot Hasil Analisis dengan Metode Probabilistik.

Lampiran 4

Tabel 3. Rekapitulasi parameter yang telah diperoleh dengan metode deterministik dengan menggunakan metode *crossplot* maupun perhitungan manual.

| zona | Wet lempung | | | | | Water | | Porosity | | | | |
|------|-------------|--------|-------|-------|------|-------|---------|-------------|----------|----------|----------|-------------------|
| | GR | ρ | Neu | Res | Rxo | Rmf | Rw | ρ_{ma} | ρ_f | ϕ_D | ϕ_N | $\phi_{Tlempung}$ |
| 1 | 74 | 2,06 | 0,425 | 0,816 | 0,84 | 0,175 | 0,17054 | 2,65 | 1,1 | 0,3798 | 0,425 | 0,4031 |
| 2 | 142 | 2,06 | 0,425 | 0,816 | 0,84 | 0,175 | 0,17054 | 2,65 | 1,1 | 0,3798 | 0,425 | 0,4031 |
| 3 | 74 | 2,06 | 0,425 | 0,816 | 0,84 | 0,175 | 0,17054 | 2,65 | 1,1 | 0,3798 | 0,425 | 0,4031 |
| 4 | 142 | 2,06 | 0,425 | 0,816 | 0,84 | 0,175 | 0,17054 | 2,71 | 1,1 | 0,4037 | 0,425 | 0,4145 |

| zona | Hydrocarbon | | | Cutoff | | | Pay Result | |
|------|-------------|-----------|------------|---------|------|--------|----------------|---------|
| | ρ | Neu Hc HI | Den Hc app | ϕ | Sw | Vcl | Gross interval | Net pay |
| 1 | 0,85 | - | - | 0,15295 | 0,96 | 0,5743 | 20,90 | - |
| 2 | 0,85 | 1,0286 | 0,9143 | 0,15295 | 0,96 | 0,5845 | 15,53 | 8,08 |
| 3 | 0,85 | - | - | 0,15295 | 0,96 | 0,6579 | 57,76 | - |
| 4 | 0,2 | 0,4065 | 0,2452 | 0,15295 | 0,96 | 0,1221 | 144,31 | 68,43 |

