

ISBN : 978-602-19765-3-1



SEMINAR NASIONAL KEBUMIHAN XI

FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA



PROSIDING

MENUJU KEMANDIRIAN BANGSA DENGAN PERCEPATAN
PRODUKSI ENERGI DAN INDUSTRI MINERAL DALAM MENDUKUNG MEA

Yogyakarta, 3 - 4 November 2016



FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN" YOGYAKARTA
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condong Catur, Yogyakarta
Gedung Arie F. Lasut Lt. I telp. (0274) 487814 email : semnas_ftm@upnyk.ac.id





Seminar Nasional Kebumihan XI, Yogyakarta, 3 – 4 November 2016

Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta

NO. ISBN 978-602-19765-3-1

SUSUNAN PANITIA SEMINAR NASIONAL KEBUMIHAN XI
"Menuju Kemandirian Bangsa Dengan Percepatan Produksi Energi Dan Industri
Mineral Dalam Mendukung MEA "

Penanggung Jawab : Dr. Ir. Suharsono, MT
Ketua : Dr. Ir. Harry Budiharajo, MT
Wakil Ketua : Wahyu Widayat, ST., MT
Sekretaris : M. Th. Kristiati.EA, ST, MT
Bendahara : Ir. Peter Eka Rosadi, MT

ISBN : 978-602-19765-3-1

Tim Reviewer :
Ketua : Dr. Suranto, ST.,MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)
Anggota : 1. Prof. Dr. Ir. Sismanto, M. Sc. (Universitas Gadjah Mada)
2. Dr. Ir. Asep Kurnia Permadi, M.Sc. (Institut Teknologi Bandung)
3. Dr. Muslim Abdurrahman, ST., MT. (Universitas Islam Riau)
4. Dr. Edy Nursanto, ST., MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)
5. Dr. Ir. Joko Susilo, MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)
6. Dr. Ir. Edi Winarno, MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)
7. Dr. Ir. Andi Sungkowo, MT. (UPN "Veteran" Yogyakarta)

Editor : Ratna Widyaningsih, ST, M.Eng
Penyunting : Ika Wahyuning Widiarti, S.Si, M. Eng
Desain Sampul dan Tata Letak : Hafiz Hamdalah, ST, M.Sc
Penerbit : Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional
"Veteran" Yogyakarta

Redaksi :

Jl. SWK 104, Lingkar Utara Condong Catur Yogyakarta
Gd. Arie F. Lasut Lt.1
Tel p : 0274 487814
Email : ftm@upnyk.ac.id

Distributor Tunggal :
Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
Jl. SWK 104, Lingkar Utara Condong Catur Yogyakarta
Gd. Arie F. Lasut Lt.1
Tel p : 0274 487814
Email : ftm@upnyk.ac.id

Cetakan Pertama, November 2016

Hak Cipta dilindungi undang-undang

Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit



B. EKSPLOKASI DAN EKSPLOITASI MIGAS	106
1. Potensi Batuan Induk Serpilh Gumai Di Area Bd, Kabupaten Batanghari, Propinsi Sumatra Selatan	106
2. Optimasi Parameter Dalam Mengkarakteristik Batuan Pasir Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Dan Identifikasi Penyebaran Porositas ...	118
3. Depositional Facies And Paleogeography Model Of Halang Formation: Implication To Reservoir Geometry In Tubidite Systems.....	127
4. Rencana Besar Produksi Gas Di Struktur X Dari Tahun 2014 Hingga 2024 PT. Pertamina EP Asset 2.....	135
5. Evaluasi Metode Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi di Provinsi Papua Barat	142
6. Peluang Dan Tantangan Penerapan Nanoteknologi Melalui Metoda Enhanced Oil Recovery (EOR) Di Lapangan Minyak Indonesia	148
7. Studi Simulasi Reservoir Untuk Perencanaan Pengembangan Struktur 'SS' Lapisan 'S'	154
8. Tidal Flat Facies And Its Porosity Based On Outcrop Data In Ngrayong Formation, Kadiwono Area, Central Java.....	172
9. Analisis Kontribusi Produksi Setiap Lapisan Pada Sumur Minyak Komingel Berdasarkan Data Uji Pressure-Temperature-Spinner (PTS)	179
10. A Review Of Petroleum Imaging From Magnetotelluric Data.....	188
11. Sistem Petroleum Struktur Antiklin Kawengan	194
12. Titik-Titik Geosite Sebagai Pendukung Calon Petroleum Geoheritage Bojonegoro	208
13. Pengelolaan Sumber Daya Alam Migas Lapangan Tua Untuk Peningkatan Ekonomi Masyarakat Di Sekitar Lokasi.....	215
14. Analisa Petrofisik Sumur-Sumur Gas Eksplorasi Untuk Karakterisasi Reservoir	218
15. Pemodelan Aliran Gas Pada Jaringan Pipa Transmisi.....	231
C. ENERGI BARU TERBARUKAN DAN KONSERVASI ENERGI	242
1. Teknologi Tepat Guna : Pemurnian & Penigkatan Kualitas Biogas Menggunakan Prototipe CO ₂ & H ₂ O Removal Unit Processing	242
2. Pengembangan Teknologi Tepat Guna Briket Batubara Karbonisasi Sebagai Energi Alternatif	248
D. ENERGI NON KONVENSIONAL	256
1. Interpretation Of Fault Pattern And Preliminary Study Of Geothermal Potential In Java Using Travel Time Tomography Based On Hypocenter Data.....	256
2. A Review On Mt Application For Geothermal Prospecting In Java, Indonesia	264
3. Penentuan Harga Listrik Setempat Lapangan Panasbumi Guci.....	269



ANALISA PETROFISIK SUMUR-SUMUR GAS EKSPLORASI UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR

Sudarmoyo, Aji Nugroho, M.Th Kristiati. EA, Sayoga Heru Prayitno

Program Studi Teknik Perminyakan

Fakultas Teknologi Mineral UPN Veteran Yogyakarta

Abstrak

Lapangan eksplorasi "S" memiliki 3 sumur. Sumur eksplorasi pertama, EXP-1, dibor tahun 1983. Dari data DST dan tes produksi pada interval tertentu diketahui mengandung hidrokarbon gas dan kondensat (dominan gas). Laju produksi gas mencapai 13.57 MMSCFPD, karena pertimbangan komersil saat itu, sumur EXP-1 ditutup sementara dan tidak dikembangkan lebih lanjut. Sumur yang selanjutnya dibor adalah EXP-2 dan EXP-3. Kondisi lapangan "S" saat ini masih dalam tahap eksplorasi. Tujuan penelitian untuk mengetahui jumlah reservoir, ketebalan net pay dan besarnya volume gas mula-mula per acre tiap reservoir yang ditembus oleh Sumur EXP#1 dan EXP#3, untuk mengetahui potensi lapangan "S". Sumur EXP#2 dry hole, sehingga tidak dipertimbangkan.

Penelitian model analisa petrofisik didukung oleh data geologi, analisa cutting, analisa core, wireline log dan data DST/tes produksi. Tahapan analisa petrofisik yang dilakukan meliputi kompilasi data, input data ke dalam software Geolog 7, koreksi data LAS wireline log, penentuan parameter analisa petrofisik, analisa log kualitatif dan kuantitatif, review hasil analisa kuantitatif secara manual & software Geolog 7, penentuan nilai cut off parameter petrofisik, reservoir lumping, dan perhitungan volume gas mula-mula per acre setiap reservoir yang ditembus oleh sumur-sumur eksplorasi ini. Berdasarkan analisa petrofisik dua sumur eksplorasi akan dapat diketahui jumlah reservoir, net pay nya dan volume gas mula-mula per acre dari masing masing reservoir.

Keywords: sumur eksplorasi, petrofisik, cut off, OGIP

PENDAHULUAN

Lapangan eksplorasi "S" adalah lapangan Minyak dan Gas yang secara geologis berada di cekungan "O", hingga tahun 2016 mempunyai 3 sumur eksplorasi (EXP#1, EXP#2, dan EXP#3) yang telah menembus formasi sandstone "OB", "ST", "SL", dan "SKR". Batuan induk pada Cekungan OB berasal dari Formasi SL dan SKR. Formasi shale pada Formasi SL memiliki TOC 2.86%, sedangkan shale pada Formasi SKR memiliki TOC 2.61%. Perlapisan batupasir (sandstone) dan batu lempung (shalestone) pada Formasi ST, SL, dan SKR dapat berperan menjadi batuan tudung (cap rock) reservoir-reservoir pada masing masing formasi tersebut, dengan Sistem perangkap struktural berupa antiklin, patahan serta perangkap stratigrafi berupa ketidakselarasan.

Sumur EXP#1 dibor Nov 1983, EXP#2 Oktober 1994 dan EXP#3 Agustus 2014. Ketiga sumur telah dilakukan uji sbb : Sumur EXP#1 uji serpihan bor, inti batuan, logging, sekali DST dan enam kali uji produksi. Dari uji sumur EXP#1, mengandung hidrokarbon dominan fasa gas, dengan laju produksi gas 13,57 MMSCFD dan laju kondensat 317 BCPD, kemudian sumur EXP#1 ditutup sementara karena pertimbangan komersial. Untuk EXP#2 uji serpihan bor dan logging, tidak ada uji DST karena dryhole, sumur EXP#2 tidak dianalisa. Sumur EXP#3 uji cutting, logging, dan 4 kali uji DST.

Fokus utama dalam penelitian ini adalah berapa banyak reservoir, ketebalannya (net pay) dan volume gas mula-mula per acre per reservoir yang telah ditembus oleh sumur Exp#1 dan exp#3 dalam rangka mengetahui potensi Lapangan "S".



METODOLOGI

Model analisa petrofisik pada penelitian ini mengintegrasikan hasil data geologi, analisa *cutting*, analisa *core*, *wireline log* dan DST/Tes produksi dengan menggunakan *software* Geolog 7. Setelah semua data tersebut, di "input" kan ke dalam *software* Geolog 7, kemudian dilakukan koreksi data *wireline log* sebelum digunakan untuk menentukan parameter analisa petrofisik. Parameter-parameter analisa petrofisik yang dimaksud adalah litologi, ρ_f , Δt_f , ρ_{ma} , Δt_{ma} , GR_{min} , GR_{max} , ρ_{sh} , ϕ_{Nsh} , Δt_{sh} , R_{sh} , ϕ_{Tot} (dari metode penentuan porositas total terpilih), R_w , a , m , dan n . Parameter-parameter tersebut nantinya akan digunakan pada analisa log. Analisa log yang dilakukan terbagi menjadi dua, yaitu analisa kualitatif dan analisa kuantitatif. Analisa kuantitatif adalah proses penentuan *top&bottom*, kedalaman kontak fluida, dan ketebalan lapisan *porous & permeabel* yang mengandung hidrokarbon. Analisa kuantitatif dilakukan untuk menentukan nilai V_{sh} , ϕ_{tot-c} , dan S_w lapisan-lapisan *porous&permeabel*. Analisa kuantitatif dilakukan dengan dua cara, yaitu secara manual dan menggunakan *software* Geolog 7. Kedua hasil analisa kuantitatif tersebut kemudian dibandingkan untuk mengetahui perbedaan nilai diantara keduanya. Diharapkan perbedaan yang terdapat pada kedua analisa kurang dari 5%.

Langkah selanjutnya adalah menentukan nilai *cut off* parameter petrofisik, *reservoir lumping*, dan penentuan volume gas mula-mula per acre masing-masing reservoir dengan metode volumetrik. Sebuah *flowchart* juga telah dibuat untuk memperjelas metodologi (**Gambar L.1**)

KOMPILASI DATA

Kompilasi data dilakukan pada Sumur EXP#1 dan Sumur EXP#3. Kedua sumur tersebut memiliki data pendukung yang lengkap, kecuali data SCAL pada kedua sumur dan tidak adanya data analisa *corerutin* pada Sumur EXP#3.

INPUT DATA PADA SOFTWARE GEOLOG 7

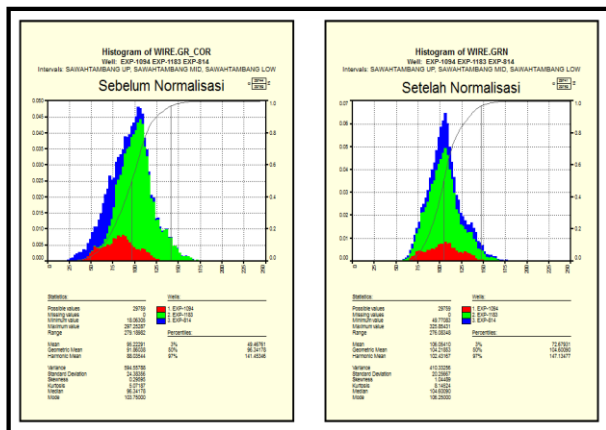
Seluruh data dari dua sumur kajian yang telah dikompilasi kemudian di "input" ke dalam *software* Geolog 7. Data geologi yang berupa *marker* formasi, data analisa *core*, data *wireline log*, dan data DST/tes produksi. dimasukkan ke *software* Geolog 7 pada masing-masing sumur kajian.

KOREKSI DATA WIRELINE LOG DENGAN SOFTWARE GEOLOG 7

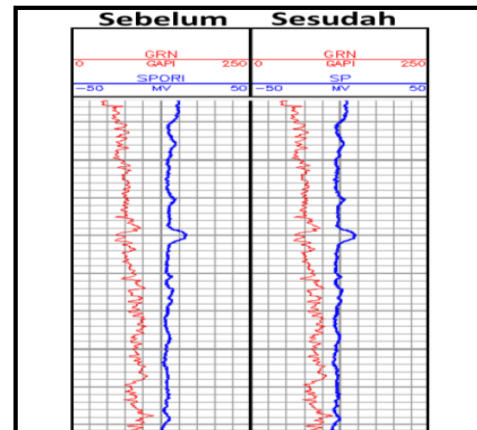
Koreksi data LAS *wireline log* sangat diperlukan untuk mengurangi efek lingkungan lobang bor pada hasil perekaman log yang dapat mengganggu analisa petrofisik yang dilakukan. Terdapat beberapa koreksi yang dilakukan terhadap data LAS *wireline log*, yaitu koreksi log terhadap *chart* koreksi Schlumberger, normalisasi gamma ray, koreksi *shale baseline* pada log SP, dan identifikasi lubang sumur yang buruk (*badhole*).

Data log yang koreksi menggunakan *chart* koreksi Schlumberger antara lain adalah log gamma ray, CNL, LDT, MSFL, dan laterolog. Koreksi yang dilakukan adalah untuk menghilangkan dampak lingkungan (ukuran lubang bor, jenis & berat lumpur pemboran, dan lain-lain) terhadap hasil perekaman log.

Setelah dilakukan koreksi log dengan *chart* koreksi Schlumberger, kemudian dilakukan normalisasi log gamma ray pada Sumur EXP#1, EXP#2, dan EXP#3. Normalisasi dilakukan menggunakan metode *two point normalization* yakni dimana nilai pembacaan GR terhadap litologi *shale* dan *sand* digunakan sebagai acuan normalisasi. Nilai pembacaan log GR terhadap kedua litologi tersebut diambil dari pembacaan log gamma ray pada Sumur EXP#1 dan menjadi acuan bagi normalisasi log GR pada Sumur EXP#2 dan EXP#3. **Gambar 1** menunjukkan distribusi log GR sebelum dan sesudah normalisasi.



Gambar 1. Normalisasi Log Gamma Ray



Gambar 2. Koreksi Baseline Shift Sumur EXP#1

Koreksi berikutnya adalah koreksi *shale baseline* pada log SP. *Shale baselinelog* SP pada kedua sumur digeser ke nilai 0 mV untuk menghilangkan efek *baseline shift* akibat perubahan salinitas air formasi antar lapisan batuan. Gambar 2 menunjukkan koreksi *shale baseline* pada Sumur EXP#1.

Langkah selanjutnya adalah identifikasi interval lubang yang buruk (*badhole*) dengan menggunakan log DRHO dan log caliper. Toleransi maksimum pembacaan DRHO adalah 0.15 g/cc, sedangkan toleransi pembesaran lubang bor maksimum dari ukuran pahat adalah 2.5 inch.

PENENTUAN PARAMETER ANALISA PETROFISIK

Terdapat beberapa parameter analisa petrofisik yang perlu ditentukan sebelum melakukan analisa log. Parameter-parameter analisa petrofisik tersebut adalah litologi, ρ_f , Δt_f , ρ_{ma} , Δt_{ma} , GR_{min} , GR_{max} , ρ_{sh} , ϕ_{Nsh} , Δt_{sh} , R_{sh} , ϕ_{Tot} (dari metode penentuan porositas total terpilih), R_w , a , m , dan n . Parameter tersebut ditentukan untuk setiap formasi yang akan dianalisa, yaitu formasi ST dibagi menjadi 3 zona, yaitu ST-Up, ST-mid, dan ST-low. Hal ini disebabkan karena Formasi ST memiliki interval *sand* dan *shale* yang memiliki pembacaan log GR tinggi yaitu pada zona ST-Mid. Parameter ρ_f dan Δt_f kedua sumur ditentukan dari jenis lumpur pemboran yang tertera pada *log header* masing-masing sumur. Berdasarkan *log header* kedua sumur yang dianalisa, diketahui bahwa seluruh sumur dibor dengan menggunakan lumpur KCl/polymer yang memiliki salinitas tinggi ρ_f dan Δt_f untuk setiap formasi disajikan Tabel 1.

Parameter ρ_{ma} dan Δt_{ma} ditentukan dari hasil analisa MID plot (Tabel 2). MID plot dilakukan menggunakan log density, neutron dan sonic. Penentuan nilai ρ_{ma} dan Δt_{ma} kemudian dilakukan per formasi batuan berdasarkan analisa MID plot tersebut

Tabel 1. Parameter ρ_f , Δt_f , ρ_{ma} , dan Δt_{ma}

Formasi	ρ_f (g/cc)	Δt_f (μ s/f)	ρ_{ma} (g/cc)	Δt_{ma} (μ s/f)
ST-Up	1.1	185	2.65	55.5
ST-Mid	1.1	185	2.65	55.5
ST-Low	1.1	185	2.65	55.5
SL	1.1	185	2.65	55.5
SKR	1.1	185	2.65	55.5

Tabel 2. Analisa MID Plot

Formasi	Mineral Penyusun Batuan
ST-Up	Percampuran antaramineral <i>quartz</i> , <i>calcite</i> , dan <i>dolomite</i> . <i>Quartz</i> menjadi mineral yang paling dominan.
ST-mid	<i>Quartz</i> dengan sedikit mineral <i>calcite</i> dan <i>dolomite</i>
ST-low	<i>Quartz</i> dengan sedikit mineral <i>calcite</i> dan <i>dolomite</i>
SL	Percampuran antara <i>quartz</i> dan <i>dolomite</i> serta terdapat sedikit mineral <i>calcite</i> . <i>Quartz</i> menjadi mineral yang paling dominan.
SKR	Percampuran antara mineral <i>quartz</i> , <i>calcite</i> , dan <i>dolomite</i> . <i>Quartz</i> menjadi mineral yang paling dominan.



GR_{min} dan GR_{max} ditentukan untuk setiap formasi dengan menggunakan plot frekuensi log gamma ray. GR_{min} mengambil nilai persentil 3% sedangkan GR_{max} mengambil nilai persentil 97%. Nilai parameter GR_{min} dan GR_{max} disajikan pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Parameter GR_{min} dan GR_{max}

Formasi	GR Min (APIu)	GR Max (APIu)
ST- Up	69.97	137.84
ST- Mid	84.12	163.21
ST- Low	73.33	139.50
SL	77.63	146.00
SKR	87.83	182.57

Tabel 4. Parameter $\rho_{sh}, \phi_{Nsh}, \Delta t_{sh}$, dan R_{sh}

Formasi	ρ_{sh} (g/cc)	ϕ_{Nsh} (v/v)	Δt_{sh} ($\mu s/ft$)	R_{sh} (Ohm-m)
ST- Up	2.578	0.225	100.08	3.216
ST- Mid	2.64	0.196	73.63	31.93
ST- Low	2.667	0.164	73.33	13.74
SL	2.666	0.262	77.63	24.319
SKR	2.582	0.336	90.57	22.9

Selanjutnya parameter *shale* yang berupa $\rho_{sh}, \phi_{Nsh}, \Delta t_{sh}$, dan R_{sh} ditentukan dengan menggunakan metode *crossplot* density-neutron. Nilai parameter-parameter di atas ditentukan berdasarkan pengamatan interval *shale* di setiap formasi yang diidentifikasi melalui *crossplot* density-neutron, **Tabel 4**.

Langkah selanjutnya adalah menentukan metode penentuan porositas total dari empat metode, yaitu metode density, neutron, sonic, dan density-neutron. Metode penentuan porositas dipilih berdasarkan keselarasan nilai porositas total log hasil masing-masing metode terhadap porositas total hasil analisa rutin *core*. Metode density-neutron adalah yang paling selaras dengan porositas total rutin *core*. Seperti ditunjukkan pada **Gambar L.2** sampai **Gambar L.5**

Resistivitas air formasi (R_w) pada tiap formasi ditentukan dari tiga metode, yaitu metode analisa air di laboratorium, SP log dan pickett plot. Dari ketiga metode tersebut, resistivitas air hasil analisa air di lab dipilih untuk Formasi ST, sedangkan Formasi SL dan SKR mengambil nilai resistivitas air dari pickett plot oleh karena tidak adanya data analisa air pada kedua formasi tersebut. **Tabel 5** dan **Tabel 6** menyajikan nilai parameter R_w untuk Sumur EXP#1 dan EXP#3

Tabel 5. Parameter R_w Sumur EXP #1

Formasi	R_w Analisa Air (Ohm-m)
ST	0.1495 (2270-2550 ft.)
	0.2201 (2550-4161 ft.)
	0.4461 (4161-5012 ft.)
	0.3434 (5012-7023 ft.)
SL	0.402
SKR	1.336

Tabel 6. Parameter R_w Sumur EXP#3

Formasi	R_w Analisa Air (Ohm-m)
ST	0.1495 (2308-2554 ft.)
	0.2201 (2554-4198 ft.)
	0.4461 (4198-4997 ft.)
	0.3334 (4997-5480 ft.)

Tabel 7. Parameter a, m, dan n

Formasi	a	m	n
ST- Up	0.81	2.13	2
ST- Mid	0.81	2.13	2
ST- Low	0.81	2.13	2
SL	0.81	2.1	2
SKR	0.81	2	2

Data SCAL untuk penentuan parameter a, m, dan n tidak ada maka parameter ini ditentukan dengan metode pendekatan yang lazim digunakan. Nilai a ditentukan berdasarkan litologi batuan yang diketahui dari MID plot. Nilai m ditentukan dari analisa pickett plot, sedangkan nilai n digunakan = 2 formasi. **Tabel 7** menunjukkan nilai parameter a, m, dan n untuk tiap formasi.

ANALISA KUALITATIF

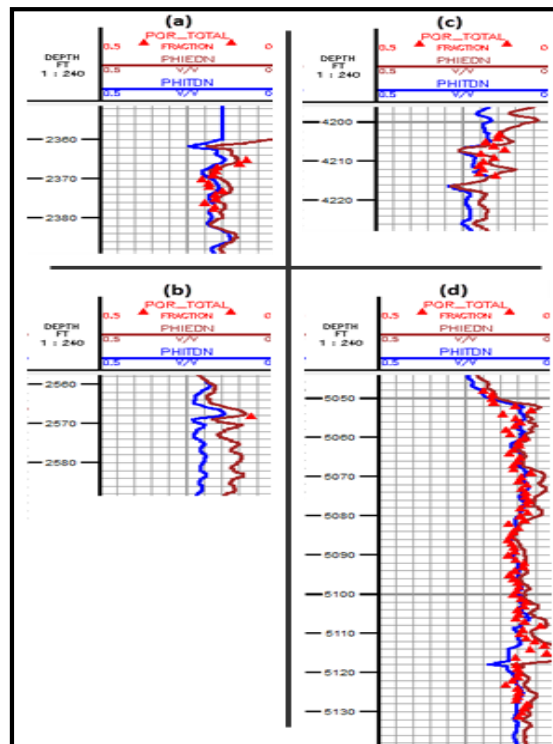
Analisa kualitatif mencakup beberapa hal, yaitu penentuan kedalaman *top&bottom*, kontak fluida, dan ketebalan lapisan *porous* yang mengandung hidrokarbon

Berdasarkan analisa kualitatif yang dilakukan pada Sumur EXP#1, diketahui terdapat 17 lapisan *porous* yang diperkirakan mengandung hidrkokarbon. Di lain sisi, Sumur EXP#3 memiliki 10 lapisan *porous* yang diperkirakan mengandung hidrokarbon. Kemudian, kedalaman kontak fluida masing-masing lapisan ditentukan. Ketebalan masing-masing lapisan yang mengandung hidrokarbon kemudian dapat ditentukan. Proses penentuan ketebalan lapisan ini menggunakan kedalaman TVDSS (*Sub Surface TVD*) untuk menormalkan kedalaman pembacaan log kedua sumur terhadap ketinggian elevasi sumur. Hasil analisa kualitatif disajikan pada **Tabel L-1**.

ANALISA KUANTITATIF

Analisa kuantitatif meliputi penentuan parameter petrofisik berupa V_{sh} , Porositas Total Terkoreksi (ϕ_{totc}) serta S_w . Perhitungan ketiga parameter petrofisik tersebut dilakukan secara manual dan menggunakan *software* Geolog 7.

Nilai V_{sh} masing-masing lapisan ditentukan menggunakan log GR. Kemudian, ϕ_{totc} ditentukan menggunakan metode density-neutron. Metode density-neutron dipilih berdasarkan hasil validasi porositas total log dan porositas total *core* rutin. Setelah ϕ_{totc} seluruh lapisan ditentukan, validasi ϕ_{totc} hasil analisa kuantitatif log dengan porositas total *core* dilakukan kembali. Dapat diketahui dari **Gambar 3** bahwa ϕ_{totc} log dan porositas total *core* telah selaras.



Gambar 3. Validasi Porositas Total Terkoreksi Log dan Porositas *Core* Sumur EXP#1

S_w untuk masing-masing lapisan ditentukan menggunakan pendekatan metode *Indonesian Equation*. Metode ini baik digunakan pada formasi-formasi di Indonesia, khususnya pada formasi yang memiliki perlapisan antara *sand* dan *shale* serta mineral lempung yang terdispersi di dalam batuan.

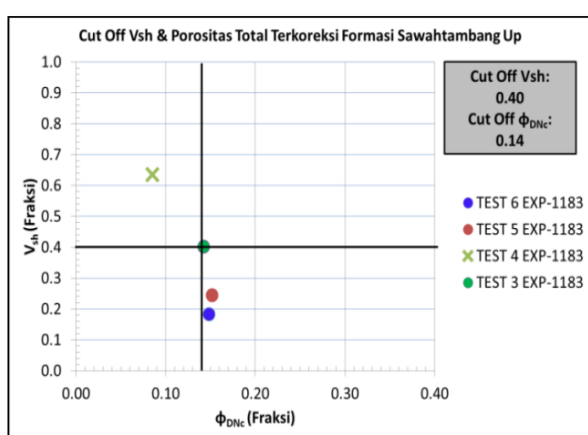
Setelah parameter petrofisik di atas ditentukan, dilakukan review hasil analisa kuantitatif manual dan dengan *software* Geolog 7. Review dilakukan dengan cara membandingkan hasil analisa kuantitatif kedua metode di atas. Berdasarkan perbandingan hasil kedua metode, diketahui bahwa hasil analisa manual dan *software* Geolog 7 memiliki perbedaan di

bawah 5%. Untuk analisa selanjutnya, yang digunakan adalah hasil *software* Geolog 7. Hasil analisa kuantitatif pada Sumur EXP#1 dan EXP#3 disajikan pada **Tabel L-2**.

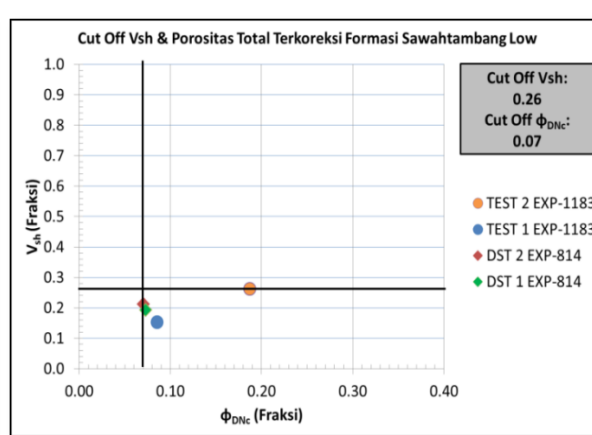
PENENTUAN NILAI *CUT OFF*

Nilai *cut off* parameter petrofisik ditentukan menggunakan integrasi data hasil analisa kuantitatif log dan data produksi hasil DST/tes produksi.

Nilai *cut off* V_{sh} dan ϕ_{totc} ditentukan dengan cara pembagian kuadran *flow* dan *no-flow* pada plot V_{sh} vs. ϕ_{DNC} . Pembagian kuadran tersebut berdasarkan data DST/tes produksi yang terdapat pada kedua sumur analisa. **Gambar 4** dan **Gambar 5** menunjukkan plot V_{sh} vs. ϕ_{DNC} untuk Formasi ST-Up dan ST-Low. Formasi ST-Up memiliki nilai *cut off* V_{sh} dan ϕ_{totc} berturut-turut sebesar 0.40 dan 0.14, sedangkan Formasi ST-Low memiliki nilai *cut off* V_{sh} dan ϕ_{totc} berturut-turut sebesar 0.26 dan 0.07.



Gambar 4. Penentuan *Cut Off* V_{sh} & Porositas Total Terkoreksi Formasi ST-Up



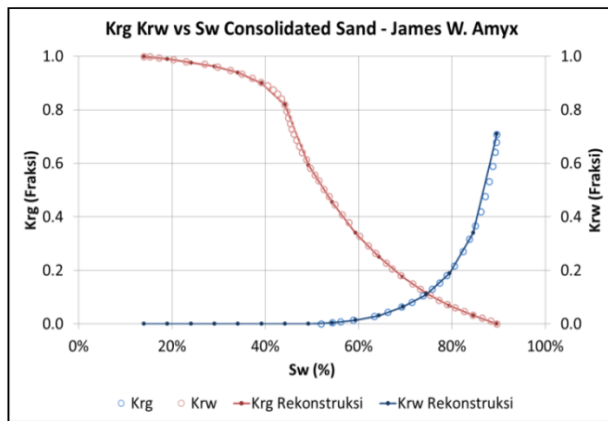
Gambar 5. Penentuan *Cut Off* V_{sh} & Por Total Terkoreksi Formasi ST-Low

Nilai *cut off* V_{sh} dan ϕ_{totc} Formasi ST-Mid, SL, dan SKR mengacu pada nilai-nilai *cut off* Formasi ST- Up dan ST-Low di atas. Hal ini dikarenakan ketiga formasi di atas tidak memiliki data DST/tes produksi yang dapat digunakan dalam penentuan *cut off*, nilai *cut off* tersebut disajikan pada **Tabel 8**.

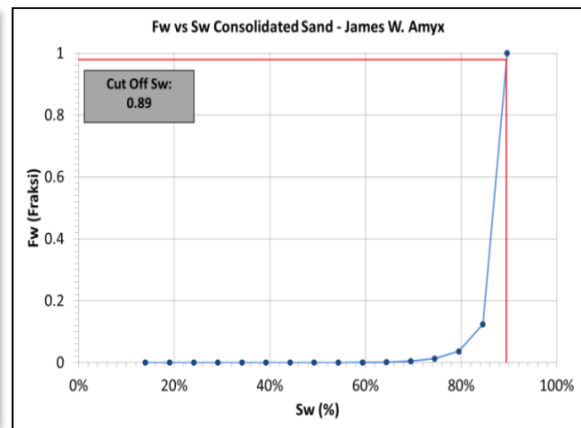
Tabel 8. *Cut Off* V_{sh} & Porositas Total Terkoreksi

Formasi	Cut Off V_{sh} (fraksi)	Cut Off Porositas Total Terkoreksi (fraksi)
ST- Up	0.40	0.14
ST- Mid	0.40	0.14
ST- Low	0.26	0.07
SL	0.26	0.07
SKR	0.26	0.07

Cut off S_w ditentukan berdasarkan kurva *fractional flow* yang didapat dari pengolahan kurva K_{rg} dan K_{rw} serta data viskositas dan air. Oleh karena sumur2 eksplorasi ini tidak memiliki data SCAL, maka kurva K_{rg} dan K_{rw} dianalogkan dengan kurva permeabilitas relatif sistem gas-air yang dikemukakan oleh Amyx untuk *consolidated sand*. Kurva K_{rg} dan K_{rw} tersebut disajikan pada **Gambar 6**. Kurva *fractional flow* pada **Gambar 7** kemudian dibuat berdasarkan data dari sumur kajian yaitu viskositas gas sebesar 0.01194 cp dan viskositas air sebesar 0.89 cp.



Gambar 6. Permeabilitas Relatif Sistem Gas-Air Pada Consolidated Sand



Gambar 7. Penentuan *Cut Off* Saturasi Air Sumur Kajian

Berdasarkan kurva *fractional flow* tersebut, nilai *cut off* S_w sumur kajian ditentukan dengan mengasumsikan *water cut* maksimum sebesar 98%, yaitu sebesar 0.89.

RESERVOIR LUMPING

Reservoir lumping dilakukan pada setiap lapisan untuk menentukan ketebalan *net pay* lapisan tersebut. Penentuan ketebalan *net pay* menggunakan nilai-nilai *cut off* parameter petrofisik yang telah ditentukan sebelumnya. Suatu interval dikatakan sebagai *net pay* jika interval tersebut memiliki V_{sh} di bawah nilai *cut off*, ϕ_{DNC} di atas nilai *cut off*, dan S_w di bawah nilai *cut off*. Hasil *reservoir lumping* lapisan-lapisan pada Sumur EXP#1 dan EXP#3 ditunjukkan pada **Tabel L-3** dan **Tabel L-4**.

PENENTUAN VOLUME GAS MULA-MULA PER ACRE

Volume gas mula-mula per acre ditentukan secara volumetris pada tiap lapisan yang termasuk sebagai interval *net pay*. Parameter-parameter yang terlibat dalam perhitungan ini antara lain adalah ϕ_{DNC} , S_w , ketebalan *net pay*, dan B_{gi} Lapangan Sentosa sebesar 0.00617 cuft/scf. Hasil perhitungan volume gas mula-mula per acre setiap reservoir yang ditembus Sumur EXP#1 dan EXP#3 seperti pada **Tabel L-5**.

KESIMPULAN

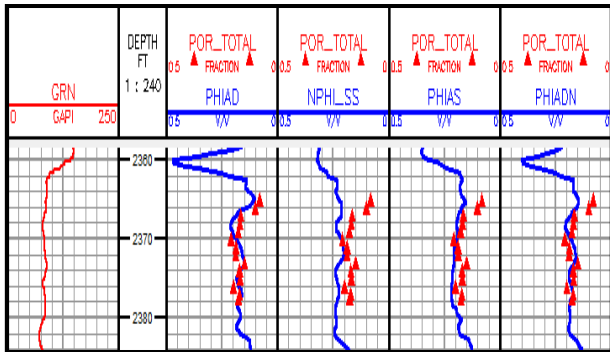
Berdasarkan penelitian yang dilakukan, diketahui bahwa Sumur EXP#1 dan EXP#3 menembus 11 reservoir dengan volume gas mula-mula terkecil 0.612 MMscf/acre pada Reservoir Z3 dan volume gas mula-mula terbesar 14.27 MMscf/acre Reservoir X3.

Berdasarkan analisa petrofisik yang telah dilakukan reservoir gas kandidat utama untuk di eksploitasi yaitu Reservoir X3 dan X14. Reservoir gas yang menjadi kandidat tes produksi Reservoir X17.

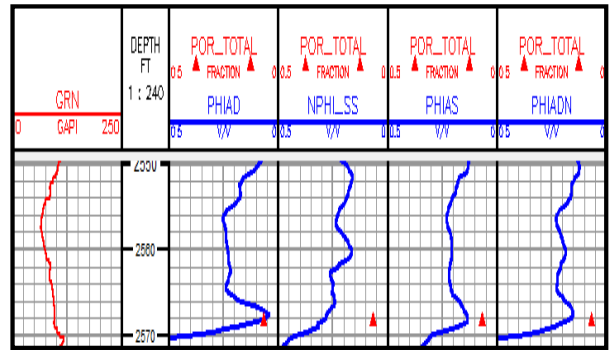


DAFTAR PUSTAKA

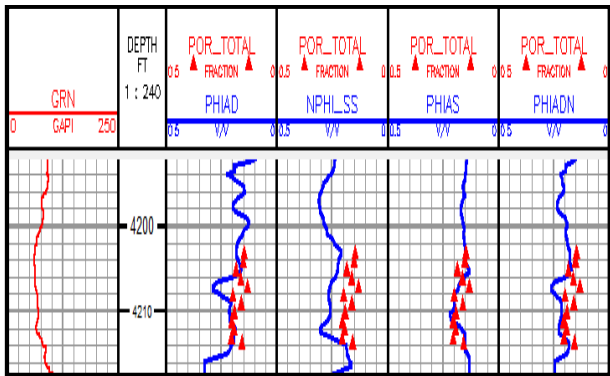
- Ahmed, Tarek, 2001, *"Reservoir Engineering Handbook"*, 2nd Edition, Gulf Publishing Company, United States.
- Amyx, J.W., Bass, M.D and Whiting, R.L, 1988, *"Petroleum Reservoir Engineering"*, McGraw-Hill Book Company, New York.
- Asquith, G., and Gibson, C. R. , 1982, *"Basic Well Log Analysis for Geologist"*, AAPG, Tulsa.
- Bateman, Richard M. , 1985, *"Open-hole Analysis and Formation Evaluation"*, Boston: IHRDC. Cluff G.S dan Cluff M.Robert, *"Petrophysics of the Lance Sandstone Reservoirs in Jonah Field, Sublette Country, Wyoming"*
- Craft, B.C. and Hawkins, M.F. , 1991 *"Applied Petroleum Reservoir Engineering"* 2nd Edition, Prentice Hall, Inc., New Jersey.
- Chaudry, Amanat U. , 2004, *"Oil Well Testing Hand Book"*, Elsevier Inc., USA
- Clark, J.C., 1969, *"Elements of Petroleum Reservoirs"*, Society of Petroleum of AIME.
- Dake, L.P, 1998, *"Fundamentals of Reservoir Engineering"*, Elsevier Science B.V., Netherlands.
- Dewan, J.T., *"Modern Open-Hole Log Interpretation"*, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Third
- Koesoemadinata, R.P., *"Stratigraphy and Sedimentation Ombilin Basin Central Sumatra (West Sumatra Province)"*, Proc IPA,
- Rukmana, D; Kristanto, D; Cahyoko A. V. D., 2011, *"Teknik Reservoir Teori Dan Aplikasi"*, Percetakan Pohon Cahaya, Yogyakarta.
- Schlumberger, 1972 *"Log Interpretation – Charts"*.
- Schlumberger, 1997 *"Log Interpretation – Charts"*.
- Schlumberger, 1972 *"Log Interpretation Volume 1 – Principles"*.
- Schlumberger, 1972 *"Log Interpretation Volume 2 – Application"*.
- Situmorang Bona, et. al, 1991, *"Structural Development of The Ombilin Basin West Sumatra"*, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Oktober.
- Tiab D., Donaldson E. C., *"Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties"* 2nd Edition, Gulf Professional Publishing, USA 2



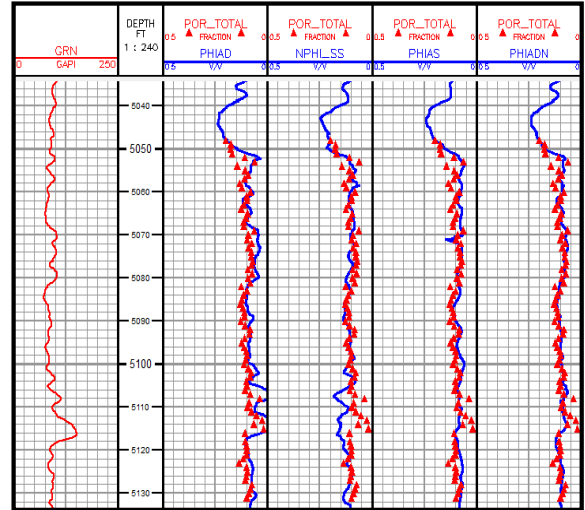
Gambar L.2 Validasi Por Total Log dan Core Interval 2365 - 2377.5 ft



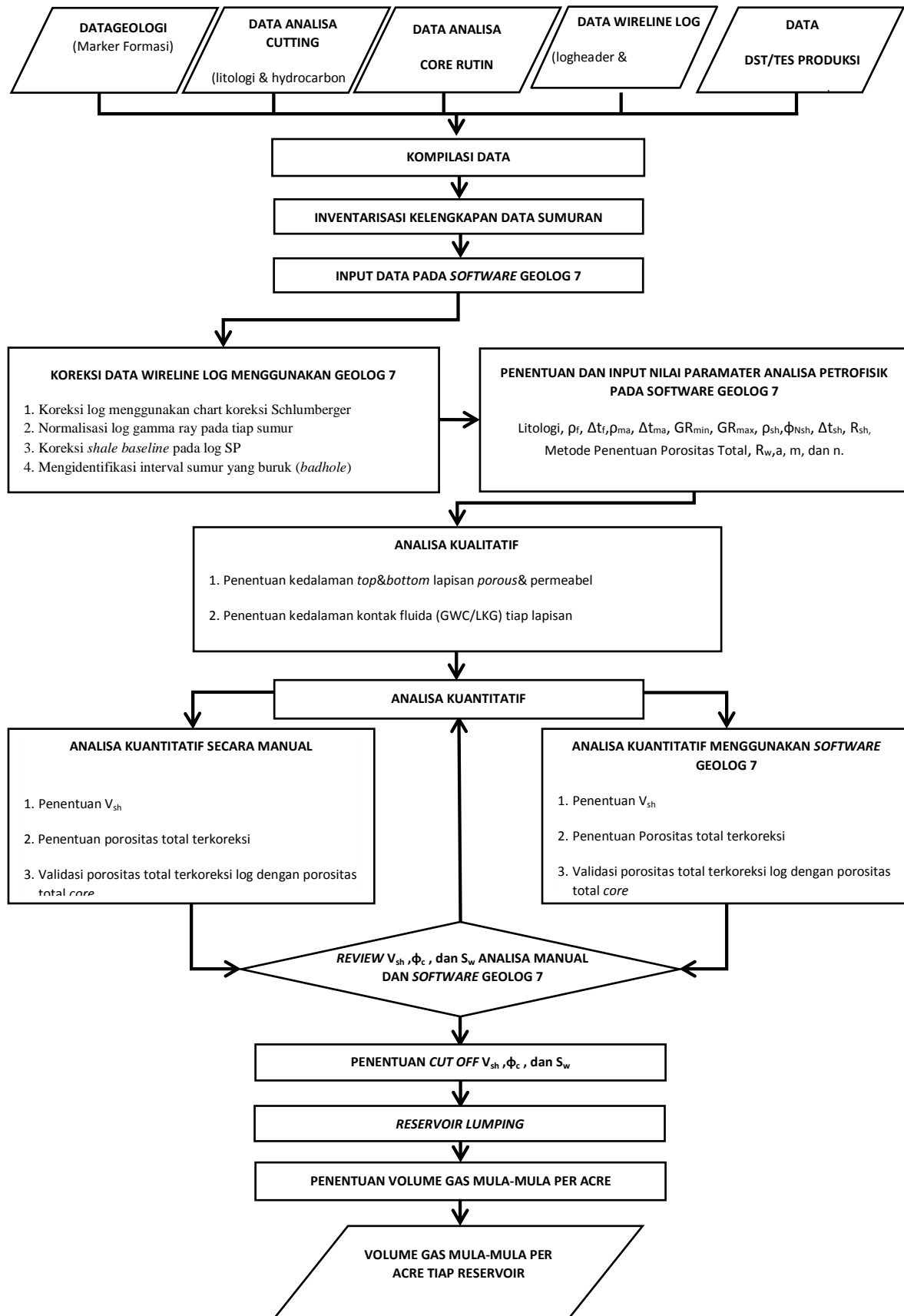
Gambar L.3 Validasi Porositas Total Log dan Core kedalaman 2571 ft



Gambar L.4. Validasi Por Total Log dan Core Interval 4203-4213.5 ft



Gambar L.5. Validasi Porositas Total Log dan Core Interval 5048 – 5131 ft.



Gambar L.1. Flowchart Model Analisa Petrofisik



Tabel L-18. Ketebalan Lapisan Porous yang Potensi Mengandung Hidrokarbon

No	Lapisan	Kontak Fluida (ft. TVDSS)	EXP#1			EXP#3			h̄ (ft)
			Top (ft. TVDSS)	Bottom (ft. TVDSS)	h (ft)	Top (ft. TVDSS)	Bottom (ft. TVDSS)	h (ft)	
1	X2	1671.6	1656.6	1671.6	15	1695.9	1706.9	0	15
2	X3	1818.9	1681.6	1787.6	106	1768.9	1843.9	50	78
3	X5	1891.6	1871.6	1891.6	20	-	-		20
4	X6	2473.9	2378.6	2403.6	25	2448.9	2473.9	25	25
5	X8	3352.9	3256.6	3313.6	57	3297.9	3352.9	55	56
6	X12	4243.9	4158.6	4212.6	54	4181.9	4243.9	62	58
7	X13	4311.6	4292.6	4314.6	19	4311.9	4333.9	0	19
8	X14	4510.9	4333.6	4498.6	165	4348.9	4510.9	162	163.5
9	X16	4643.9	4509.6	4637.6	128	4534.9	4643.9	109	118.5
10	X17	4797.6	4651.6	4797.6	146	4655.9	4792.9	137	141.5
11	X18	4843.6	4817.6	4843.6	26	4800.9	4831.9	31	28.5
12	X19	5093.6	4916.6	5102.6	177	-	-		177
13	Y1	6376.6	6363.6	6387.6	13	-	-		13
14	Y3	6858.6	6852.6	6859.6	6	-	-		6
15	Z2	8883.6	8875.6	8883.6	8	-	-		8
16	Z3	9106.6	9088.6	9106.6	18	-	-		18
17	Z4	9144.6	9123.6	9147.6	21	-	-		21

Tabel L-2 Perbandingan Nilai. \bar{V}_{sh} , $\bar{\phi}D_{Nc}$, \bar{S}_w Lapisan

No	Lapisan	h		Vsh		ϕD_{Nc}		Sw		h	\bar{V}_{sh} Lapisan	$\bar{\phi}D_{Nc}$ Lapisan	\bar{S}_w Lapisan
		EXP#1	EXP#3	EXP#1	EXP#3	EXP#1	EXP#3	EXP#1	EXP#3				
1	X2	15		0.283		0.086		0.552		15.0	0.283	0.086	0.552
2	X3	106	50	0.207	0.096	0.141	0.146	0.453	0.644	78.0	0.171	0.142	0.514
3	X5	20		0.243		0.152		0.547		20.0	0.243	0.152	0.547
4	X6	25	25	0.597	0.564	0.075	0.068	0.474	0.547	25.0	0.581	0.072	0.510
5	X8	57	55	0.454	0.379	0.068	0.070	0.387	0.599	56.0	0.417	0.069	0.491
6	X12	54	62	0.179	0.217	0.087	0.069	0.722	0.874	58.0	0.199	0.077	0.803
7	X13	19		0.230		0.052		0.894		19.0	0.230	0.052	0.894
8	X14	165	162	0.266	0.342	0.078	0.051	0.522	0.603	163.5	0.304	0.065	0.562
9	X16	128	109	0.276	0.252	0.059	0.056	0.600	0.677	118.5	0.265	0.058	0.636
10	X17	146	137	0.111	0.223	0.089	0.060	0.648	0.642	141.5	0.165	0.075	0.645
11	X18	26	31	0.130	0.257	0.082	0.048	0.640	0.615	28.5	0.199	0.064	0.627
12	X19	177		0.254		0.056		0.665		177.0	0.254	0.056	0.665
13	Y1	13		0.363		0.015		0.937		13.0	0.363	0.015	0.937
14	Y3	6		0.315		0.050		0.540		6.0	0.315	0.050	0.540
15	Z2	8		0.046		0.076		0.786		8.0	0.046	0.076	0.786
16	Z3	18		0.019		0.060		0.936		18.0	0.019	0.060	0.936
17	Z4	21		0.040		0.072		0.892		21.0	0.040	0.072	0.892



Tabel L-3. Hasil Reservoir Lumping Sumur EXP#1

No	Reservoir	Interval		Gross Sand (ft.)	Reservoir Lumping									
		Top (ft.)	Bottom (ft.)		Net Pay (ft.)	Interval (ft.)	Vsh	ΦDNc	Sw					
1	X3	2360	2466	107	3	2367-2370	0.170	0.168	0.404					
					9	2374-2383	0.157	0.157	0.405					
					3	2387-2400	0.160	0.159	0.410					
					1	2402-2403	0.202	0.141	0.411					
					1	2406-2407	0.193	0.145	0.393					
					12	2410-2423	0.104	0.165	0.411					
					4	2426-2430	0.268	0.154	0.515					
					2	2436-2438	0.133	0.157	0.532					
					2	2440-2446	0.054	0.152	0.636					
2	X5	2550	2570	21	1	2450-2451	0.033	0.142	0.388					
					10	2555-2565	0.114	0.194	0.567					
3	X14	5012	5177	166	3	5042-5045	0.209	0.216	0.251					
					1	5050-5051	0.206	0.135	0.271					
					8	5059-5067	0.097	0.086	0.503					
					19	5082-5101	0.127	0.089	0.521					
					2	5122-5124	0.186	0.078	0.600					
					4	5135-5139	0.210	0.080	0.557					
					10	5141-5151	0.121	0.104	0.534					
					6	5153-5159	0.114	0.079	0.631					
					2	5170-5172	0.223	0.085	0.572					
4	X16	5188	5316	129	1	5174-5175	0.227	0.103	0.523					
					5	5232-5237	0.151	0.087	0.482					
					1	5240-5241	0.096	0.076	0.572					
					1	5249-5250	0.080	0.088	0.622					
					1	5272-5273	0.094	0.077	0.572					
					1	5278-5279	0.143	0.075	0.597					
					4	5281-5285	0.108	0.087	0.567					
					4	5288-5292	0.152	0.076	0.655					
					4	5295-5299	0.137	0.074	0.572					
5	X17	5330	5476	147	3	5303-5306	0.134	0.088	0.576					
					1	5308-5309	0.072	0.090	0.635					
					2	5331-5333	0.207	0.079	0.530					
					8	5335-5343	0.165	0.091	0.591					
					16	5346-5362	0.116	0.106	0.541					
					4	5368-5372	0.119	0.131	0.521					
					4	5380-5384	0.057	0.087	0.775					
					7	5387-5394	0.067	0.098	0.738					
					4	5396-5430	0.032	0.095	0.713					
6	X18	5496	5522	27	1	5442-5443	0.062	0.080	0.694					
					12	5448-5460	0.052	0.098	0.621					
					7	5463-5470	0.098	0.089	0.576					
					4	5472-5476	0.094	0.109	0.532					
					4	5498-5502	0.121	0.084	0.647					
					9	5505-5514	0.076	0.095	0.611					
					5	5517-5522	0.064	0.086	0.685					
					7	X19	5595	5781	187	1	5596-5597	0.174	0.081	0.594
										1	5600-5601	0.238	0.129	0.353
3	5609-5612	0.020	0.086	0.566										
1	5621-5622	0.000	0.082	0.696										
3	5625-5628	0.100	0.085	0.597										
1	5637-5638	0.094	0.077	0.652										
4	5654-5658	0.072	0.100	0.532										
1	5666-5667	0.048	0.070	0.750										
4	5684-5688	0.065	0.083	0.721										
8	Z2	9554	9562	9	1	5716-5717	0.097	0.083	0.649					
					3	5751-5754	0.148	0.077	0.642					
					2	5759-5761	0.187	0.076	0.642					
					1	5763-5764	0.184	0.082	0.563					
					6	9555-9561	0.000	0.091	0.724					
					9	Z3	9767	9785	19	2	9768-9770	0.031	0.126	0.656
										1	9803-9804	0.173	0.085	0.616
					10	Z4	9802	9826	25	3	9820-9823	0.000	0.083	0.783



Tabel L-4. Hasil Reservoir Lumping Sumur EXP#3

No	Reservoir	Interval (ft.)		Gross Sand (ft.)	Reservoir Lumping				
		Top	Bottom		Net Pay (ft.)	Interval (ft.)	Vsh	φDNC	Sw
1	X8	3946	4001	56	3	3946-3949	0.011	0.156	0.513
2	X14	4997	5159	163	1	5043-5044	0.177	0.076	0.548
					2	5060-5062	0.076	0.082	0.549
					3	5078-5081	0.158	0.084	0.555
					1	5083-5084	0.155	0.075	0.498
					3	5088-5091	0.104	0.086	0.614
					1	5117-5118	0.069	0.083	0.548
					10	5124-5134	0.131	0.084	0.554
					3	5142-5145	0.033	0.091	0.698
					2	5156-5158	0.157	0.091	0.626
					5	5205-5210	0.043	0.099	0.555
3	X16	5183	5292	110	3	5220-5223	0.019	0.084	0.679
					1	5264-5265	0.033	0.074	0.772
					1	5271-5272	0.049	0.073	0.748
					18	5274-5292	0.072	0.088	0.686
					1	5313-5314	0.076	0.075	0.629
4	X17	5304	5441	138	3	5317-5320	0.042	0.093	0.674
					2	5326-5328	0.115	0.087	0.706
					1	5331-5332	0.108	0.084	0.690
					12	5365-5377	0.050	0.087	0.683
					3	5382-5385	0.051	0.092	0.720
					1	5387-5388	0.107	0.075	0.714
					1	5403-5404	0.048	0.085	0.626
					1	5407-5408	0.000	0.092	0.702
					4	5423-5427	0.074	0.092	0.706
					4	5467-5471	0.134	0.077	0.467
5	X18	5449	5480	32	4	5467-5471	0.134	0.077	0.467

Tabel L-5. Volume Gas Mula-Mula per Acre

No.	Reservoir	Net Pay Reservoir (ft.)	φDNC Reservoir	Sw Reservoir	Bgi (cuft/scf)	Volume Gas Mula-Mula per Acre (MMscf/acre)
1	X3	24.0	0.162	0.480	0.00617	14.27
2	X5	10.0	0.194	0.567	0.00617	5.93
3	X8	3.0	0.156	0.513	0.00617	1.61
4	X14	41.0	0.093	0.540	0.00617	12.38
5	X16	26.5	0.086	0.622	0.00617	6.08
6	X17	49.0	0.096	0.632	0.00617	12.22
7	X18	11.0	0.088	0.609	0.00617	2.67
8	X19	26.0	0.086	0.614	0.00617	6.09
9	Z2	6.0	0.091	0.724	0.00617	1.06
10	Z3	2.0	0.126	0.656	0.00617	0.612
11	Z4	4.0	0.084	0.741	0.00617	0.614