

TUGAS AKHIR - CF234824

**KARAKTERISASI RESERVOIR RESISTIVITAS RENDAH
BERDASARKAN HASIL ANALISIS PETROFISIKA MELALUI
RESISTIVITY CORRECTION SERTA IDENTIFIKASI *ROCK
TYPE* METODE *HYDRAULIC FLOW UNIT***

JEREMY MICHAEL PUTRA

NRP 5017211027

Dosen Pembimbing

Eki Komara, S.T., M.T.

NIP 1987112 3202012 1 010

Wien Lestari, S.T., M.T.

NIP 19811002 201212 2 003

Pembimbing Eksternal

Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Program Studi Teknik Geofisika

Departemen Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Sipil, Perencanaan, dan Kebumihan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2025

Halaman ini sengaja dikosongkan



TUGAS AKHIR - CF234824

**KARAKTERISASI RESERVOIR RESISTIVITAS RENDAH
BERDASARKAN HASIL ANALISIS PETROFISIKA MELALUI
RESISTIVITY CORRECTION SERTA IDENTIFIKASI *ROCK
TYPE METODE HYDRAULIC FLOW UNIT***

JEREMY MICHAEL PUTRA

NRP 5017211027

Dosen Pembimbing

Eki Komara, S.T., M.T.

NIP 1987112 3202012 1 010

Wien Lestari, S.T., M.T.

NIP 19811002 201212 2 003

Pembimbing Eksternal

Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Program Studi Teknik Geofisika

Departemen Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Sipil, Perencanaan, dan Kebumihan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2025

Halaman ini sengaja dikosongkan



FINAL PROJECT - CF234824

**LOW RESISTIVITY RESERVOIR CHARACTERIZATION
BASED ON PETROPHYSICAL ANALYSIS THROUGH
RESISTIVITY CORRECTION AND ROCK TYPE
IDENTIFICATION USING HYDRAULIC FLOW UNIT
METHOD**

JEREMY MICHAEL PUTRA

NRP 5017211027

Advisor

Eki Komara, S.T., M.T.

NIP 1987112 3202012 1 010

Wien Lestari, S.T., M.T.

NIP 19811002 201212 2 003

External Advisor

Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Geophysical Engineering

Department of Geophysical Engineering

Faculty of Civil, Planning, and Geo Engineering

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2025

Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PENGESAHAN

KARAKTERISASI RESERVOIR RESISTIVITAS RENDAH BERDASARKAN HASIL ANALISIS PETROFISIKA MELALUI *RESISTIVITY CORRECTION* SERTA IDENTIFIKASI *ROCK TYPE* METODE *HYDRAULIC FLOW UNIT*

TUGAS AKHIR

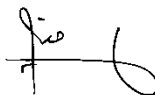
Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat
memperoleh gelar Sarjana Teknik pada
Program Studi S-1 Teknik Geofisika
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil, Perencanaan, dan Kebumihan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh : **Jeremy Michael Putra**

NRP. 5017211027

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

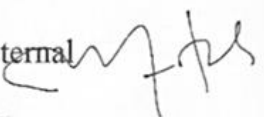
1. Eki Komara S.T, M.T.

Pembimbing 

2. Wien Lestari, S.T., M.T.

Ko-pembimbing 

3. Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Pembimbing Eksternal 

4. Firman Syaifuddin, S.Si., M.T.

Penguji 

5. Dharma Arung Laby, S.Si., M.T.

Penguji 

SURABAYA
JULI, 2025

Halaman ini sengaja dikosongkan

APPROVAL SHEET

LOW RESISTIVITY RESERVOIR CHARACTERIZATION BASED ON PETROPHYSICAL ANALYSIS THROUGH RESISTIVITY CORRECTION AND ROCK TYPE IDENTIFICATION USING HYDRAULIC FLOW UNIT METHOD

FINAL PROJECT

Submitted to fulfill one of the requirements
for obtaining a degree of Bachelor of Engineering at
Undergraduate Study Program at Geophysical Engineering
Department of Geophysical Engineering
Faculty of Civil, Planning, and Geo Engineering
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

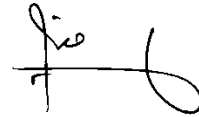
By : **Jeremy Michael Putra**

NRP. 5017211027

Approved by Final Project Examiner Team :

1. Eki Komara S.T, M.T.

Advisor



2. Wien Lestari, S.T., M.T.

Co-Advisor



3. Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

External Advisor



4. Firman Syaifuddin, S.Si., M.T.

Examiner



5. Dharma Arung Laby, S.Si., M.T.

Examiner



**SURABAYA
JULY, 2025**

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini:

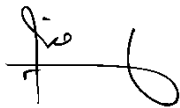
Nama mahasiswa / NRP : Jeremy Michael Putra / 5017211027
Program studi : Teknik Geofisika
Dosen Pembimbing / NIP : Eki Komara, S.T., M.T. / 1987112 3202012 1 010
Ko-Pembimbing / NIP : Wien Lestari, S.T., M.T. / 19811002 201212 2 003
Pembimbing Eksternal : Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

dengan ini menyatakan bahwa Tugas Akhir dengan judul **"Karakterisasi Reservoir Resistivitas Rendah berdasarkan Hasil Analisis Petrofisika melalui *Resistivity Correction* serta Identifikasi *Rock Type Metode Hydraulic Flow Unit*"** adalah hasil karya sendiri, bersifat orisinal, dan ditulis dengan mengikuti kaidah penulisan ilmiah.

Bilamana di kemudian hari ditemukan ketidaksesuaian dengan pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai dengan ketentuan yang berlaku di Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 15 Juli 2025

Mengetahui,
Dosen Pembimbing I



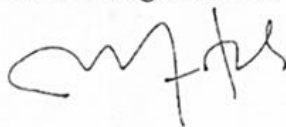
Eki Komara, S.T., M.T.
NIP. 1987112 3202012 1 010

Dosen Pembimbing II



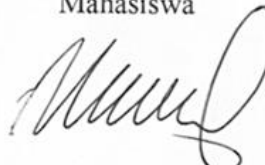
Wien Lestari, S.T., M.T.
NRP. 19811002 201212 2 003

Pembimbing Eksternal



Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Mahasiswa



Jeremy Michael Putra
NRP. 5017211027

Halaman ini sengaja dikosongkan

STATEMENT OF ORIGINALITY

The undersigned below:

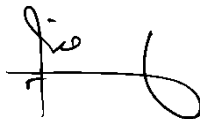
Name of Student / NRP : Jeremy Michael Putra / 5017211027
Study Program : Geophysical Engineering
Advisor / NIP : Eki Komara, S.T., M.T. / NIP 1987112 3202012 1 010
Co-Advisor / NIP : Wien Lestari, S.T., M.T. / NIP 19811002 201212 2 003
External Advisor : Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Hereby Declare that the Final Project with the title **“Reservoir Characterization based on Petrophysical Analysis through Resistivity Correction and Rock Type Identification using Hydraulic Flow Unit Method”** is the result of my own work, is original, and is written by following the rules of scientific writing.

If in the future there is a discrepancy with this statement, then I am willing to accept sanctions in accordance with the provisions that apply at Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Surabaya, 15 July 2025

Acknowledge,
Advisor



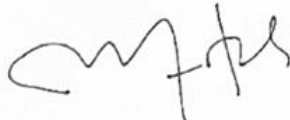
Eki Komara, S.T., M.T.
NIP. 1987112 3202012 1 010

Co-Advisor



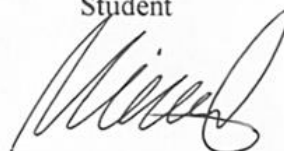
Wien Lestari, S.T., M.T.
NRP. 19811002 201212 2 003

External Advisor



Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Student



Jeremy Michael Putra
NRP. 5017211027

Halaman ini sengaja dikosongkan

ABSTRAK

KARAKTERISASI RESERVOIR RESISTIVITAS RENDAH BERDASARKAN HASIL ANALISIS PETROFISIKA MELALUI *RESISTIVITY CORRECTION* SERTA IDENTIFIKASI *ROCK TYPE* METODE *HYDRAULIC FLOW UNIT*

Nama Mahasiswa / NRP : Jeremy Michael Putra / 5017211027
Departemen : Teknik Geofisika FTSPK - ITS
Dosen Pembimbing : Eki Komara, S.T., M.T.
Wien Lestari, S.T., M.T.
Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Abstrak

Lapangan “JM” merupakan salah satu lapangan *appraisal* yang berada di Cekungan Sumatra Selatan. Namun, dengan adanya kehadiran mineral konduktif, seperti *pyrite* dan *siderite*, resistivitas reservoir dapat berkurang sebesar 50% terutama jika volumenya lebih dari 4%, sehingga zona interval hidrokarbon justru dikategorikan sebagai *water-bearing zone*. Penelitian ini bertujuan untuk mengoreksi resistivitas pada interval yang mengandung *heavy mineral* dan mengetahui ketebalan interval hidrokarbon sebenarnya, mengkarakterisasi interval reservoir dengan identifikasi *rock type* metode *hydraulic flow unit* (HFU), serta mengestimasi jumlah cadangan hidrokarbon pada interval reservoir Formasi Telisa. Hasil *resistivity correction factor* (Rcf) berbasis kandungan *heavy mineral*, menyatakan faktor pengali Rcf 1.63 pada zona 10SS dengan kandungan 14%, 1.23 pada zona 11A-SS dengan kandungan 6%, dan 1.75 pada zona 11B-SS dengan kandungan 16%, memungkinkan perhitungan *water saturation* yang lebih akurat sehingga memvalidasi ketebalan *net pay* sebenarnya sebesar 82.84m. Analisis *rock type* mengklasifikasikan tiga klaster, yaitu RT-3 sebagai *rock type* terbaik dengan porositas 0.199–0.221 v/v dan permeabilitas 17.8–21.6 mD, RT-2 sebagai *rock type moderate* dengan porositas 0.089–0.181 v/v dan permeabilitas 0.03–0.92 mD, serta RT-1 sebagai *rock type* terburuk dengan porositas 0.129 v/v dan permeabilitas 0.01 mD. Hasil prediksi permeabilitas HFU menghasilkan koefisien korelasi (R) sebesar 0.827 menyatakan Permeabilitas HFU lebih representatif terhadap data *core* daripada Permeabilitas Timur. Karakteristik interval reservoir formasi Telisa dinyatakan sebagai *tight gas reservoir* dengan hasil perhitungan *initial gas in place* terdistribusi di zona 10SS sebesar 46.39 BSCF, 11A-SS sebesar 66.39 BSCF, dan 11B-SS sebesar 41.01 BSCF, menghasilkan total cadangan sebesar 153.79 BSCF.

Kata kunci: Cadangan Hidrokarbon, *Hydraulic Flow Unit*, Karakterisasi Reservoir, *Net Pay*, *Resistivity Correction Factor*

Halaman ini sengaja dikosongkan

ABSTRACT

LOW RESISTIVITY RESERVOIR CHARACTERIZATION BASED ON PETROPHYSICAL ANALYSIS THROUGH RESISTIVITY CORRECTION AND ROCK TYPE IDENTIFICATION USING HYDRAULIC FLOW UNIT METHOD

Student Name / NRP : Jeremy Michael Putra / 5017211027
Department : Teknik Geofisika FTSPK - ITS
Advisor : Eki Komara, S.T., M.T.
Wien Lestari, S.T., M.T.
Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T.

Abstract

The "JM" Field is one of the appraisal fields located in the South Sumatra Basin. However, the presence of conductive minerals such as pyrite and siderite reduces reservoir resistivity by up to 50%, especially when their volume exceeds 4%, causing hydrocarbon-bearing intervals to be misinterpreted as water-bearing zones. This study aims to correct resistivity in intervals containing heavy minerals to determine the true thickness of hydrocarbon intervals, characterize reservoir intervals through rock type identification using the hydraulic flow unit (HFU) method, and estimate hydrocarbon reserves in the Telisa Formation reservoir intervals. The resistivity correction factor (Rcf) based on heavy mineral content yielded multiplication factors of 1.63 for zone 10SS with 14% mineral content, 1.23 for zone 11A-SS with 6% mineral content, and 1.75 for zone 11B-SS with 16% mineral content, allowing a more accurate water saturation calculation thus validating the actual net pay thickness of 82.84m. Rock type analysis classified three clusters, which is RT-3 as the best rock type with porosity of 0.199–0.221 v/v and permeability of 17.8–21.6 mD, RT-2 as moderate with porosity of 0.089–0.181 v/v and permeability of 0.03–0.92 mD, and RT-1 as the poorest rock type with porosity of 0.129 v/v and permeability of 0.01 mD. The result of permeability prediction using HFU showed a correlation coefficient (R) of 0.827, indicating that permeability using HFU is more representative against core data than permeability using Timur. The reservoir interval of the Telisa formation is characterized as tight gas reservoir with results of the calculated initial gas in place distributed across zone 10SS amounting to 46.39 BSCF, 11A-SS amounting to 66.39 BSCF, and 11B-SS amounting to 41.01 BSCF, yielding a total reserve of 153.79 BSCF.

Keywords: Hydrocarbon Reserves, Hydraulic Flow Unit, Reservoir Characterization, Net Pay, Resistivity Correction Factor

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan YME atas kasih karunia-Nya sehingga penulis dapat mengerjakan dan menyelesaikan laporan Tugas Akhir dengan judul **“Karakterisasi Reservoir Resistivitas Rendah berdasarkan Hasil Analisis Petrofisika melalui Resistivity Correction serta Identifikasi Rock Type Metode Hydraulic Flow Unit”**. Penyusunan laporan ini tidak lepas dari doa, arahan, bimbingan, dan dukungan yang diberikan oleh berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis menyampaikan ucap syukur terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Keluarga penulis, Papa, Mama, dan Kak Arnetta, yang senantiasa memberikan doa, dukungan, dan kasih, serta mengupayakan yang terbaik untuk penulis dalam suka maupun duka.
2. Bapak Eki Komara, S.T., M.T. serta Ibu Wien Lestari S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan, dan meluangkan banyak waktu berdiskusi dengan penulis agar mencapai hasil tugas akhir yang sempurna.
3. Bapak Miftahul Firdaus, S.T., M.Si., M.T. selaku pembimbing eksternal yang telah memberikan ilmu, arahan, bimbingan, dan *support* yang luar biasa selama proses pengerjaan tugas akhir.
4. Bapak dan Ibu dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang senantiasa memberikan ilmu dan bimbingan kepada penulis selama masa perkuliahan.
5. Ashila sebagai *support system* penulis yang senantiasa menemani dan memberikan dorongan moral selama pengerjaan tugas akhir.
6. *Four Horsemen*, Raphael, Jordan, dan Ariel, beserta teman-teman Warung Babeh sebagai tempat bersandar dan bercanda tawa penulis.
7. Teman-teman Begundals, beserta Dami dan Rommy sebagai kerabat terdekat penulis selama berada di Departemen Teknik Geofisika.
8. Teman-teman TG10 atas suka-duka, kebersamaan, dan hari-harinya yang telah membentuk penulis selama masa perkuliahan.
9. Teman-teman IISMA yang menemani penulis selama kegiatan *study abroad*.
10. Seluruh Civitas Akademika Departemen Teknik Geofisika ITS yang senantiasa memberikan bimbingan dan izin melakukan berbagai kegiatan sehingga terselesaikannya tugas akhir ini.
11. Motörhead sebagai band yang menyemangati penulis selama pengerjaan tugas akhir.
12. Untuk berbagai pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu, terima kasih atas peran dan dukungan yang diberikan di hidup penulis.

Penulis menyadari bahwa penelitian dan laporan tugas akhir masih memiliki banyak kekurangan. Penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun sehingga penulis dapat berkembang ke arah yang lebih baik. Besar harapan bahwa tugas akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pembacanya.

Surabaya, Juli 2025

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
APPROVAL SHEET.....	iii
PERNYATAAN ORISINALITAS.....	v
STATEMENT OF ORIGINALITY	vii
ABSTRAK.....	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL	xxi
BAB 1 PENDAHULUAN	23
1.1 Latar Belakang.....	23
1.2 Rumusan Masalah.....	23
1.3 Batasan Masalah	24
1.4 Tujuan	24
1.5 Manfaat	24
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA.....	25
2.1 Penelitian Terdahulu	25
2.2 Geologi Regional.....	27
2.2.1 Fisiografi Cekungan Sumatra Selatan	27
2.2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan	28
2.2.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatra Selatan	31
2.3 Reservoir <i>Low Resistivity Low Contrast</i> (LRLC).....	33
2.4 Jenis-jenis Log.....	34
2.4.1 Density Log	35
2.4.2 Gamma Ray Log	36
2.4.3 Neutron Log.....	37
2.4.4 Sonic Log.....	38
2.4.5 Resistivity Log.....	39
2.4.6 Spontaneous Potential Log.....	40
2.5 Analisis Kuantitatif Petrofisika	41
2.5.1 <i>Shale Volume</i> (Vshale)	41
2.5.2 Porositas	42

2.5.3	<i>Water Saturation (Sw)</i>	43
2.5.4	Permeabilitas.....	43
2.6	<i>Hydraulic Flow Units</i>	44
2.7	<i>Self Organizing Map</i>	44
2.8	Kalkulasi Cadangan Hidrokarbon.....	45
BAB 3	METODOLOGI.....	47
3.1	Alat dan Bahan	47
3.1.1	Perangkat Lunak	47
3.1.2	Data Penelitian.....	47
3.2	Tahapan Penelitian.....	47
3.2.1	Studi Literatur	47
3.2.2	<i>Data Preparation</i>	47
3.2.3	<i>Shale Volume</i> dan Interpretasi Litologi.....	50
3.2.4	<i>Resistivity Correction</i>	52
3.2.5	Porositas dan Saturasi Air	54
3.2.6	<i>Cutoff and Summation</i>	58
3.2.7	Penentuan <i>Rock Type</i> dan Prediksi Permeabilitas	60
3.2.8	Perhitungan <i>Initial Gas In Place (IGIP)</i>	64
3.3	Diagram Alir.....	64
BAB 4	HASIL DAN PEMBAHASAN	67
4.1	Hasil dan Analisis Pengolahan Petrofisika.....	67
4.1.1	Zona 10SS Multiwell	67
4.1.2	Zona 11A-SS Multiwell	69
4.1.3	Zona 11B-SS Multiwell.....	71
4.2	Hasil dan Analisis Pengolahan <i>Rock Type</i>	75
4.2.1	Identifikasi <i>Rock Type</i>	75
4.2.2	Validasi Hasil Identifikasi <i>Rock Type</i>	76
4.2.3	Distribusi <i>Rock Type</i> pada <i>Uncored Intervals</i>	79
4.2.4	Prediksi Permeabilitas HFU	82
4.3	Hasil dan Analisis Perhitungan <i>Initial Gas in Place</i>	85
BAB 5	KESIMPULAN DAN SARAN	87
5.1	Kesimpulan.....	87
5.2	Saran	87
DAFTAR PUSTAKA		89
LAMPIRAN I	Hasil Analisis Petrofisika dan <i>Rock Typing</i> Setiap Sumur	91

LAMPIRAN II Korelasi Distribusi <i>Rock Type</i> terhadap <i>Depth Structure Map</i> Setiap Zona	99
BIODATA PENULIS	102

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Garis Regresi R_t terhadap Pyrite Volume yang menghasilkan Resistivity Correction Factor untuk setiap Water Saturation	25
Gambar 2.2 Hasil Crossplot Reservoir Quality Index terhadap Normalized Porosity untuk setiap Garis HFU.....	26
Gambar 2.3 Histogram HFU dengan karakteristik batuan dari masing-masing klaster	26
Gambar 2.4 Fisiografi daerah Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2000)	27
Gambar 2.5 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan (De Coster, 1974).....	28
Gambar 2.6 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan menurut beberapa peneliti menunjukkan perbedaan penamaan formasi (Barber et al., 2005)	28
Gambar 2.7 Analisis pengaruh pirit terhadap konduktivitas sampel (Clavier et al., 1976)...	33
Gambar 2.8 Hubungan R_t dan Pyrite Volume (Prayitno et al., 2001).....	34
Gambar 2.9 Respon formasi terhadap alat log density (Glover, 2000)	36
Gambar 2.10 Efek perbedaan litologi pada log gamma ray (Glover, 2000).....	37
Gambar 2.11 Respon formasi terhadap alat log Neutron (Glover, 2000).....	38
Gambar 2.12 Respon umum dari alat log Sonik (Glover, 2000).....	39
Gambar 2.13 Respon formasi terhadap alat log Resistivity (Glover, 2000).....	40
Gambar 2.14 Respon dari alat log Spontaneous Potential (Glover, 2000)	41
Gambar 2.15 Topologi Rectangular Self Organizing Map (Wang et al., 2022)	45
Gambar 3.1 Grafik formation resistivity factor dan index yang memuat nilai faktor archie (a, m, n) dari SCAL report	49
Gambar 3.2 Perhitungan Shale Volume dari Log Gamma Ray (VCLGR) menggunakan pendekatan Linear dan dikalibrasi dengan data XRD Core	50
Gambar 3.3 Perhitungan Shale Volume dari Log Neutron dan Density (VCLND) menggunakan hasil Crossplot ND untuk penentuan Clean Line dan Clay Point	51
Gambar 3.4 Quality Control Histogram Vcl pada zona 11B-SS Multiwell	52
Gambar 3.5 Petrographic Data Summary pada Sumur JM-7.....	52
Gambar 3.6 Penentuan Zona Correction pada interval sandstone sesuai dengan hasil Vcl ..	53
Gambar 3.7 Histogram Shale Volume pada Zona Correction Sumur JM-7	53
Gambar 3.8 Perhitungan True Formation Resistivity (R_{to}).....	54
Gambar 3.9 Perhitungan Φ_{iSw} melalui Penentuan Shale Baseline pada Log Resistivitas serta Penentuan Clay Point pada Crossplot Neutron-Density	55
Gambar 3.10 Crossplot Hasil Porositas Total (PHIT) terhadap Porositas Core untuk mendapatkan Nilai Korelasi R^2	56
Gambar 3.11 Quality Control melalui Crossplot Porositas Efektif (PHIE) terhadap Shale Volume (VCL).....	57
Gambar 3.12 Hasil Kurva Water Saturation menggunakan Deep Resistivity (LLD) serta True Formation Resistivity (R_{to}).....	57
Gambar 3.13 Hasil Perhitungan Permeabilitas menggunakan Persamaan Modified Timur Equation.....	58
Gambar 3.14 Cutoff Sensitivity untuk Porosity, Water Saturation, serta Shale Volume Seluruh Sumur	59
Gambar 3.15 Main Plot Analisis Petrofisika dengan karakter Res Flag serta Pay Flag.....	60
Gambar 3.16 Crossplot Porositas Core terhadap Permeabilitas Core untuk Penentuan awal Klasterisasi Rock Type.....	60

Gambar 3.17 Hasil Klasterisasi HFU berdasarkan Histogram FZI untuk Mendefinisikan Discrete Rock Type.....	61
Gambar 3.18 Hasil Modul Self Organizing Map (SOM) dalam Mengkarakterisasi Rock Type sesuai dengan Shale Volume, Porositas, Log Neutron, serta Log Densitas	62
Gambar 3.19 Perbandingan Log HFU hasil running SOM dengan Log HFU Supervised....	63
Gambar 3.20 Perhitungan Permeabilitas HFU menggunakan Por-Perm Relationship Equation dengan Quality Control berdasarkan Crossplot Perm HFU dan Perm Core	63
Gambar 3.21 Diagram Alir Penelitian.....	65
Gambar 4.1 Hasil True Formation Resistivity dan Corrected Water Saturation Zona 10SS Sumur JM-7	67
Gambar 4.2 Kenampakan Foto Core Thin Section serta SEM pada Zona 10SS	68
Gambar 4.3 Hasil True Formation Resistivity dan Corrected Water Saturation Zona 11A-SS Sumur JM-7	69
Gambar 4.4 Kenampakan Foto Core Thin Section serta SEM pada Zona 11A-SS	70
Gambar 4.5 Hasil True Formation Resistivity dan Corrected Water Saturation Zona 11B-SS Sumur JM-7	71
Gambar 4.6 Kenampakan Foto Core Thin Section serta SEM pada Zona 11B-SS	72
Gambar 4.7 Hasil Crossplot P-Impedance terhadap Vp/Vs dengan kontrol Water Saturation pada (A) Sumur JM-5 serta (B) Sumur JM-7	73
Gambar 4.8 Hasil Crossplot P-Impedance terhadap Vp/Vs dengan kontrol Rock Type pada (A) Sumur JM-5 serta (B) Sumur JM-7	74
Gambar 4.9 Identifikasi Klaster Rock Type berdasarkan Histogram FZI.....	75
Gambar 4.10 Karakteristik Batuan tiap <i>Discrete Rock Type</i> dari Crossplot <i>Core</i> Porositas terhadap <i>Core</i> Permeabilitas.....	76
Gambar 4.11 Hasil Modul Self Organizing Map (SOM) mengubah Discrete Rock Type menjadi Log Scale serta mendistribusikan Rock Type pada Uncored Intervals	79
Gambar 4.12 Hasil Running SOM pada (A) Sumur JM-7 yang memiliki data core serta (B) Sumur JM-5 yang tidak memiliki data core	80
Gambar 4.13 Korelasi Hasil Distribusi Rock Type Zona 11A-SS Multiwell terhadap Depth Structure Map	81
Gambar 4.14 Perbandingan Hasil Permeabilitas HFU dengan Permeabilitas Timur	82
Gambar 4.15 Hasil Plot Prediksi Permeabilitas HFU pada Sumur JM-7	84

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Pengelompokan besar porositas (Koesoemadinata, 1980).....	42
Tabel 2.2 Klasifikasi Permeabilitas Reservoir (Glover, 2000)	44
Tabel 3.1 Data Penelitian.....	47
Tabel 3.2 Tabulasi Data Wireline Log	47
Tabel 3.3 Ketersediaan Data Analisis Core pada Sumur JM-7	48
Tabel 3.4 Tabulasi Data Routine Core Analysis (RCAL) pada Sumur JM-7.....	49
Tabel 3.5 Data Reservoir	49
Tabel 3.6 Tabel Perhitungan Resistivity Correction Factor (Rcf)	54
Tabel 3.7 Nilai Cutoff yang digunakan untuk mendapatkan hasil Petrophysical Summary ..	59
Tabel 3.8 Por-Perm Relationship Equation	62
Tabel 3.9 Hasil Perhitungan Initial Gas in Place (IGIP)	64
Tabel 4.1 Pay Summary Zona 10SS Multiwell.....	68
Tabel 4.2 Pay Summary Zona 11A-SS Multiwell.....	70
Tabel 4.3 Pay Summary Zona 11B-SS Multiwell.....	72
Tabel 4.4 Rentang nilai HFU pada setiap Klaster Rock Type dan Korelasi antara HFU terhadap Core Porositas serta Permeabilitas	75
Tabel 4.5 Por-Perm Relationship Equation pada setiap Klaster Rock Type	76
Tabel 4.6 Karakteristik Batuan pada setiap Klaster Rock Type	78
Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Permeabilitas HFU pada Zona 10SS Multiwell	83
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Permeabilitas HFU pada Zona 11A-SS Multiwell.....	83
Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Permeabilitas HFU pada Zona 11B-SS Multiwell	84
Tabel 4.10 Hasil Perhitungan Initial Gas in Place (IGIP)	85

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Interpretasi hasil pengukuran *well logging* yang tepat dan akurat akan memberikan suatu gambaran yang representatif tentang sifat-sifat batuan maupun jenis kandungan fluidanya. Sifat batuan yang didapat dari well log adalah resistivitas, densitas, sifat radioaktif batuan, serta porositas, yang dapat dibaca dari hasil rekaman log. Harga saturasi air yang dihasilkan dari interpretasi *well logging* akan mencerminkan jenis kandungan fluidanya, sehingga harga ini merupakan parameter yang sangat penting dalam evaluasi formasi karena langsung mempengaruhi perhitungan cadangan hidrokarbon. Salah satu parameter yang mempengaruhi harga saturasi air (S_w) adalah *true resistivity* (R_t), sehingga ketepatan pengukuran terhadap harga R_t akan mempengaruhi harga S_w (Prayitno et al., 2001).

Kehadiran mineral *pyrite* dan *siderite* pada reservoir batupasir akan menurunkan nilai resistivitas reservoir sesuai dengan persentasenya, disebabkan mineral *pyrite* dan *siderite* merupakan konduktor yang baik. (Hamada et al., 2002 & Prayitno et al., 2001). Penurunan resistivitas ini akan menyebabkan beberapa masalah dalam interpretasi log, terutama untuk perhitungan saturasi air (S_w). Reservoir dengan resistivitas di bawah 5 ohm.m yang dikenal sebagai *low resistivity reservoir* akan diindikasikan sebagai *water-bearing zone* jika dianalisis menggunakan pendekatan konvensional (Boyd et al., 1995 & Gandhi et al., 2011). Kehadiran *pyrite* dan *siderite* juga dapat diidentifikasi dari log densitas dimana mineral konduktif akan memberikan harga yang lebih tinggi dari densitas matriks batuan seperti *quartz* atau *dolomite*. Harga densitas akan bergantung dari besarnya kandungan *pyrite* dimana semakin besar kandungan *pyrite*, semakin besar pula pembacaan harga densitas (Prayitno et al., 2001). Dengan mempelajari karakteristik reservoir resistivitas rendah berdasarkan hasil interpretasi *well logging*, pengolahan data seismik, serta analisis data inti batuan yang tersedia, diharapkan dapat memberi gambaran yang pasti mengenai potensi hidrokarbon yang selama ini mungkin terlewatkan di interval formasi resistivitas rendah.

Salah satu tantangan utama di reservoir dengan resistivitas rendah adalah mengidentifikasi dan mengkarakterisasi interval hidrokarbon, yang seringkali sulit dibedakan karena kurangnya kontras resistivitas antara hidrokarbon dan air. Identifikasi dan karakterisasi yang akurat terhadap *low resistivity pay* sangat penting untuk mengembangkan kembali aset-aset yang sudah matang dan meningkatkan *oil recovery* (Rajput et al., 2019). Winardi et al. (2021) mengusulkan metode *resistivity correction* dalam merekonstruksi pembacaan resistivitas pada zona hidrokarbon yang terbaca sebagai *water-bearing zone* dikarenakan adanya *heavy mineral* menjadi resistivitas asli formasi untuk memperoleh harga saturasi air yang lebih akurat. Penelitian ini diharapkan bermanfaat dalam identifikasi kuantitas *heavy mineral* yang signifikan pada pembacaan log resistivitas serta evaluasi kelayakan reservoir resistivitas rendah pada cekungan sumatra selatan melalui karakterisasi *rock type* serta estimasi hasil perhitungan *initial gas in place*.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian pada latar belakang, permasalahan pada penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana hasil ketebalan *net pay* original reservoir dengan penerapan *resistivity correction*?
2. Bagaimana hasil identifikasi *rock type* serta prediksi permeabilitas menggunakan metode Hydraulic Flow Unit (HFU)?
3. Bagaimana evaluasi kelayakan reservoir berdasarkan hasil *Initial Gas in Place* (IGIP)?

1.3 Batasan Masalah

Untuk membatasi lingkup penelitian tugas akhir ini, dibuat batasan-batasan seperti berikut ini:

1. Perhitungan *resistivity correction factor* yang digunakan adalah hasil studi dan pendekatan Winardi et al. (2021).
2. Rekonstruksi *resistivity log* hanya dilakukan pada interval *sandstone* dengan kandungan *heavy mineral* yang tinggi dan berfokus di Formasi Telisa.
3. Sumur penelitian merupakan sumur *appraisal* sehingga adanya keterbatasan pada data *core*.

1.4 Tujuan

Tujuan penelitian tugas akhir ini antara lain sebagai berikut:

1. Menentukan ketebalan *net pay* original reservoir dengan penerapan *resistivity correction*.
2. Mengidentifikasi *rock type* serta memprediksi permeabilitas menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU).
3. Mengevaluasi kelayakan reservoir berdasarkan hasil *Initial Gas in Place* (IGIP).

1.5 Manfaat

Penelitian tugas akhir ini diharapkan dapat bermanfaat dalam penentuan kelayakan produksi pada reservoir resistivitas rendah akibat adanya kandungan *heavy mineral* yang tinggi melalui analisis petrofisika, karakterisasi *rock type*, serta perhitungan cadangan hidrokarbon.

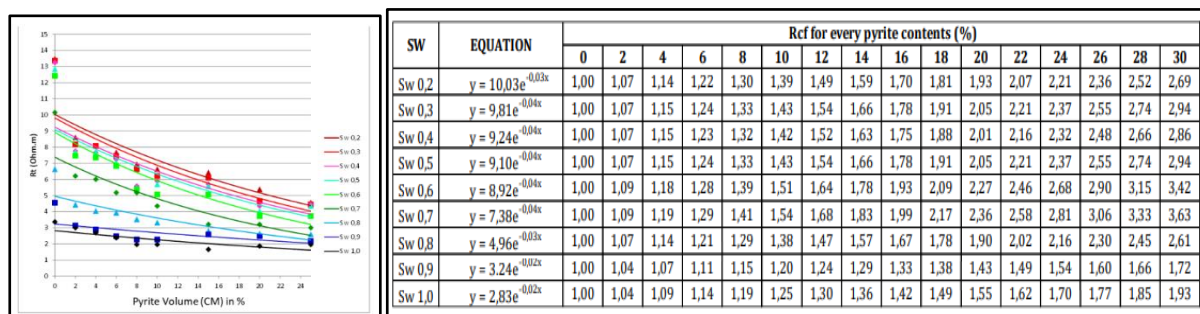
BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Penelitian Terdahulu

Beberapa penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya terkait reservoir metode *Resistivity Correction* serta Identifikasi *Rock Type* metode HFU ditabulasikan dalam tabel berikut:

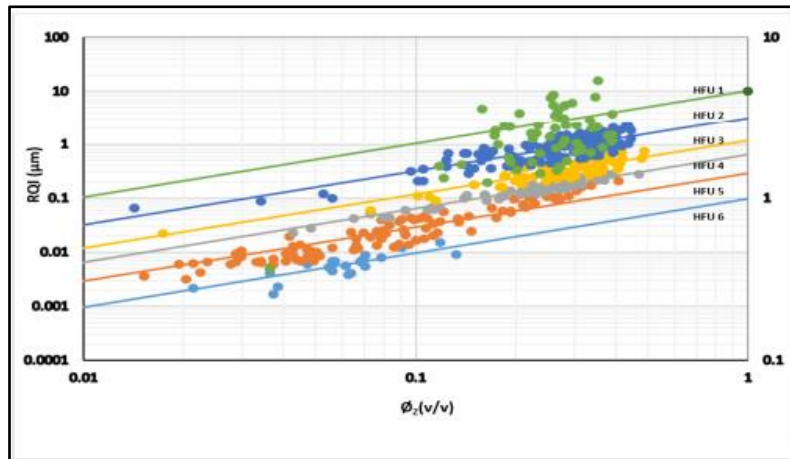
Penelitian yang berjudul “Resistivity correction factor in low resistivity pyritic sandstone reservoirs” dilakukan oleh S Winardi, S S Surjono, D H Amijaya, dan W Suryanto, Mereka membahas masalah yang dihadapi dalam reservoir batupasir yang mengandung pirit, khususnya mengenai rendahnya nilai resistivitas yang disebabkan oleh keberadaan mineral tersebut. Pirit, yang merupakan mineral konduktif, dapat mengurangi resistivitas reservoir secara signifikan (lebih dari 50%), terutama jika volumenya lebih dari 4%. Dalam penelitian ini, dilakukan pengukuran resistivitas pada sembilan sampel pseudo-core pasir dengan variasi kandungan pirit. Hasil menunjukkan bahwa resistivitas reservoir menurun secara eksponensial seiring dengan meningkatnya volume pirit, dan log resistivitas (LLD) perlu dikoreksi untuk mendapatkan nilai yang akurat dalam perhitungan saturasi air (S_w).



Gambar 2.1 Garis Regresi R_t terhadap *Pyrite Volume* yang menghasilkan *Resistivity Correction Factor* untuk setiap *Water Saturation*

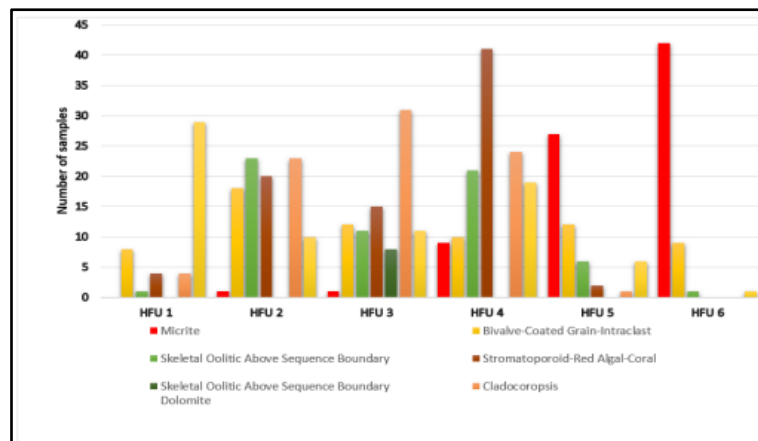
Hasil pengukuran menunjukkan bahwa nilai resistivitas (R_t) berkisar antara 1,64 hingga 8,51 ohm.m, tergantung pada kandungan pirit dan saturasi air. Oleh karena itu, penting untuk menetapkan *resistivity correction factor* (Rcf) yang dapat digunakan untuk memperbaiki nilai resistivitas yang terbaca dari log. Penelitian ini menegaskan bahwa keberadaan pirit dalam reservoir batupasir dapat menyebabkan kesalahan interpretasi log jika tidak dikoreksi. Rcf yang dihitung untuk setiap garis S_w memungkinkan peneliti untuk mendapatkan nilai R_{to} (*true formation resistivity*) dari pembacaan log resistivitas ketika berhadapan dengan kasus resistivitas rendah akibat mineral pirit.

Penelitian kedua yang berjudul “Hydraulic flow units for reservoir characterization: A successful application on arab-d carbonate” dilakukan oleh H Abdulelah, S Mahmood and G Hamada berfokus pada karakterisasi reservoir karbonat Formasi Arab-D di Lapangan Ghawar, Arab Saudi, menggunakan pendekatan *Hydraulic Flow Units* (HFU) untuk mengatasi tantangan heterogenitas ekstrem yang menjadi ciri khas batuan karbonat. Formasi Arab-D, sebagai reservoir utama di lapangan minyak terbesar dunia ini, didominasi oleh fasies *packstone* dan *grainstone* dengan variasi porositas dan permeabilitas yang signifikan akibat proses diagenesis kompleks.



Gambar 2.2 Hasil Crossplot *Reservoir Quality Index* terhadap *Normalized Porosity* untuk setiap Garis HFU

Penelitian ini menganalisis 480 data *Routine Core Analysis* (RCA) dari 10 sumur, mencakup pengukuran porositas, permeabilitas, densitas matriks batuan, dan deskripsi fasies, untuk mengidentifikasi zona aliran optimal. Tiga metode analisis digunakan secara komprehensif: analisis histogram *Flow Zone Indicator* (FZI) untuk identifikasi awal, plot probabilitas normal untuk kuantifikasi, dan regresi kuadrat terkecil sebagai metode paling rigor dalam menentukan enam HFU optimal. Hasilnya menunjukkan peningkatan akurasi prediksi ketika jumlah HFU ditingkatkan dari satu hingga enam, dengan koefisien determinasi (R^2) mencapai stabilisasi pada 0.75 untuk model enam HFU, mengindikasikan bahwa penambahan *cluster* lebih lanjut tidak memberikan peningkatan signifikan.



Gambar 2.3 Histogram HFU dengan karakteristik batuan dari masing-masing klaster

Setiap HFU yang teridentifikasi menunjukkan karakteristik unik dalam hal kualitas reservoir. HFU-1, sebagai zona dengan kualitas terbaik, memiliki permeabilitas rata-rata 1.789 mD dan porositas 19%, terkait dengan fasies *Skeletal-oolitic packstone* yang kaya akan ruang pori intergranular. Sementara itu, HFU-6 dengan permeabilitas sangat rendah (0.009 mD) dan porositas 6% didominasi oleh fasies *micrite* yang padat dan impermeabel. Validasi hasil dengan data geologi dari proyek Rosetta Stone menunjukkan konsistensi tinggi, di mana properti petrofisik tiap HFU selaras dengan karakteristik fasies penyusunnya. Penelitian ini juga mengembangkan transformasi porositas-permeabilitas spesifik untuk setiap HFU menggunakan persamaan RQI (*Reservoir Quality Index*) dan FZI, yang memungkinkan prediksi permeabilitas lebih akurat dibandingkan pendekatan konvensional.

2.2 Geologi Regional

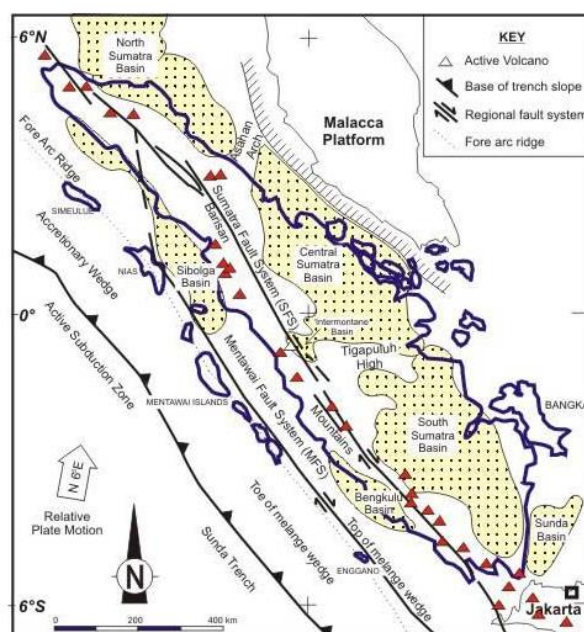
Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan geologi yang terbentuk akibat aktivitas pergerakan tektonik antara lempeng India-Australia dan Eurasia. Proses pembentukan cekungan ini dimulai pada akhir periode Pra-Tersier hingga awal Tersier, ketika terjadi ekstensi antara kedua lempeng tersebut yang berarah timur-barat. Secara geologis, cekungan ini dikategorikan sebagai *back arc basin* (Daly et al., 1987).

Subduksi antara Lempeng India-Australia dan Eurasia dalam pembentukan Pulau Sumatera menunjukkan pola yang khas, ditandai dengan perubahan penunjaman yang disertai dengan rotasi searah jarum jam. Perubahan ini menghasilkan fase-fase pergerakan yang bergantung pada arah penunjaman. Proses subduksi ini juga membentuk pola struktur sesar mendatar, yang beriringan dengan rotasi oblique. Akibat dari sistem sesar yang terdapat di Sumatera, terjadi kompleksitas dalam regime stress dan pola strain di wilayah tersebut (Darman & Sidi, 2000). Cekungan ini dibagi menjadi 4 (empat) sub cekungan (Pulunggono & Cameron, 1984) yaitu Sub Cekungan Jambi, Sub Cekungan Palembang Utara, Sub Cekungan Palembang Selatan, serta Sub Cekungan Palembang Tengah.

2.2.1 Fisiografi Cekungan Sumatra Selatan

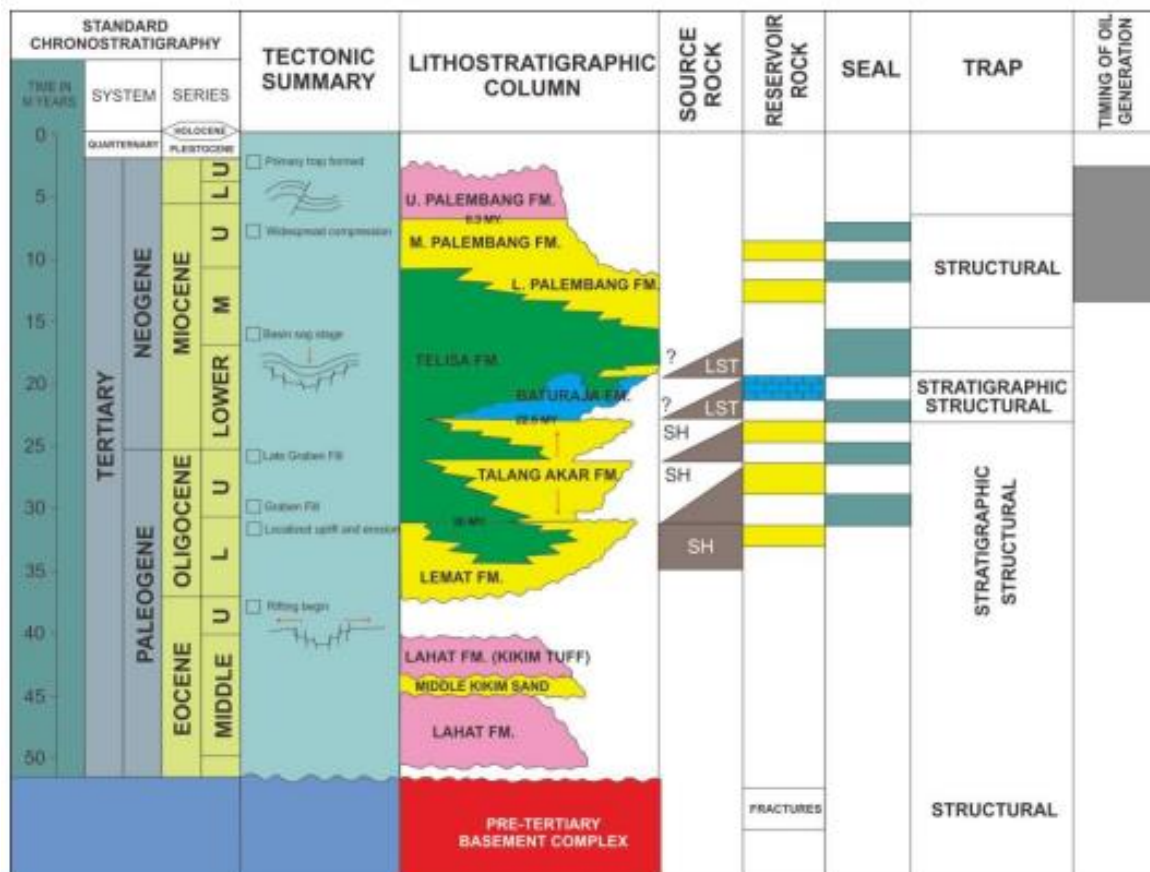
Secara fisiografis, Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier yang berarah baratlaut-tenggara. Batas-batas cekungan ini meliputi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timurlaut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatra Tengah.

Blake (1989) menyebutkan bahwa daerah Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan lempeng Samudera India. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas 330 x 510 km², dimana sebelah barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah timur oleh Paparan Sunda (Sunda Shield), sebelah barat dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh, dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung (Wisnu & Nazirman, 1997).

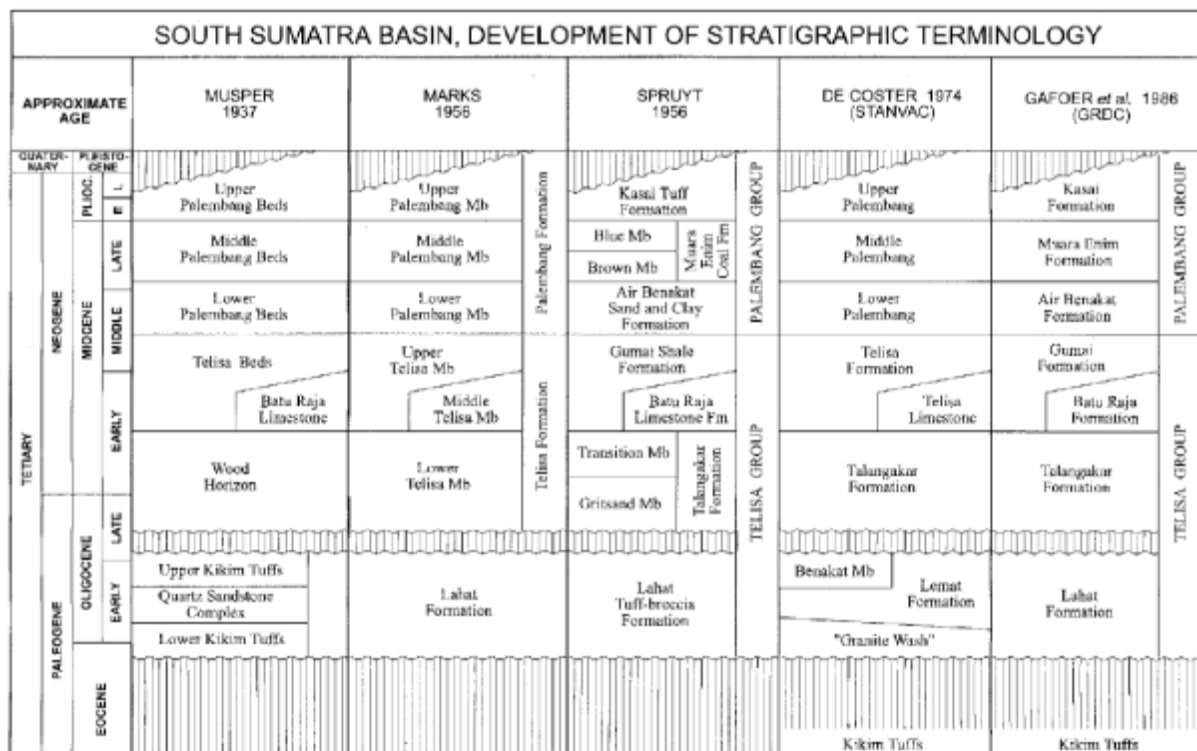


Gambar 2.4 Fisiografi daerah Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2000)

2.2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan



Gambar 2.5 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan (De Coster, 1974)



Gambar 2.6 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan menurut beberapa peneliti menunjukkan perbedaan penamaan formasi (Barber et al., 2005)

Stratigrafi daerah cekungan Sumatra Selatan secara umum dapat dikenal satu megacycle (daur besar) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan older Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama (De Coster, 1974). Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan adalah sebagai berikut:

1. Kelompok Pra-Tersier (*Basement Rock*)

Batuan dasar (Pra-Tertiary Basement) terdiri dari batuan kompleks paleozoikum dan batuan mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari Lempeng Mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke arah selatan terdapat Lempeng Mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng Mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukkan. Batuan granit, vulkanik, metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya pada cekungan ini. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi rift pada Eosen – Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada PlioPleistosen, karbondioksida lokal yang tinggi yang mengandung gas hidrokarbon, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger & Fielding, 2005).

2. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur Oligosen Awal. Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada Cekungan Sumatra Selatan. Pembentuknya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapan terdapat dalam lingkungan darat/aluvial – fluvial sampai lacustrine. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies shale terletak di bagian atas (Benakat Shale) terdiri dari batuan serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tuf. Sehingga shale berasal dari lingkungan lacustrine ini merupakan batuan induk. Pada bagian tepi graben ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian intra-graben sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

3. Formasi Talang Akar

Formasi Talangakar diperkirakan berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan paraconformable di atas Formasi Lahat dan selaras dibawah Formasi Gumai atau anggota Telisa (Formasi Baturaja). Formasi Talangakar pada Cekungan Sumatra Selatan ini terdiri dari batulanau, batupasir, dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri atas batupasir kasar, serpih, dan sisipan batubara. Sedangkan bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talangakar ini berkisar antara 460-610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan fluvial – deltaic yang berupa braided stream dan point bar di sepanjang paparan (shelf) berangsur

berubah menjadi lingkungan pengendapan delta front, marginal marine, dan prodelta yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (basinward). Sumber sedimen batupasir Talangakar bawah berasal dari dua tinggian pada masa Oligosen Akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deratan Pegunungan Bukit Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan) (Ginger & Fielding, 2005).

4. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras di atas Formasi Talangakar pada umur Miosen Awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat platforms dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat build-up dan reef dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat shale dan calcareous shale yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah platform dan tinggian (Bishop, 2000). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada platforms di pinggiran dari cekungan dan reef yang berada pada tinggian intrabasinal. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara Sub-Cekungan Jambi (Ginger & Fielding, 2005). Beberapa distribusi fasies batugamping yang terdapat dalam Formasi Baturaja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic forams*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

5. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras diatas Formasi Baturaja pada zaman Oligosen sampai Miosen Tengah. Formasi ini tersusun oleh fosilliferous marine shale dan lapisan batugamping yang mengandung glauconitic (Bishop, 2000). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung calcareous shale dengan sisipan batugamping, napal, dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan shale. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

6. Formasi Air Benakat (Lower Palembang)

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan Formasi Gumai pada kala Miosen Tengah (Bishop, 2000). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga shallow marine, yang berubah menjadi lingkungan delta plain dan coastal swamp pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

7. Formasi Muara Enim (Middle Palembang)

Formasi ini diendapkan pada kala Miosen Akhir sampai Pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai continental sands, delta, dan

batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan Cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan delta plain dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen Akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Pliosen – Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan onset pengendapan lingkungan non marine Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresionkresi dan silisified wood. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2000).

8. Formasi Kasai (*Upper Palembang*)

Formasi ini diendapkan pada kala Pliosen sampai dengan Pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan Pegunungan Tiga Puluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas tufaceous sandstone dengan beberapa selingan lapisan-lapisan tufaceous claystone dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan tuf, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat tuf.

2.2.3 *Petroleum System* Cekungan Sumatra Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang sangat produktif dalam menghasilkan minyak dan gas. Hal ini dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang terkait dengan adanya antiklin. Rembesan ini terletak di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Oleh karena itu, peristiwa rembesan ini dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk melakukan eksplorasi hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan sistem petroleum (Ariyanto, 2011).

2.2.3.1 *Source Rock*

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk lacustrine Formasi Lahat dan batuan induk terrestrial coal dan coaly shale pada Formasi Talang Akar. Batuan induk lacustrine diendapkan pada kompleks half-graben, sedangkan terrestrial coal dan coaly shale diendapkan secara luas pada batas half-graben. Selain itu, batu gamping Formasi Batu Raja dan shale dari Formasi Gumai juga memiliki potensi untuk menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2000). Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar 49°C/km, yang lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah. Oleh karena itu, minyak cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas

termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, sehingga dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada sistem petroleum (Bishop, 2000).

2.2.3.2 Reservoir

Dalam cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada basement, formasi Lahat, formasi Talang Akar, formasi Batu Raja, dan formasi Telisa. Sedangkan untuk sub cekungan Palembang Selatan, produksi hidrokarbon terbesar berasal dari formasi Talang Akar dan formasi Batu Raja. Basement yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah uplifted dan paleohigh yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada basement ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7%. Untuk formasi Talang Akar secara umum terdiri dari quartz zone sandstone, siltstone, dan pengendapan shale. Sehingga pada sandstone sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada formasi Talang Akar berkisar antara 15-30% dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000). Pada reservoir karbonat formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang porous dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (tight). Porositas yang terdapat pada formasi Baturaja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy (Ariyanto, 2011).

2.2.3.3 Seal

Batuan penutup cekungan Sumatra Selatan secara umum berupa lapisan shale yang cukup tebal, terletak di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (intraformational seal rock). Selain itu, seal pada reservoir batu gamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan shale yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, shale yang bersifat intraformational juga menjadi seal rock yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, 2011).

2.2.3.4 Trap

Jebakan hidrokarbon utama di Cekungan Sumatra Selatan disebabkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara, yang kemudian menjadi jebakan pertama yang dieksplorasi. Antiklin ini terbentuk akibat kompresi yang dimulai pada awal Miosen dan berlangsung sekitar 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2000). Selain itu, jebakan hidrokarbon di Cekungan Sumatra Selatan juga disebabkan oleh struktur geologi. Struktur jebakan pada cekungan ini secara umum dikontrol oleh struktur tua dan struktur yang lebih muda. Struktur tua ini berpadu dengan sesar naik sistem wrench fault yang lebih muda. Struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sementara itu, struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan, yaitu pada periode Pliosen sampai Pleistosen (Ariyanto, 2011).

2.2.3.5 Migration

Migrasi hidrokarbon terjadi secara horisontal dan vertikal dari sumber batuan serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan slope, membawa hidrokarbon dari sumber batuan ke batuan reservoir pada formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Bukti adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pliosen terdapat dalam resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat (Ariyanto, 2011).

2.3 Reservoir Low Resistivity Low Contrast (LRLC)

Resistivitas rendah adalah lapisan minyak dan gas yang terdapat dalam reservoir dengan nilai resistivitas rendah dari 0,5 hingga 10 ohm-m (Ming, 2013 & Melfi, 2017), yang dapat sulit untuk dinilai secara akurat sebagai lapisan air karena asal geologis lapisan yang kompleks dan keterbatasan alat log resistivitas dalam mengidentifikasinya (Ming et al., 2013). Mengidentifikasi lapisan resistivitas rendah dalam evaluasi formasi telah menjadi sulit karena struktur pori dan mineral yang kompleks di reservoir mengurangi sensitivitas fluida dalam pori terhadap log konvensional (Chu dan Steckhan, 2011). Lapisan minyak dengan resistivitas rendah sering kali memiliki kontras resistivitas yang rendah antara reservoir yang mengandung air asin dan reservoir yang mengandung minyak (Gandhi et al., 2011).

Model reservoir yang diusulkan oleh Archie (1942) adalah model non-konduktif. Matriks batuan dalam model tersebut diasumsikan resistif, dan konduktivitas reservoir berasal dari air formasi yang bersifat saline. Beberapa penulis kemudian mengembangkan model yang berbeda. Patnode & Wyllie (1950), Clavier et al. (1976), dan Givens (1987) mengusulkan perspektif lain bahwa beberapa komponen dalam matriks dapat memberikan kontribusi terhadap konduktivitas reservoir. Patnode dan Wyllie (1950) menghitung dampak keberadaan material konduktif terhadap resistivitas total. Mereka menggunakan slurry silika dan attapulgite (sebagai fraksi konduktif) dan menemukan beberapa hubungan.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_s^x}{R_s} \left(1 - \frac{1}{F^*} \right) + \frac{1}{F^* R_f} \quad (2.1)$$

Dimana,

R_t = resistivity of slurry (ohm.m)

R_s = resistivity of conductive solid material (ohm.m)

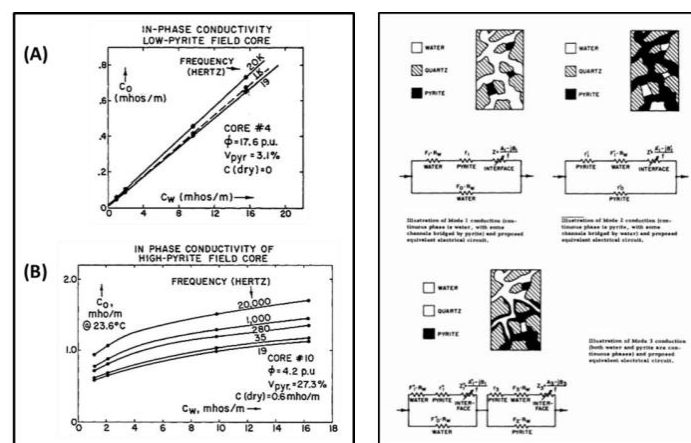
R_f = resistivity of fluids (ohm.m)

V_s = fraction of conductive material (%)

x = heterogeneity factor

F^* = apparent formation factor

Clavier et al. (1976) mengamati pengaruh pirit terhadap konduktivitas sampel inti. Mereka menemukan bahwa sampel yang mengandung pirit lebih banyak akan memberikan konduktivitas yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang mengandung pirit lebih sedikit. Mereka juga menggambarkan model konduktivitas total untuk air formasi saline dan matriks konduktif (pirit).



Gambar 2.7 Analisis pengaruh pirit terhadap konduktivitas sampel (Clavier et al., 1976)

Givens (1987) mengusulkan sebuah model yang disebut model matriks batuan konduktif (conductive rock matrix model/CRMM). Ia menemukan bahwa matriks konduktif dapat memberikan kontribusi terhadap konduktivitas total batuan. Dengan demikian, resistivitas total batuan jenuh berasal dari resistivitas air formasi dan resistivitas matriks. Ia mengatur hubungan tersebut sebagai berikut.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{pt}} + \frac{1}{R_r} S_w = \sqrt[n]{\left[\frac{R_w}{\Phi e^m} \left(\frac{1}{R_t} - \frac{1}{R_r} \right) \right]} \quad (2.2)$$

Dimana,

R_t = total resistivity of saturated rock

R_{pt} = resistivity of saturated pore

R_r = resistivity of matrix

S_w = water saturation

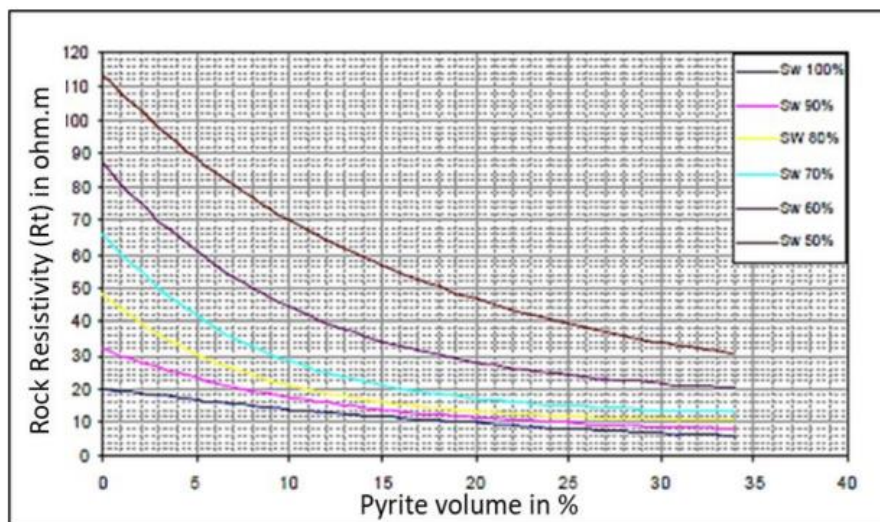
R_w = resistivity of formation water

Φe = effective porosity

m = cementation exponent

n = saturation exponent

Prayitno et al. (2001) mengukur beberapa pseudo-core yang mengandung pirit dalam rentang 0% hingga 34%. Mereka menemukan bahwa pirit dapat mengurangi nilai R_t , tetapi nilai terendah dari pengukuran mereka hanya mencapai sekitar 10 ohm.m. Garis S_w untuk sampel yang mengandung minyak ($S_w < 60\%$) masih berada di atas 20 ohm.m. Hasil ini belum merepresentasikan kasus reservoir resistivitas rendah yang biasanya resistivitasnya mencapai di bawah 5 ohm.m.



Gambar 2.8 Hubungan R_t dan *Pyrite Volume* (Prayitno et al., 2001)

2.4 Jenis-jenis Log

Metode well logging merupakan salah satu metode geofisika untuk mendapatkan data geologi di bawah permukaan secara cepat dan tepat. Metode Well Logging akan menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi jika dibanding dengan metode lain, maka dari itu perusahaan masih mengutamakan metode ini untuk eksplorasi walaupun memerlukan biaya yang relatif mahal. Metode ini menggunakan sifat fisik dari formasi untuk menghasilkan diagram yang menunjukkan hubungan antara kedalaman dengan karakteristik formasi tersebut (Setiahadiwibowo, 2017).

2.4.1 Density Log

Log densitas digunakan bersamaan dengan log neutron untuk menentukan porositas batuan. Log densitas bergantung pada hamburan gamma-gamma atau pada photoelectric (PE) absorption. Densitas diukur dengan satuan gram per kubik centimeter (g/cm³) dan dinyatakan dalam bentuk ρ (rho). Terdapat dua pembagian nilai densitas yang dibaca oleh log densitas: densitas bulk (ρ_b atau RHOB) dan densitas matrix (ρ_{ma}). Densitas bulk adalah densitas seluruh formasi (termasuk bagian solid maupun fluid) yang diukur melalui alat logging. Sedangkan, densitas matrix adalah densitas dari batuan saja.

Log densitas dapat membantu geologis dalam mengidentifikasi mineral evaporit, zona gas-bearing, menentukan densitas hidrokarbon, dan mengevaluasi reservoir shaly-sand dan litologi yang kompleks. (Schlumberger, 1972).

Perlu diketahui pula densitas bulk (RHOB) merupakan fungsi dari densitas matrix, porositas, dan densitas fluid pada pori (saltwater mud, freshwater mud, atau hidrokarbon). Untuk mengetahui porositas turunan densitas, dapat melalui perhitungan dengan syarat densitas matrix dan tipe fluid pada formasi diketahui. Perumusan untuk menghitung porositas turunan densitas adalah

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.3)$$

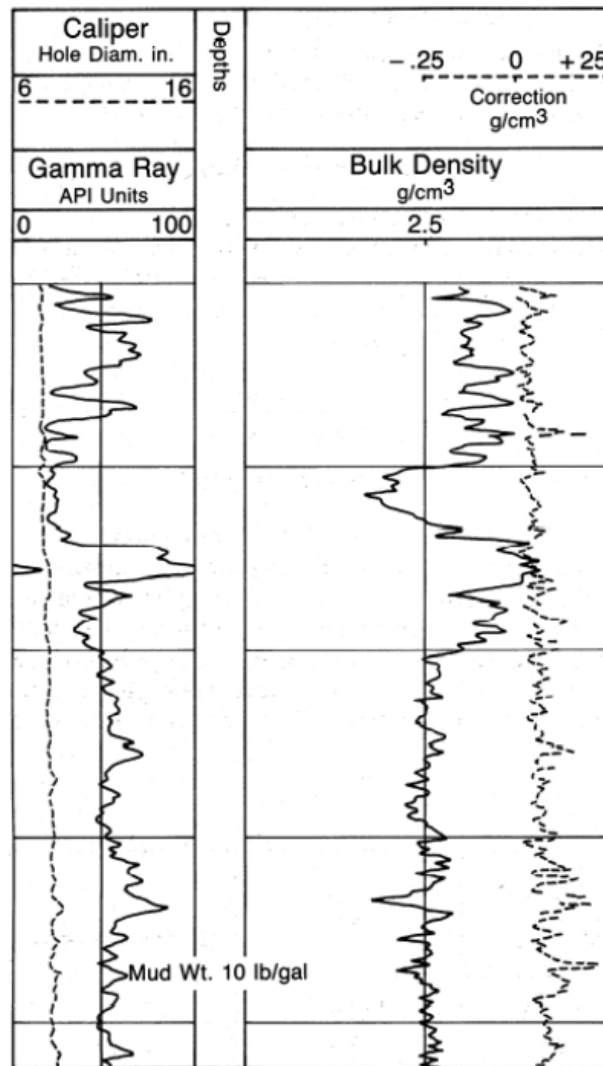
Dimana,

Φ_D = *Density-Porosity*

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan

ρ_b = *Bulk density*

ρ_{fl} = Densitas fluida

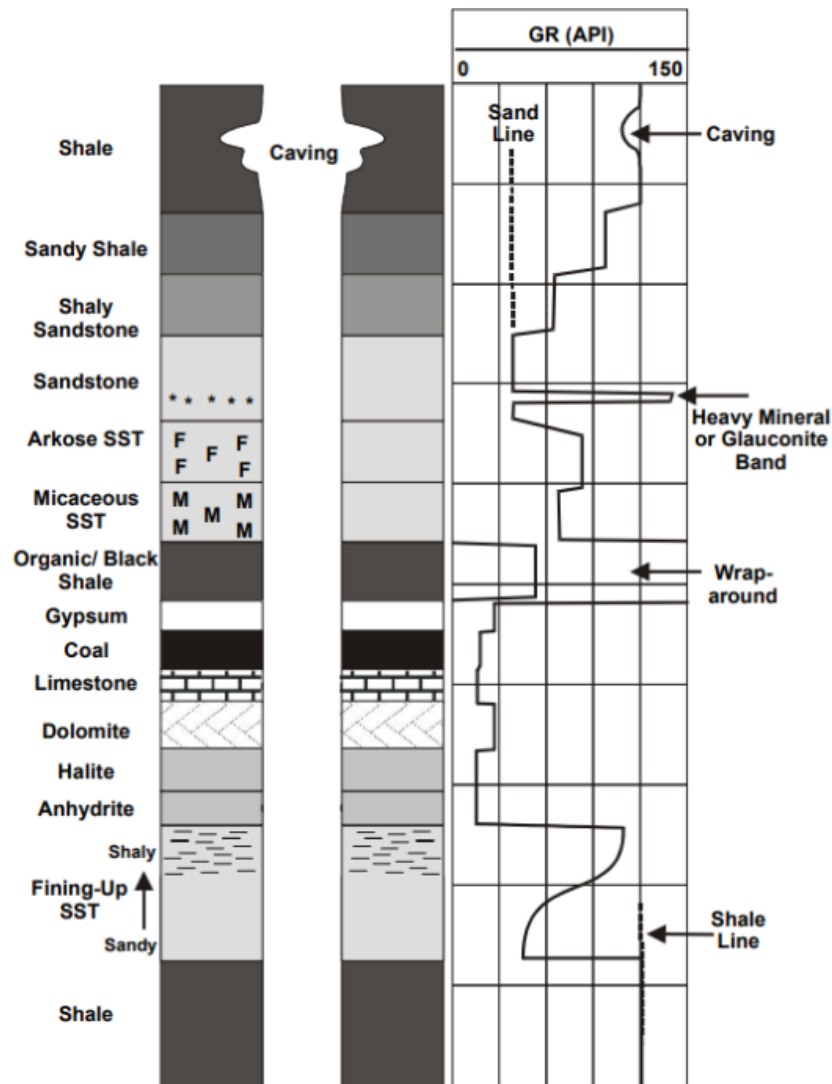


Gambar 2.9 Respon formasi terhadap alat log density (Glover, 2000)

2.4.2 Gamma Ray Log

Gamma Ray Log adalah metode pengukuran radiasi gamma yang dihasilkan oleh unsur radioaktif yang terdapat pada lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Menurut Asquith (1982) Log GR mengukur radioaktivitas dalam formasi dan dapat digunakan untuk identifikasi litologi dan untuk korelasi zona. Radioaktivitas Log Gamma Ray berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada di batuan yaitu Uranium(U), Kalium (K), dan Thorium(Th) yang secara terus menerus memancarkan Sinar Gamma dalam bentuk pulsa energi radiasi tinggi. Unsur – unsur radioaktif akan memancarkan gamma ray dalam bentuk pulsa energi radiasi tinggi yang mampu menembus batuan sehingga dapat dideteksi oleh detektor gamma ray. Karena pulsa – pulsa energinya mampu menembus batuan maka logging gamma ray dapat dilakukan meskipun lubang bor telah dipasang casing. Tiap pulsa yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor sehingga parameter yang di rekam adalah jumlah pulsa yang tercatat per satuan waktu.

Log gamma ray memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya dalam skala berkisar 0 – 150 API atau 0 – 200 API jika terdapat lapisan organic rich shale. Karena kemampuannya yang mampu memisahkan shale dari lapisan permeabel, log gamma ray dapat digunakan untuk mengukur kandungan shale dalam lapisan batuan. (Glover, 2000)

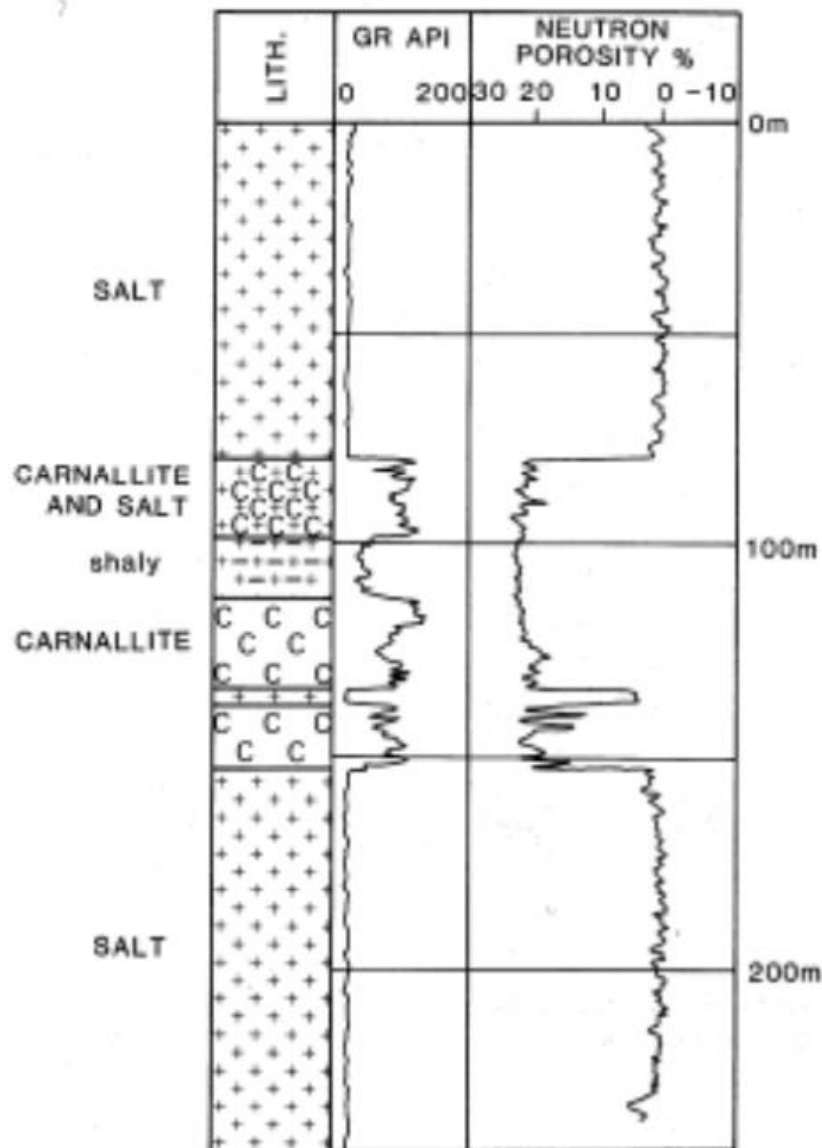


Gambar 2.10 Efek perbedaan litologi pada log gamma ray (Glover, 2000)

2.4.3 Neutron Log

Log neutron pada dasarnya merupakan log porositas yang mengukur ion hidrogen dalam satu formasi. Di dalam formasi yang bersih dimana pori-porinya terisi air atau minyak, log neutron mencerminkan banyaknya porositas yang terisi cairan (liquid-filled porosity) (Schlumberger, 1972). Alat neutron (*Compensated Neutron Tool (CNT)*) menggunakan sumber radiasi dari bahan AmBe dengan kekuatan 16 curie. Tanggapan alat neutron mencerminkan jumlah atom hidrogen di dalam formasi. Minyak dan air memiliki jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama sehingga neutron dapat memberikan tanggapan porositas fluida pada formasi bersih. Namun pada formasi lempung, alat neutron akan menunjukkan tanggapan porositas fluida yang lebih tinggi dari seharusnya karena lempung mengandung atom hidrogen yang lebih banyak dalam susunan molekulnya.

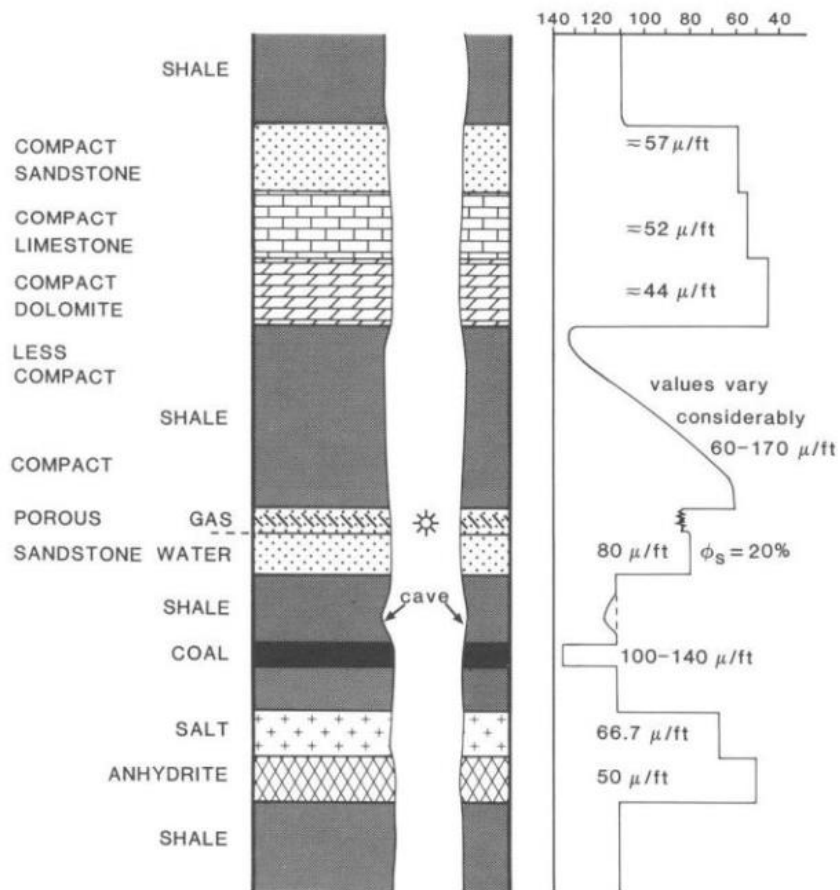
Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang lebih rendah sehingga alat neutron akan menunjukkan tanggapan porositas yang lebih rendah dari seharusnya bila bertemu formasi yang mengandung gas. Adanya cairan garam di daerah rembesan akibat lumpur juga akan mempengaruhi tanggapan porositas alat neutron. Cairan garam tersebut akan mengurangi konsentrasi atom hidrogen sehingga nilai tanggapan porositas alat neutron perlu dikoreksi terhadap salinitas.



Gambar 2.11 Respon formasi terhadap alat log Neutron (Glover, 2000)

2.4.4 Sonic Log

Log sonik adalah log porositas yang mengukur interval waktu transit(Δt) dari gelombang suara kompresional yang berjalan melalui formasi di sepanjang sumbu lubang bor. Satuan dari sonic log adalah mikro second per foot yang merupakan hasil dari kecepatan gelombang bunyi yang mencapai receiver di dalam formasi. Tujuan dari penggunaan log sonic adalah untuk mengetahui kerapatan dan porositas batuan. Pada batuan yang porous, kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonic akan mempunyai harga yang besar seperti pada serpih organik atau lignit, dan sebaliknya. Log sonic juga berguna sebagai pengikat antara data seismik dengan data sumur (Asquith & Krygowski, 2004).

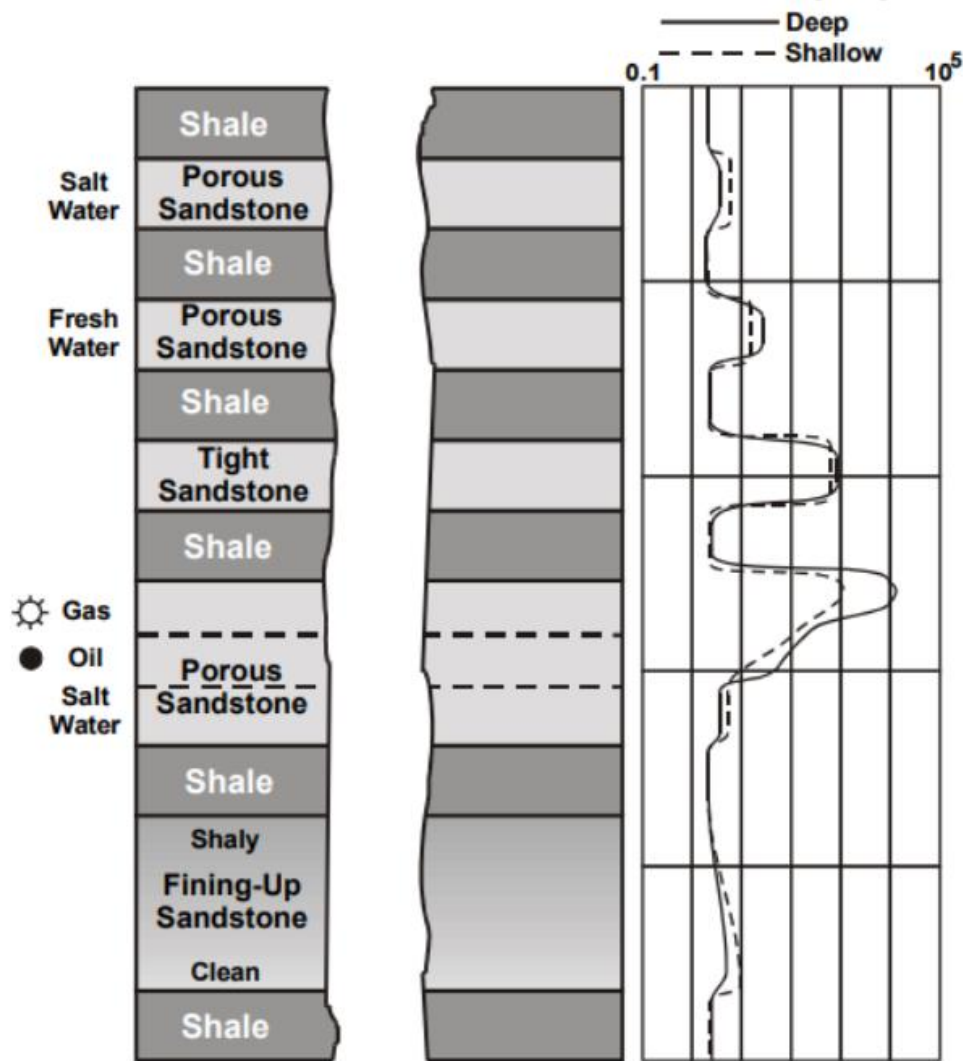


Gambar 2.12 Respon umum dari alat log Sonik (Glover, 2000)

2.4.5 Resistivity Log

Log resistivitas dapat dibedakan menjadi dua jenis, yaitu log induksi dan log elektroda. Dalam eksplorasi hidrokarbon, log induksi adalah jenis log resistivitas yang paling umum digunakan. Prinsip kerja log ini adalah dengan mengukur kemampuan lapisan batuan dalam menghantarkan arus listrik. Semakin tinggi daya hantar listrik suatu lapisan batuan, maka nilai log resistivitasnya akan semakin rendah. Nilai log ini mencerminkan porositas batuan dan jenis fluida yang mengisi pori-pori batuan. Butiran dan matriks batuan tidak dapat menghantarkan arus listrik, sehingga jika porositas batuan terisi oleh fluida, nilai log resistivitasnya akan tinggi karena minyak atau gas cenderung memiliki sifat non konduktif dibandingkan dengan air. Oleh karena itu, log resistivitas sangat sensitif dalam membedakan formasi yang mengandung air atau hidrokarbon, serta memberikan informasi tentang porositas dan permeabilitas batuan (Harsono, 1993).

Terdapat dua cara untuk mengukur resistivitas formasi, yaitu dengan mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi (alat laterolog) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi). Alat laterolog ganda (Dual Laterolog) memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik yang tetap, resistivitas dapat dihitung menggunakan hukum Ohm. Alat laterolog ganda terdiri dari dua bagian, yang masing-masing memiliki elektroda yang diatur untuk mengukur resistivitas laterolog dalam (LLd) dan resistivitas laterolog dangkal (LLs). Hal ini hanya dapat dicapai dengan menggunakan arus bolak-balik dengan frekuensi yang berbeda. (Glover, 2000)

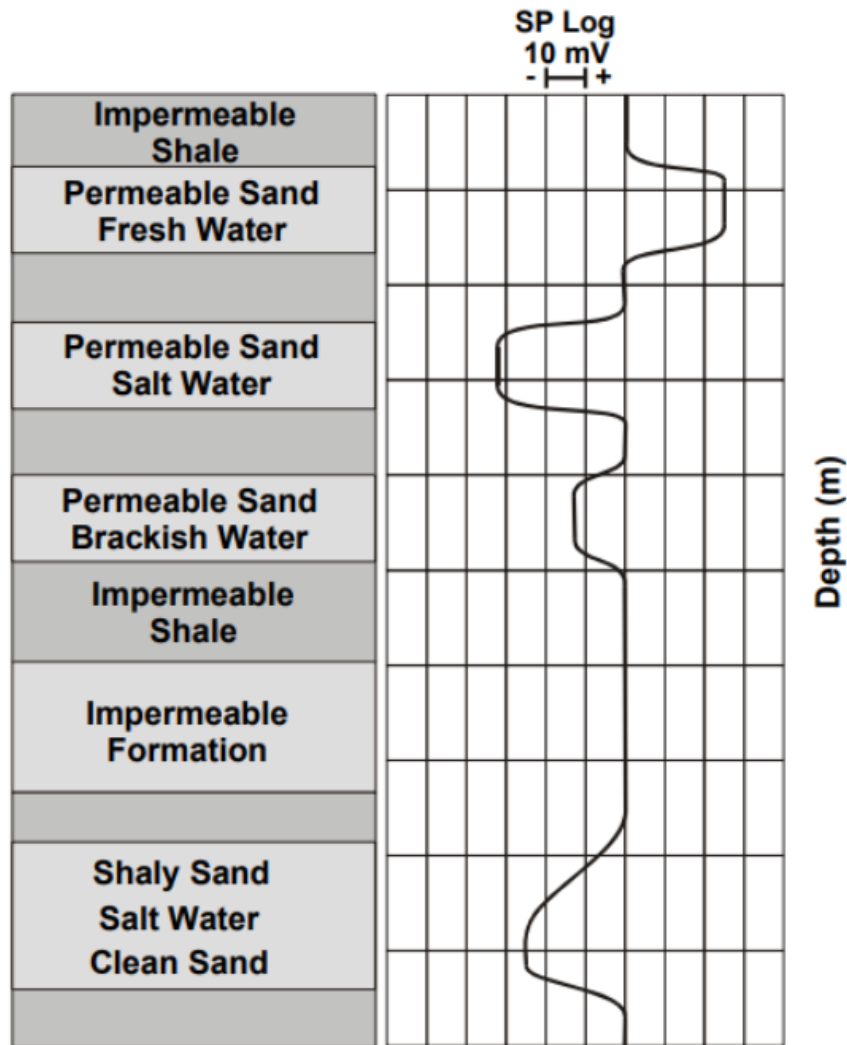


Gambar 2.13 Respon formasi terhadap alat log Resistivity (Glover, 2000)

2.4.6 Spontaneous Potential Log

Log SP tidak dapat digunakan pada lumpur pengeboran yang tidak konduktif karena merupakan rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dan elektroda di dalam lubang bor. Log SP berguna untuk menemukan lapisan permeabel, menemukan batas lapisan permeabel, menemukan korelasi antar sumur berdasarkan batas lapisan permeabel, menghitung nilai resistivitas air formasi (R_w), dan menghitung volume shale pada lapisan permeabel.

Menurut (Asquith & Krygowski, 2004), lapisan permeabel adalah lapisan yang terdefleksi ke kiri, sedangkan zona non-permeabel adalah lapisan yang tidak terdefleksi. Log SP akan menunjukkan garis lurus (baseline) pada lapisan shale dan ketika bertemu dengan lapisan permeabel, maka log SP akan menyimpang dari baseline dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel seperti sand. Penyimpangan log SP dipengaruhi oleh kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur. Jika lumpur lebih tawar dari air formasi maka log SP akan menyimpang ke kiri dan apabila air formasi lebih tawar dari lumpur maka log SP akan menyimpang ke kanan.



Gambar 2.14 Respon dari alat log Spontaneus Potential (Glover, 2000)

2.5 Analisis Kuantitatif Petrofisika

2.5.1 Shale Volume (V_{shale})

Kandungan lempung atau yang biasa disebut volume shale merupakan persentase lempung di dalam suatu formasi. Kandungan shale dalam suatu batuan dapat mempengaruhi porositas batuan. Jika porositas batuan berkurang karena ada kandungan shale, maka hidrokarbon yang dapat terakumulasi pada suatu batuan juga akan berkurang (Herdani, 2019). Evaluasi terhadap volume shale di dalam suatu formasi didapatkan melalui log gamma ray maupun crossplot antara log densitas dan neutron. Namun, log gamma ray lebih umum digunakan karena lempung biasanya memiliki unsur radioaktif yang lebih banyak jika dibandingkan sandstone atau karbonat. Penggunaan log gamma ray dalam perhitungan kandungan lempung juga lebih efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan impermeabel, dikarenakan unsur radioaktif cenderung terkumpul di dalam lempung yang impermeabel (Anggraini, 2015).

Volume shale sebagai hubungan antara pembacaan gamma ray dan perkiraan volume shale dapat dijelaskan dengan persamaan berikut ini (Asquith & Krygowski, 2004).

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.4)$$

Dimana,

IGR = Indeks sinar gamma

GRLog = Gamma ray yang terbaca di log

Grmin = Gamma ray minimum

Grmax = Gamma ray maksimum

2.5.2 Porositas

Butir pasir dan partikel bahan karbonat yang menyusun reservoir batupasir dan batu kapur biasanya tidak pernah sempurna karena tingginya tingkat ketidakaturan bentuknya. Ruang kosong yang tercipta di seluruh lapisan di antara butiran, disebut ruang pori atau celah yang ditempati oleh cairan (cairan dan/atau gas). Porositas batuan reservoir didefinisikan sebagai fraksi dari volume bulk reservoir yang tidak ditempati oleh kerangka solid reservoir (Tiab & Donaldson, 2004).

Porositas secara konvensional diberi simbol Φ , dan dinyatakan sebagai pecahan yang bervariasi antara 0 dan 1, atau persentase yang bervariasi antara 0% dan 100%. Terkadang porositas dinyatakan dalam 'unit porositas', yang sama dengan persen (yaitu, 100 unit porositas (pu) = 100%). Porositas (Φ) dapat dihitung berdasarkan hubungan matematis berikut (Glover, 2000):

$$\Phi = \frac{\Phi_n + \Phi_d}{2} \quad (2.5)$$

Dimana,

Φ = Porositas Total

Φ_n = Porositas dari Log Neutron

Φ_d = Porositas dari Log Densitas

Terdapat dua jenis porositas berdasarkan keefektifitasannya, yaitu porositas efektif dan porositas total. Porositas total adalah perbandingan antara ruang kosong yang tidak terisi oleh benda padat dengan volume batuan secara keseluruhan, sedangkan porositas efektif adalah porositas yang dapat dilalui oleh fluida bebas (Zain, 2011).

Tabel 2.1 Pengelompokan besar porositas (Koesoemadinata, 1980).

Keterangan	Presentase
Diabaikan	0-5%
Buruk	5-10%
Cukup Baik	10-15%
Baik	15-20%
Sangat Baik	20-25%
Istimewa	>25%

Untuk memulihkan minyak dan gas dari reservoir, hidrokarbon harus mengalir beberapa ratus kaki melalui saluran pori di batu sebelum mencapai lubang sumur produksi. Jika minyak bumi menempati ruang kosong yang tidak terhubung, maka minyak tidak dapat diproduksi. Oleh karena itu, porositas efektif adalah nilai yang digunakan dalam semua perhitungan teknik reservoir (Tiab & Donaldson, 2004).

2.5.3 Water Saturation (Sw)

Saturasi air (Sw) merupakan ruang pori yang dimiliki suatu batuan yang kemudian terisi oleh air. Saturasi air dapat digambarkan sebagai volume pori yang terisi fluida, jika fluida pengisi pori tersebut adalah hidrokarbon maka dapat disebut saturasi hidrokarbon (Sh). Hubungan saturasi air dan saturasi hidrokarbon adalah $1 - Sw$. Untuk menghitung nilai saturasi air sendiri terdapat beberapa metode yang digunakan sesuai dengan kondisi tertentu (Harsono, 1997).

$$Sw = \frac{\text{air yang mengisi pori}}{\text{total ruang pori pada batuan}} \quad (2.6)$$

Ada beberapa metode yang biasa digunakan untuk menentukan nilai saturasi air, persamaan yang umum digunakan adalah persamaan Archie (Asquith & Krygowski, 2004). Persamaan Archie digunakan untuk mengestimasi saturasi air pada batuan konduktif dan bekerja dengan baik untuk batupasir klastik dan batuan karbonat.

$$Sw = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{R_t \times \Phi^m}} \quad (2.7)$$

Adapun Persamaan Indonesia digunakan untuk mengestimasi saturasi air pada batuan dengan mempertimbangkan kandungan *shale volume*.

$$Sw = \left\{ \frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\left(\frac{V_{sh}^{(1-0.5V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \sqrt{\frac{\Phi_e^m}{a \times R_w}}} \right\}^{2/n} \quad (2.8)$$

2.5.4 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk meloloskan cairan. Ini terkait dengan porositas tetapi tidak selalu bergantung padanya. Permeabilitas dikendalikan oleh ukuran saluran penghubung (pore throats atau kapiler) di antara pori-pori. Ini diukur dalam Darcys atau millidarcys (mD) dan diwakili oleh simbol k . Kemampuan sebuah batuan untuk mengirimkan satu fluida, ketika ia benar-benar jenuh dengan fluida tersebut, disebut permeabilitas absolut. Permeabilitas efektif mengacu pada kemampuan batuan untuk mengirimkan satu fluida di hadapan fluida lain ketika dua fluida tidak bercampur (Asquith & Krygowski, 2004).

Sekitar 150 tahun yang lalu Darcy melakukan eksperimen sederhana pada bungkusan pasir, dan karenanya mengembangkan formula empiris yang tetap menjadi formula permeabilitas utama yang digunakan dalam industri minyak saat ini. Persamaan Darcy dapat dinyatakan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$Q = \frac{k \times A (P_i - P_o)}{\mu \times L} \quad (2.9)$$

Dimana,

Q = flow rate (cm^3/s atau m^3/s)

P_o = tekanan fluida yang keluar (dynes/cm^2 atau Pa)

P_i = tekanan fluida yang masuk (dynes/cm^2 atau Pa)

μ = viskositas dinamis dari fluida (poise atau Pa.s)

L = Panjang tabung (cm atau m)

K = permeabilitas dari sampel (darcy atau m²)

A = area dari sampel (cm² atau m²)

Permeabilitas sendiri sangat bergantung pada ukuran butir, apabila suatu batuan memiliki ukuran butir besar dengan pori besar maka nilai permeabilitasnya akan tinggi, sedangkan jika ukuran butir kecil dan pori kecil maka nilai permeabilitasnya akan rendah (Anugrah, 2015).

Tabel 2.2 Klasifikasi Permeabilitas Reservoir (Glover, 2000)

Permeabilitas (mD)	Klasifikasi
<10	Cukup
10-100	Tinggi
100-1000	Sangat Tinggi
>1000	Istimewa

2.6 Hydraulic Flow Units

Hydraulic Flow Units (HFU) didefinisikan sebagai unit volume batuan yang anggotanya memiliki sifat aliran yang relatif serupa, namun berbeda dari sifat-sifat unit lainnya. Konsep HFU berbeda dari litofasies karena bertujuan untuk mengelompokkan jalur fluida yang serupa di dalam reservoir, bukan berdasarkan distribusi litologi (Ebanks Jr., 1987). HFU dapat ditentukan dengan memanfaatkan *Rock Quality Index* (RQI), *void ratio*, dan *Flow Zone Indicator* (FZI), yang juga berkaitan dengan rata-rata radius hidraulik. RQI didefinisikan sebagai rasio permeabilitas terhadap porositas:

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \quad (2.10)$$

Void ratio atau normalized porosity (Φ_z) dapat didefinisikan sebagai:

$$\Phi_z = \frac{\Phi}{1 - \Phi} \quad (2.11)$$

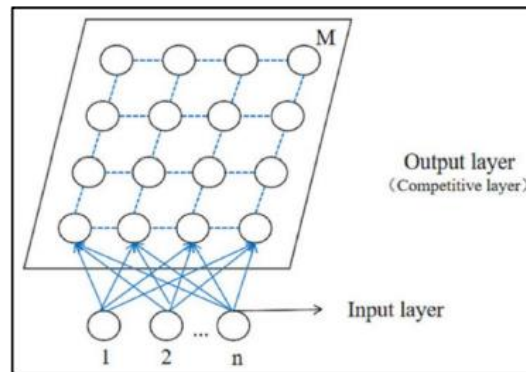
Dengan mengesampingkan parameter pengukuran mikroskopis dan mengelompokkan parameter Carmen-Kozeny, sebuah variabel yang disebut *Flow Zone Indicator* dapat diperkenalkan, yang merupakan fungsi dari *Reservoir Quality Index* dan *Normalized Porosity*:

$$FZI = \frac{RQI}{\Phi_z} \quad (2.12)$$

2.7 Self Organizing Map

Self Organizing Map (SOM) merupakan metode *self-clustering* berbasis *neural network* yang beroperasi secara *unsupervised* untuk menghasilkan representasi data masukan dalam dimensi yang lebih rendah. SOM bekerja dengan mengenali pola-pola dalam kumpulan data masukan yang belum diberi label atau diklasifikasi, sehingga dikategorikan sebagai pembelajaran tanpa pengawasan (*unsupervised learning*). Struktur SOM terdiri atas dua lapisan, yakni lapisan masukan (input layer) dan lapisan keluaran (output layer). Setiap neuron pada lapisan keluaran (competitive layer), yang disebut node m, terhubung melalui bobot dengan setiap neuron pada lapisan masukan, yaitu node n. Neuron-neuron pada lapisan keluaran merepresentasikan neuron-neuron dari lapisan masukan melalui sebuah “peta” dengan berbagai

bentuk topologi dua dimensi, seperti susunan linier, persegi panjang, heksagonal, dan bola (Wang et al., 2022).



Gambar 2.15 Topologi *Rectangular Self Organizing Map* (Wang et al., 2022)

2.8 Kalkulasi Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon secara umum dapat dilakukan dengan 4 metode diantaranya adalah dengan metode volumetrik, metode *balance*, *decline curve* serta monte carlo (Zen & Abadi, 2016). Besar cadangan hidrokarbon yang terdapat dalam suatu formasi merupakan hal yang penting dalam mempertimbangkan aspek keekonomisan yang akan dikembangkan selanjutnya. Jumlah cadangan hidrokarbon dapat ditentukan melalui metode volumetrik, dimana metode volumetrik merupakan metode awal pada tahap pengembangan dan juga pada produksi awal (Worthington, 2005).

Dalam menentukan jumlah cadangan hidrokarbon, parameter petrofisika yang digunakan adalah hasil dari porositas batuan (Φ), saturasi air (S_w) di zona net pay, ketebalan reservoir rata-rata (h) serta faktor volume saturasi gas (B_{gi}). Sedangkan nilai dari luas area (A) di dapat setelah dilakukannya interpretasi seismik. Adapun persamaan ataupun rumus untuk menghitung cadangan migas di reservoir dengan menggunakan metode volumetrik yaitu :

$$OGIP = \frac{43560 \times A \times h \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{gi}} \quad (2.13)$$

Dimana,

A = Luas area reservoir (acre)

h = ketebalan reservoir (feet)

Φ = porositas efektif batuan (%)

S_w = Saturasi air (%)

B_{gi} = Gas formation volume factor (ft³/scf)

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3 METODOLOGI

3.1 Alat dan Bahan

3.1.1 Perangkat Lunak

Perangkat lunak yang digunakan dalam pengerjaan penelitian tugas akhir ini adalah Geoactive Interactive Petrophysics untuk analisis dan pengolahan data sumur serta *rock typing*, dan Ms. Excel untuk inventarisasi serta analisis data.

3.1.2 Data Penelitian

Beberapa data yang digunakan penulis dalam pengerjaan penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

Tabel 3.1 Data Penelitian

Data Wireline Log	Data Inti Batuan (<i>Core</i>) serta Analisis <i>Core</i>	Data Reservoir
Log Gamma Ray (GR)	Routine Core Analysis (RCAL)	Gross Rock Volume (GRV)
Log Resistivity (LLD & MSFL)	Data X-Ray Diffraction (XRD)	Gas Formation Volume Factor (Bg)
Log Densitas (RHOB)	Thin Section Petrography	
Log Neutron (NPHI)	Scanning Electron Microscopy (SEM)	
Log Sonic (DT)		
Log Caliper (CAL)		

3.2 Tahapan Penelitian

3.2.1 Studi Literatur

Pada tahapan studi literatur, dilakukan riset serta pengumpulan informasi dari penelitian sebelumnya, seperti geologi regional daerah penelitian, penelitian mengenai reservoir *low resistivity* akibat kandungan *heavy mineral*, pengaplikasian *resistivity correction factor*, identifikasi *rock type* menggunakan metode *hydraulic flow unit*, serta perhitungan *initial gas in place*.

3.2.2 Data Preparation

Berdasarkan kebutuhan data penelitian pada **Tabel 3.1**, dilakukan preparasi dan pengumpulan data sesuai dengan fungsi pengaplikasian masing-masing serta pengecekan kelengkapan dan kualitas data agar mempermudah pengerjaan penelitian tugas akhir ini. Data tersebut dijabarkan sebagai berikut:

- a. Data Wireline Log

Tabel 3.2 Tabulasi Data Wireline Log

Well	CALI	GR	Bit Size (BS)	SP	Resistivity				RHOB	NPHI	DT	DRHO	PEF
					LLD	LLM	LLS	MSFL					
JM-1	v	v	v	v	v	v	v		v	v	v	v	v

JM-3	v	v	v	v	v		v	v	v	v	v	v	v
JM-5	v	v	v	v	v	v		v	v	v	v	v	v
JM-6	v	v	v	v	v		v	v	v	v		v	v
JM-7	v	v	v	v	v		v	v	v	v	v	v	v
JM-8	v	v	v	v	v		v	v	v	v		v	v
JM-9	v	v	v	v	v	v		v	v	v	v	v	v
JM-10	v	v		v	v	v	v		v	v	v	v	v

b. Data Batuan Inti (*Core*) serta Analisis *Core*

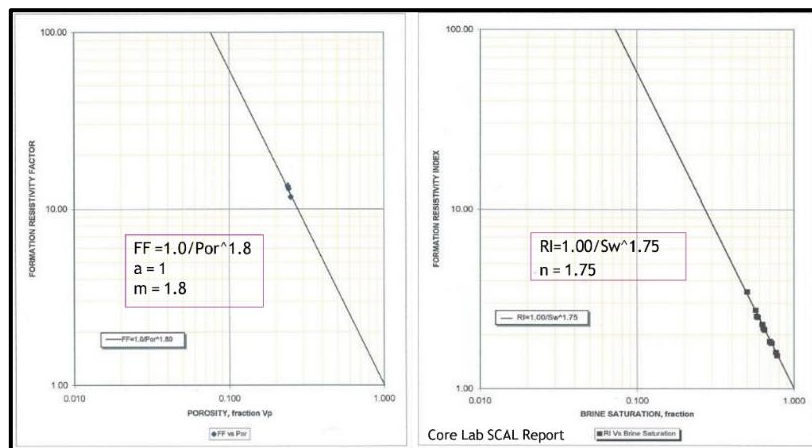
Data *core* merupakan hasil analisis sampel batuan di laboratorium. *Routine Core Analysis* (RCAL) memuat parameter porositas serta permeabilitas yang digunakan untuk validasi hasil analisis petrofisika serta sebagai data utama identifikasi *rock type* (**Tabel 3.4**). Data analisis *core* (**Tabel 3.3**) yang memuat 19 sampel *Sidewall Core* berisi data *Thin Section Petrography*, *Scanning Electron Microscopy* (SEM), serta *X-Ray Diffraction* (XRD) digunakan untuk validasi hasil *rock type* serta kalibrasi XRD *clay core* (khusus untuk *shale volume*). Adapun hasil uji *formation resistivity factor* dan *formation resistivity index* (**Gambar 3.1**) yang memuat faktor archie ($a = 1$, $m = 1.8$, $n = 1.75$) serta data salinitas air formasi (20 Kppm) digunakan untuk input parameter pengolahan petrofisika.

Tabel 3.3 Ketersediaan Data Analisis *Core* pada Sumur JM-7

No.	Sidewall Core (SWC) No.	Depth (M)	Analyses		
			Thin Section Petrography	SEM	XRD
1	1	701.0	v	v	v
2	2	702.0	v		v
3	3	705.0	v	v	v
4	5	780.0	v	v	v
5	6	834.0	v	v	v
6	7	836.0	v	v	v
7	10	838.5	v	v	v
8	29	838.5	v	v	v
9	8	856.0	v	v	v
10	16	860.5	v	v	v
11	14	870.0	v	v	v
12	30	870.0	v		v
13	9	919.0	v	v	v
14	24	921.0	v	v	v
15	17	926.0	v	v	v
16	18	940.0	v	v	v
17	21	955.0	v	v	v
18	19	966.0	v	v	v
19	20	973.0	v	v	v
Total			19	17	19

Tabel 3.4 Tabulasi Data *Routine Core Analysis* (RCAL) pada Sumur JM-7

Sample No.	Depth (M)	Measurement at Ambient Condition (800 psig)	
		Φ (%)	K (mD)
1	701.0	22.5	21.6
5	780.0	12.9	0.014
6	834.0	17.9	0.132
7	836.0	15.8	0.536
29	838.5	12.9	<0.01
8	856.0	17.8	0.53
16	860.5	10	0.03
9	919.0	14.7	0.916
24	921.0	20	17.8
17	926.0	17.6	0.873
21	955.0	10.6	0.028
19	966.0	9	<0.01
20	973.0	9.3	0.032



Gambar 3.1 Grafik formation resistivity factor dan index yang memuat nilai faktor archie (a, m, n) dari SCAL report

c. Data Reservoir

Data reservoir merupakan salah satu input parameter dalam perhitungan cadangan hidrokarbon. Data-data yang dibutuhkan antara lain merupakan *Gross Rock Volume* (GRV) yang terdiri atas luas area dan ketebalan *net pay* serta *Gas Formation Volume Factor* (Bgi).

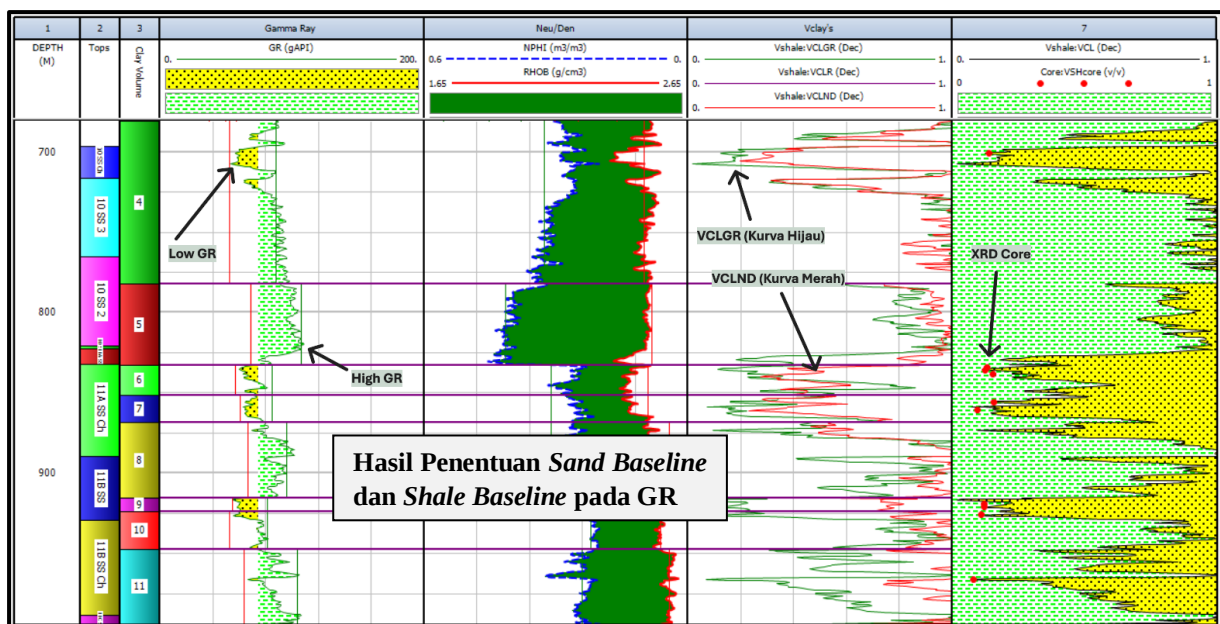
Tabel 3.5 Data Reservoir

Zone	Crestal Depth (m)	GOC (m)	OWC (m)	Area (acre)	Bgi Factor (ft ³ /scf)
10SS	300	440	450	3459.48	0.0168
11A-SS	475	550	560	3953.69	
11B-SS	540	632	642	2471.05	

3.2.3 Shale Volume dan Interpretasi Litologi

Tahap pertama pengolahan data dilakukan dengan pembuatan *log plot triple combo* dan penentuan zona *interest* awal serta interpretasi litologi secara kualitatif. Data yang digunakan antara lain log Gamma Ray, log Resistivitas, serta log *Density-Neutron*. Perhitungan *shale volume* dilakukan dengan memanfaatkan dua indikator, yaitu *single clay indicator* menggunakan log Gamma Ray yang menghasilkan kurva volume shale GR (VCLGR) dan *double clay indicator* melalui *crossplot* antara log Density dan log Neutron yang menghasilkan kurva volume shale ND (VCLND). Kedua kurva tersebut dikombinasikan menggunakan dua metode, yaitu metode *average* serta *minimum*, untuk menghasilkan kurva *shale volume* akhir yang dimana hasil kurva VCL akan dikalibrasi dengan data XRD *clay core* sebagai bentuk validasi pengolahan.

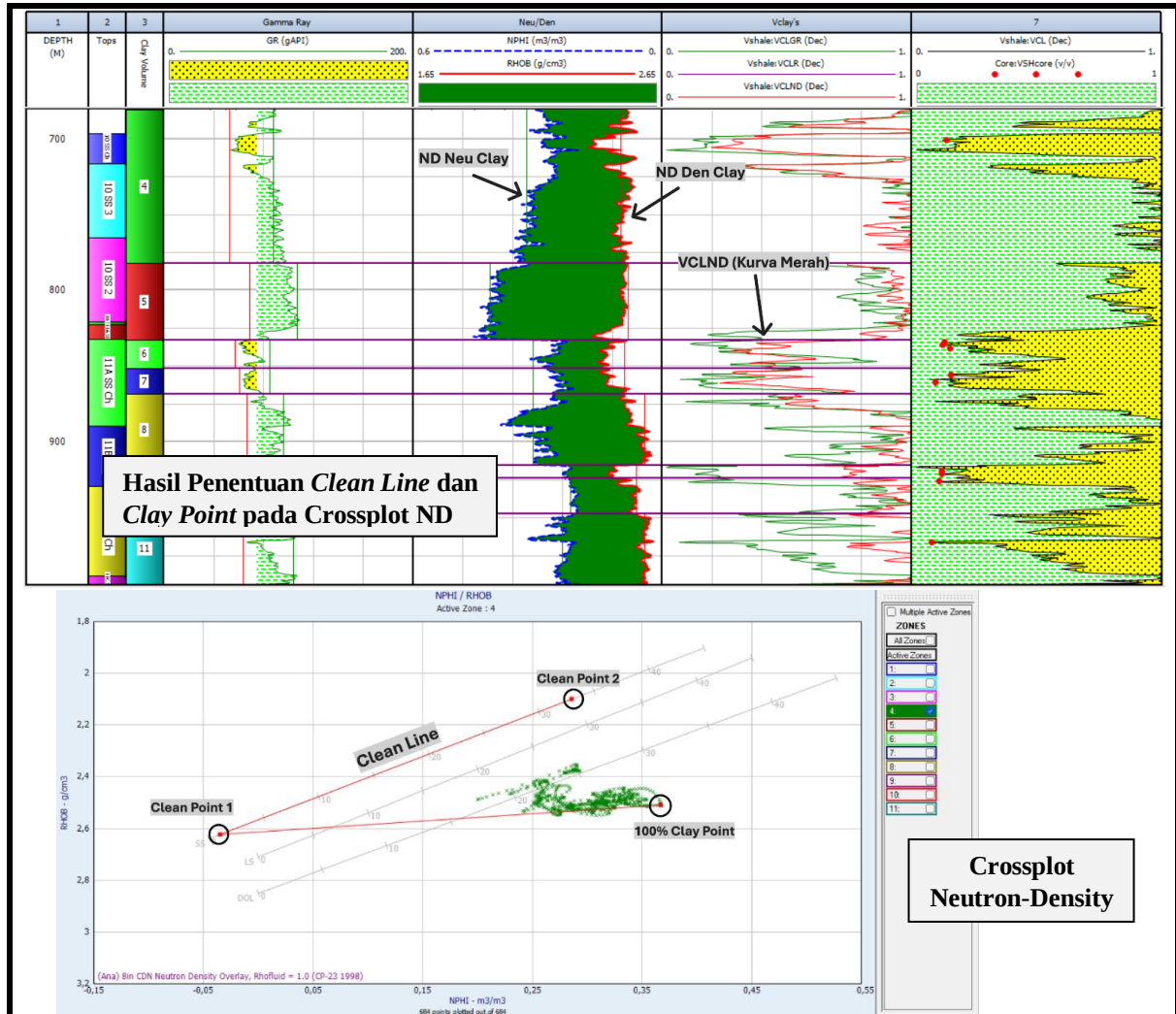
Log Gamma Ray mengukur tingkat kandungan radioaktif pada batuan (Thorium (Th), Uranium (U), dan Potassium (K)) sehingga interval zona *shale*, yang kaya akan unsur-unsur radioaktif tersebut, akan menunjukkan GR dengan nilai yang tinggi sedangkan interval zona *sand* akan menunjukkan GR dengan nilai yang rendah. Berdasarkan perhitungan *shale volume* menggunakan Indeks Gamma Ray (IGR) dengan pendekatan linear (**Persamaan 2.4**), dibutuhkan parameter GR, GR minimum, serta GR maksimum sehingga dilakukan penentuan *sand baseline* serta *shale baseline* pada log Gamma Ray untuk menetapkan nilai Gamma Ray (GR) minimum serta maksimum. *Sand baseline* merupakan titik 100% *clean sand* (GR minimum) sedangkan *shale baseline* merupakan titik 100% *clay* (GR maksimum). Penentuan *sand baseline* serta *shale baseline* secara interaktif akan mempengaruhi kurva volume shale GR (VCLGR) dan interpretasi litologi, sebagaimana tertera pada **Gambar 3.2**.



Gambar 3.2 Perhitungan *Shale Volume* dari Log Gamma Ray (VCLGR) menggunakan pendekatan Linear dan dikalibrasi dengan data XRD Core

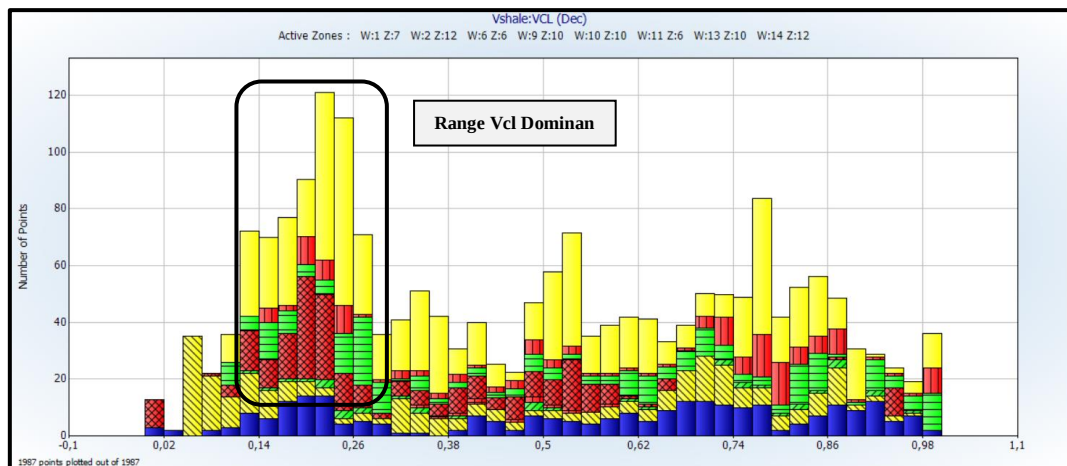
Perhitungan volume shale Neutron-Density (VCLND) menggunakan pendekatan *double clay indicator* melibatkan log density (RHOB) dan log neutron (NPHI) untuk menentukan *clean line* serta *clay point*. Interval zona *shale* akan menunjukkan hasil pembacaan yang tinggi pada log neutron dan log density dikarenakan tingginya *hydrogen index* (HI) serta densitas pada *clay-bound water*, menyebabkan adanya *overestimation* pada porositas (*shale effect*), sedangkan

interval zona *sand* akan menunjukkan hasil pembacaan yang rendah pada log neutron dan density, dikarenakan rendahnya *hydrogen index* (HI) dan densitas pada *hydrocarbon* (terutama gas), menghasilkan adanya *crossover* pada log neutron-density (*hydrocarbon effect*). Hasil kurva VCLND akan terkalkulasi sebagai jarak akumulasi zona persebaran data yang berada diantara *clean line* dengan *clay point* pada crossplot neutron-density (**Gambar 3.3**).



Gambar 3.3 Perhitungan *Shale Volume* dari Log Neutron dan Density (VCLND) menggunakan hasil Crossplot ND untuk penentuan *Clean Line* dan *Clay Point*

Metode perhitungan kurva VCL secara minimum digunakan karena kondisi geologi formasi yang kompleks (*shaly sand* dengan kandungan *heavy mineral* yang tinggi) dan hasil tersebut disesuaikan dengan data XRD *clay core* untuk mendapatkan hasil kurva VCL yang mendekati kondisi sebenarnya. Dengan adanya data XRD *clay core* hanya pada Sumur JM-7, salah satu *quality control* (QC) terhadap hasil kurva VCL pada sumur-sumur yang tidak memiliki data *core* adalah melalui analisis histogram VCL (**Gambar 3.4**).



3.2.4 Resistivity Correction

Tahapan *Resistivity Correction* dimulai dengan penentuan interval zona reservoir utama dengan kandungan *heavy mineral* yang tinggi. Interval reservoir yang mengandung mineral konduktif dapat diidentifikasi melalui data *petrography* sumur JM-7 yang dapat dilihat pada **Gambar 3.5**. Data *petrography* tersebut menyajikan deskripsi geologi formasi pada interval 701-973m yang merupakan zona 10SS, 11A-SS, serta 11B-SS sesuai dengan data marker yang disediakan. Komponen *heavy mineral* (%) yang digunakan dalam perhitungan *resistivity correction factor* merupakan rata-rata dari jumlah kandungan *pyrite* ditambah dengan *siderite* dengan asumsi persebaran mineral tersebut merata sepanjang tiap zona.

Sidewall Core Samples

TABLE 2
PETROGRAPHIC DATA SUMMARY (VOLUME %)

Sample No.	Depth (m)	Lithology	Classification (Folk, 1974)	Grain Size (phi)	TEXTURE					GRAINS %										MATRIX		CEMENTS/REPLACEMENTS %										VISIBLE POROSITY %					
					Sorting	Structure	Roundness	Grain Contacts	Quartz	K-feldspar	Plagioclase	Lithic Fragments					Heavy minerals	Glaucony	Biotite	Organic material	Other grains	Dispersed clay	Laminar clay	Pyrite	Overgrowths	Calcite	Dolomite	Silica	Kaolinite	Saponite	Chlorite	Glaucous	Barite	Grain-coating clays	Integrular	Secondary	Integrular
												Chert	Stale	Metacrystalline	Schistose	Volcanic																					
1	701.0	sd sst	felds lith	fine sand	mod-good	mass	ang-stored	pn-pl, sst	33.6	0.8	4.4	3.6	1.6	2.4	1.2	0.8	Tr	0.8	Tr	Tr	Tr	1.2	1.2	0.8	3.6			12.0	13.6	0.4			Tr	0.4	6.0	9.6	
2	702.0	drilling mud																																			
3	705.0	sd sst	subark	l fine sand	mod	mass	sta-stored	pn-pl, sst	36.0	0.4	5.6	2.4	Tr	2.4	0.8	0.8	Tr	0.4	0.8	Tr	Tr	0.4	4.8	0.8	2.8	Tr	17.2	6.8		Tr							
5	780.0	sandy shale	-	v. fine sand	poor	lam, bot	ang-stored	ms	27.6	Tr	4.4	2.4	0.4					0.4	0.4	2.0	2.8	0.8	52.8	0.8	0.4	1.6		0.4	0.8	Tr			Tr				
6	834.0	sd sst	subark	fine sand	mod	mass	sta-stored	pn-pl, sst	44.0	0.4	4.8	3.6	0.8	2.4	0.8	0.8	Tr	Tr	Tr	12.0	0.4	6.8		1.2	2.0	18.4	0.4					Tr	2.4	8.4			
7	836.0	calc sst	felds lith	fine sand	mod	lam	sta-stored	pn-pl, sst	27.6	2.4	6.0	2.8	3.2	1.6	0.8	2.0	Tr	0.4	0.8	0.8	1.2	1.6	4.8	7.6	0.4	2.8	14.4	3.2	0.8	1.2		0.4	Tr	0.8	7.2	4.8	0.4
10	838.5	shaly sst/sandy shale	felds lith	v. fine sand	poor	lam, bot	ang-stored	pn-pl, ms	31.6	0.8	3.6	4.4	1.2	0.8	0.8	0.4		Tr		1.2	2.0	1.2	42.0	1.6	Tr	5.2	2.8	0.4									
29	838.5	shaly sst/sandy shale	shale arkose	v. fine sand	poor	lam, bot	ang-stored	pn-pl, ms	27.6	0.4	5.6	2.8		2.0	0.8	0.8		Tr		1.2	2.0	1.6	45.2	1.6	0.8	4.4	2.8	0.4									
8	856.0	sd, w/ shale laminae	felds lith	v. fine sand	poor-mod	mass	ang-stored	pn-pl	29.2	0.8	8.4	8.4	2.4	0.8	1.6	0.4		Tr	Tr	Tr	2.8	1.2	0.8	15.2	1.2	2.4	1.6	1.2	0.8	1.6		0.4	0.8	7.6	6.0	0.4	
16	860.5	calc sst	felds lith	l fine sand	mod	mass	ang-stored	pn-pl	22.0	2.4	6.8	4.0	5.2	2.4	Tr	4.4	Tr	Tr	Tr	2.8	Tr	0.4	3.6	1.2	0.8	37.6	0.4	1.6	0.4			Tr	0.8	0.8	2.0	0.4	
14	870.0	shaly sst	arkose	v. fine sand	poor	lam	ang-stored	pn-pl, sst	27.2	1.2	8.8	0.8		0.4	0.8	0.8	0.4	Tr	Tr	2.0	2.0	1.2	43.6	2.0	Tr	3.6		3.6					0.8	0.8	Tr		
30	879.8	drilling mud																																			
9	919.0	sd sst	subark	fine sand	mod	lam	sta-stored	pn-pl, sst	46.0	0.8	3.2	1.6	2.0	1.6	0.8	1.2	Tr	Tr	Tr	0.4	0.4	1.2		Tr	2.8	4.8	4.8	11.6	7.2				Tr	0.8	2.8		
24	921.0	sd sst, w/ shale laminae	felds lith	fine sand	poor-mod	lam	sta-stored	pn-pl	29.6	0.8	4.4	5.6	1.2	2.8	1.6	0.8	Tr			0.8	Tr	5.2	2.8	0.4	4.0	2.8	3.6	12.8	6.8				Tr	8.0	6.0		
17	926.0	sd sst	felds lith	fine sand	mod	famly lam	ang-stored	pn-pl, sst	33.2	1.2	5.2	2.0	6.4	1.2		0.4	Tr	Tr		2.0	0.8	0.4	10.4	Tr	2.8	1.2	2.8	15.6	4.4				0.4	0.4	0.8		
18	940.0	sandy dolost	-	v. fine sand	poor	lam	ang-stored	ms	18.8	Tr	0.4	2.0		1.2				Tr		0.8	1.2	Tr		2.0			73.2	0.4									
21	956.0	sd shale	-	shly v. fine sand	poor	lam, bot	ang-stored	ms	15.6	0.4	1.6	1.2		1.6		Tr	Tr	Tr	Tr	0.8	1.2	Tr	55.2	1.2	0.4	0.8	19.2	0.8									
19	966.0	sd, calc sst	stphanite	v. fine & u. med sand	poor-mod	bimod	ang-stored	pn-pl, sst	20.8	0.8	1.6	4.0	8.4	2.4	Tr	0.8	0.4	Tr	Tr	4.8	Tr	Tr	4.0	0.4		32.4	2.4	18.8	Tr	Tr							
20	973.0	shaly sst/sandy shale	subark	v. fine sand	poor	lam, bot	ang-stored	pn-ms	36.0	0.4	3.6	2.0		0.4	Tr	Tr	Tr	Tr	0.4	2.0	1.2	39.2	1.6		0.4	3.6	8.4	0.8									

Note:

sst: sandstone
 sd: siltstone
 dol: dolomite
 calc: calcareous
 w/ with

subark: subarkose
 subark: subarkose
 l: lower
 v: very
 u: upper

mass: massive
 lam: laminated
 bot: bioturbated
 bimod: bimodal
 ang: angular

pn: point
 pl: planar
 sut: sutured
 ms: matrix-supported
 Tr: Trace

10SS

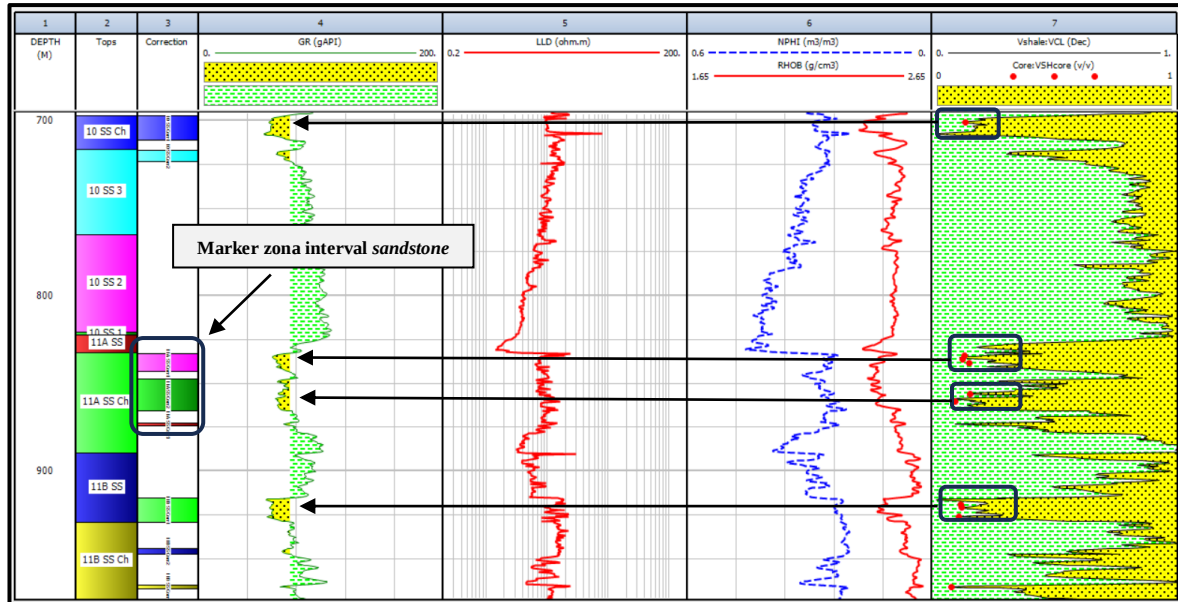
11A SS

11B SS

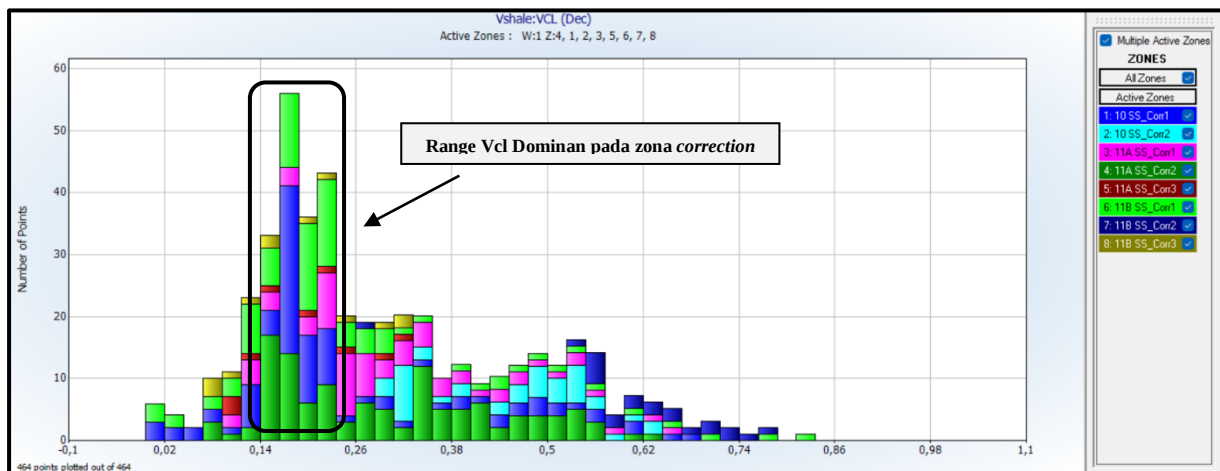
Gambar 3.5 Petrographic Data Summary pada Sumur JM-7

Mengacu pada data *petrography* yang menunjukkan distribusi *heavy mineral*, yaitu *pyrite* dan *siderite*, dengan zona 10SS mengandung 14%, zona 11A-SS mengandung 6%, serta zona 11B-SS mengandung 16%, dilakukan penentuan interval zona *sandstone* dengan

mempertimbangkan hasil *shale volume*. Hal ini disebabkan oleh asumsi bahwa persebaran *pyrite* serta *siderite* hanya berada pada interval *sand*, sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 3.6**. Untuk memastikan keakuratan kurva *shale volume* (VCL), dilakukan *quality control* (QC) melalui analisis Histogram Vcl untuk memverifikasi persebaran *shale* pada zona-zona *correction* yang telah ditentukan (**Gambar 3.7**).



Gambar 3.6 Penentuan Zona *Correction* pada interval *sandstone* sesuai dengan hasil Vcl



Gambar 3.7 Histogram *Shale Volume* pada Zona *Correction* Sumur JM-7

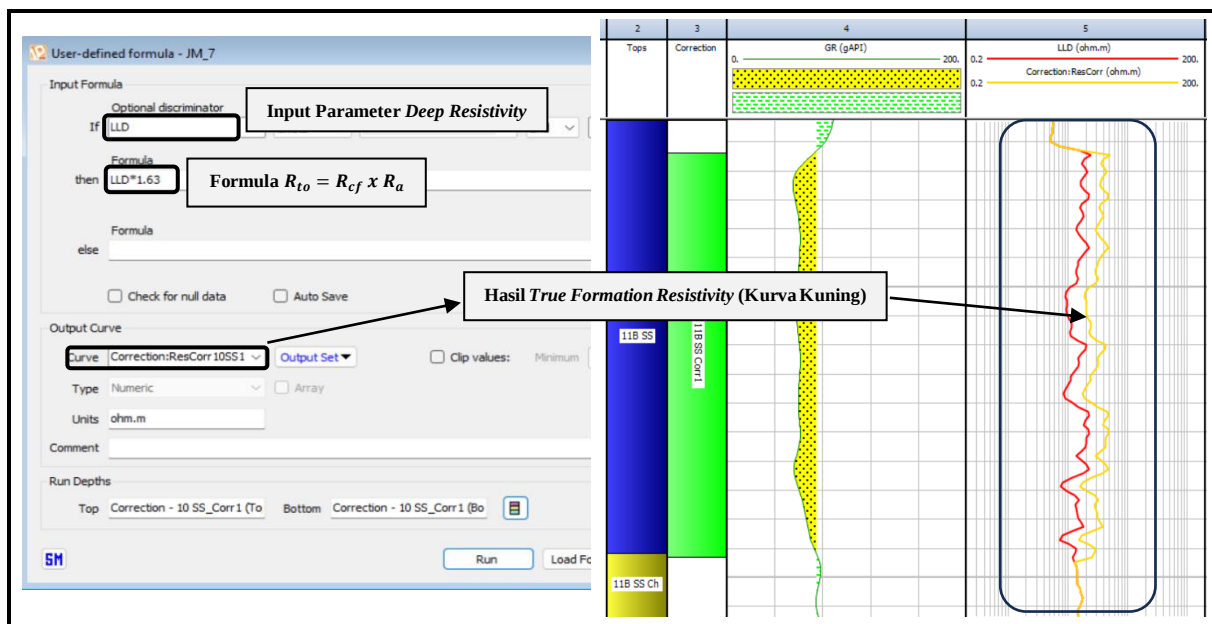
Sesuai dengan pendekatan yang telah dilakukan oleh Winardi et al. (2021), perhitungan *resistivity correction factor* (Rcf) didasarkan oleh besarnya kandungan mineral konduktif pada formasi yang dapat merusak pembacaan log resistivitas sehingga zona tersebut terindikasi sebagai *water-bearing zone*. Sesuai dengan **Tabel 3.6**, Parameter perhitungan Rcf yang dibutuhkan adalah *deep resistivity* (LLD) pada zona *correction*, asumsi *water saturation* (Sw) berdasarkan *well report*, serta kandungan *heavy mineral* rata-rata setiap zona. Lalu dilanjutkan dengan perhitungan *true formation resistivity* (Rto) menggunakan **Persamaan 3.1** dengan input parameter *resistivity correction factor* (Rcf) serta *apparent resistivity* (Ra).

$$R_{cf} = \frac{R_{to}}{R_a} \quad (3.1)$$

Tabel 3.6 Tabel Perhitungan *Resistivity Correction Factor* (Rcf)

SW	Equation	Rcf for every pyrite contents (%)															
		0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
0,2	$y = 10,03e^{-0,03x}$	1	1,07	1,14	1,22	1,30	1,39	1,49	1,59	1,70	1,81	1,93	2,07	2,21	2,36	2,52	2,69
0,3	$y = 9,81e^{-0,04x}$	1	1,07	1,15	1,24	1,33	1,43	1,54	1,66	1,78	1,91	2,05	2,21	2,37	2,55	2,74	2,94
0,4	$y = 9,24e^{-0,04x}$	1	1,07	1,15	1,23	1,32	1,42	1,52	1,63	1,75	1,88	2,01	2,16	2,32	2,48	2,66	2,86
0,5	$y = 9,10e^{-0,04x}$	1	1,07	1,15	1,24	1,33	1,43	1,54	1,66	1,78	1,91	2,05	2,21	2,37	2,55	2,74	2,94
0,6	$y = 8,92e^{-0,04x}$	1	1,09	1,18	1,28	1,39	1,51	1,64	1,78	1,93	2,09	2,27	2,46	2,68	2,90	3,15	3,42
0,7	$y = 7,38e^{-0,04x}$	1	1,09	1,19	1,29	1,41	1,54	1,68	1,83	1,99	2,17	2,36	2,58	2,81	3,06	3,33	3,63
0,8	$y = 4,96e^{-0,03x}$	1	1,07	1,14	1,21	1,29	1,38	1,47	1,57	1,67	1,78	1,90	2,02	2,16	2,30	2,45	2,61
0,9	$y = 3,24e^{-0,02x}$	1	1,04	1,07	1,11	1,15	1,20	1,24	1,29	1,33	1,38	1,43	1,49	1,54	1,60	1,66	1,72
1,0	$y = 2,83e^{-0,02x}$	1	1,04	1,09	1,14	1,19	1,25	1,30	1,36	1,42	1,49	1,55	1,62	1,70	1,77	1,85	1,93

Perhitungan *true formation resistivity* (Rto) diaplikasikan pada log resistivitas menggunakan tool “*user formula*” dengan menggunakan input log *deep resistivity* (LLD) sebagai data utama untuk proses koreksi. Sesuai dengan **Persamaan 3.1**, faktor pengali yang digunakan dalam perhitungan ini diperoleh dari hasil perhitungan *resistivity correction factor* (Rcf), dimana zona 10SS mengandung 14% menghasilkan Rcf 1,63; zona 11A-SS mengandung 6% menghasilkan Rcf 1,23; serta zona 11B-SS mengandung 16% menghasilkan Rcf 1,75.



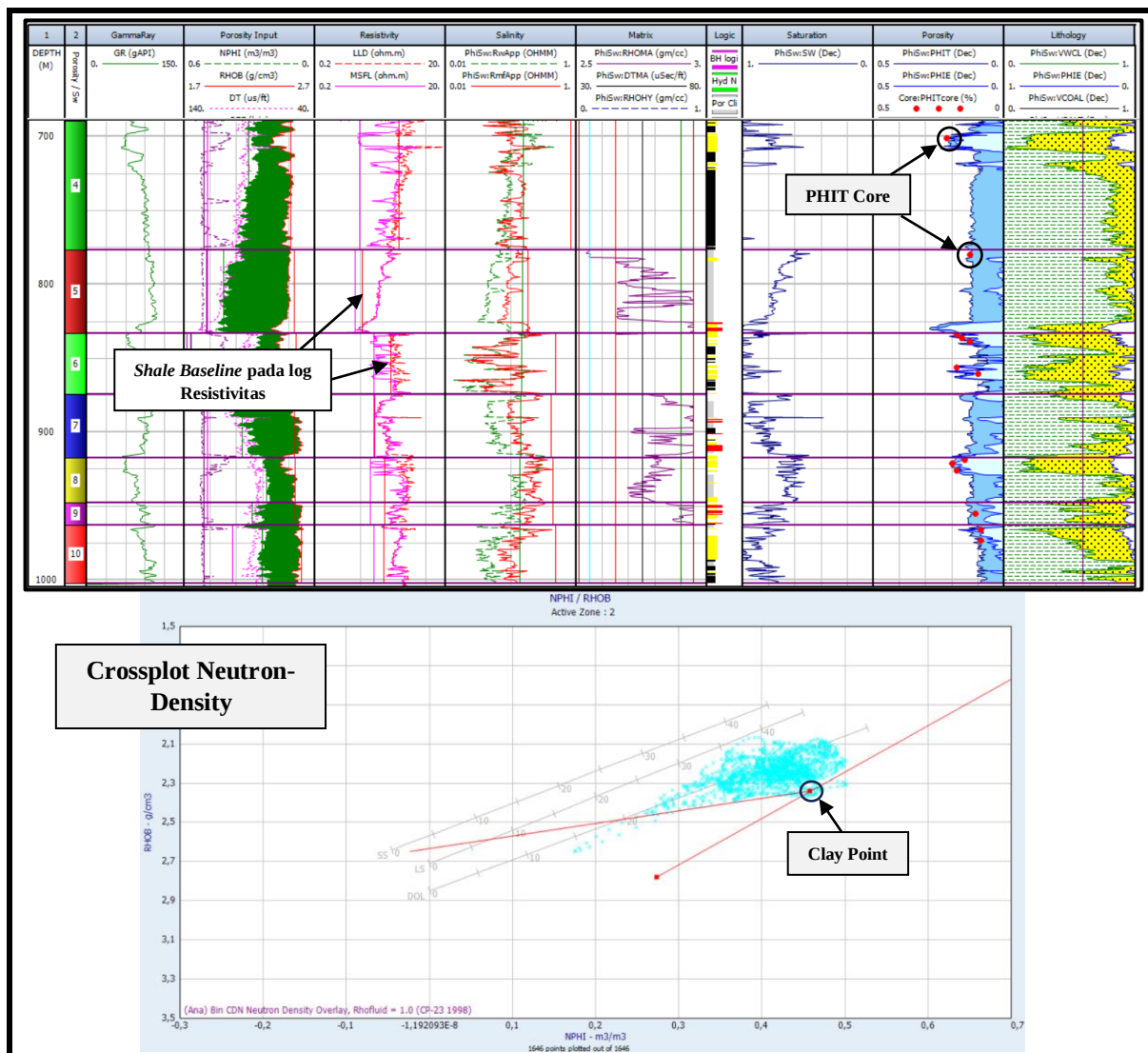
Gambar 3.8 Perhitungan *True Formation Resistivity* (Rto)

3.2.5 Porositas dan Saturasi Air

Tahap perhitungan porositas dan saturasi air bertujuan untuk menghitung porositas total, porositas efektif, serta *water saturation* yang menjadi dasar interpretasi jenis fluida serta validasi lebih lanjut terhadap interval reservoir yang sudah diidentifikasi saat perhitungan *shale volume*. Perhitungan porositas dan saturasi air menggunakan modul yang sama yaitu *porosity and water saturation module* (PhiSw) dengan input parameter log densitas (RHOB), log neutron (NPHI), log sonic (DT), kurva *shale volume*, kurva temperatur, PEF, serta log resistivitas (LLD serta MSFL). Adapun data hasil analisis core yang digunakan yaitu salinitas air formasi, data *formation resistivity factor* yang menentukan faktor archie berupa *turtuosity*

factor (a) dan cementation factor (m), serta formation resistivity index yang menghasilkan factor saturation exponent (n), sebagaimana tertera pada **Gambar 3.1**.

Kurva temperatur dan data salinitas air formasi digunakan untuk menghitung resistivitas air formasi (R_w). Resistivitas air formasi berperan penting dalam perhitungan *water saturation* baik menggunakan persamaan Archie (**Persamaan 2.7**) maupun persamaan Indonesia (**Persamaan 2.8**). Dengan mempertimbangkan kondisi geologi formasi yang merupakan reservoir *shaly sand*, model perhitungan *water saturation* yang digunakan adalah persamaan Indonesia karena pendekatan tersebut mempertimbangkan hasil *shale volume* (VCL) serta *shale resistivity* (Rsh), sedangkan model porositas yang digunakan dalam perhitungan porositas total (PHIT) serta porositas efektif (PHIE) merupakan model neutron-density dan/atau sonic.

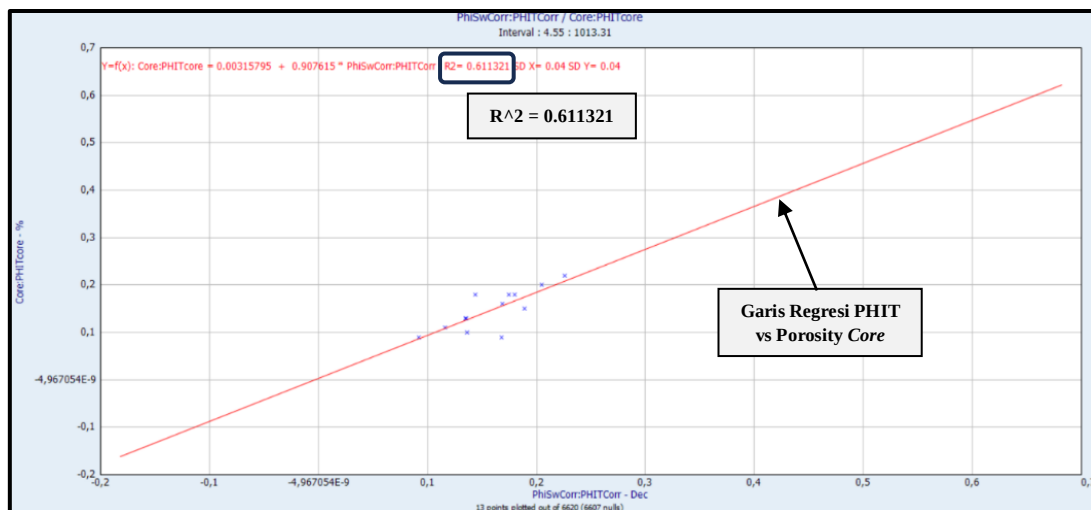


Gambar 3.9 Perhitungan PhiSw melalui Penentuan *Shale Baseline* pada Log Resistivitas serta Penentuan *Clay Point* pada Crossplot Neutron-Density

Model perhitungan *water saturation* menggunakan persamaan Indonesia mempertimbangkan nilai *shale volume* (VCL) yang sudah didapatkan dari pengolahan sebelumnya serta *shale resistivity* (Rsh) yang harus dilakukan penentuan *shale baseline* pada log resistivitas (tertera pada **Gambar 3.9**). Faktor archie yang digunakan merupakan hasil uji *formation resistivity factor* yang menghasilkan a (*turtuosity factor*) = 1 dan m (*cementation*

exponent) = 1.8 serta *formation resistivity index* yang menghasilkan *n* (*saturation exponent*) = 1.75. Dalam perhitungan resistivitas air formasi (R_w) menggunakan pendekatan Schlumberger Salinity Chartbook Gen-9, input parameter yang digunakan yaitu kurva temperature yang sudah tersedia dari data sumur serta salinitas air formasi dengan nilai 20 Kppm dari hasil *well test*.

Perhitungan porositas efektif (PHIE) serta porositas total (PHIT) menggunakan *neutron-density* memuat **Persamaan 2.5** dimana formula membutuhkan porositas-neutron serta porositas-densitas. Porositas-neutron mendapatkan nilai dari pembacaan log NPHI sedangkan porositas-densitas memanfaatkan parameter densitas matriks serta densitas fluida dalam perhitungannya. Densitas matriks yang digunakan menyesuaikan litologi reservoir, yaitu matriks *sandstone* dengan nilai 2.65 g/cc, sementara untuk densitas fluida pada interval air sebesar 1.0-1.1 g/cc serta densitas fluida pada interval reservoir gas sebesar 0.1-0.3 g/cc. Nilai porositas melalui model neutron-density didapatkan melalui penentuan *clay point* pada crossplot ND dimana zona tersebut merepresentasikan persebaran nilai neutron-density pada interval *shale*.

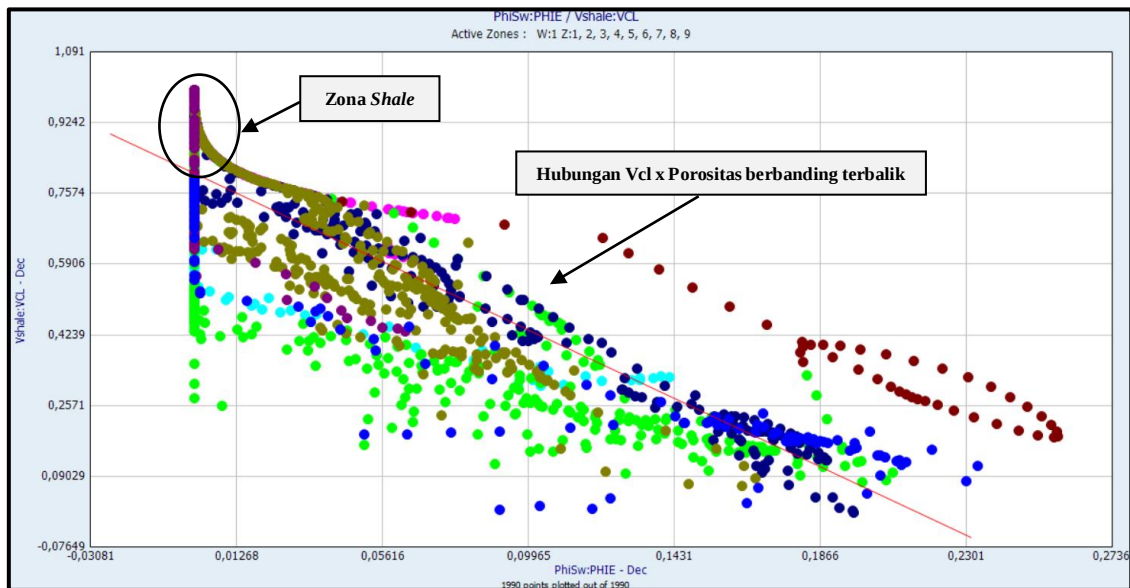


Gambar 3.10 Crossplot Hasil Porositas Total (PHIT) terhadap Porositas *Core* untuk mendapatkan Nilai Korelasi R^2

Hasil kurva porositas total (PHIT) dikalibrasikan dengan porositas *core* yang didapatkan dari *Routine Core Analysis* (RCAL) sebagai bentuk validasi pengolahan. Kalibrasi tersebut hanya dilakukan pada Sumur JM-7 karena adanya keterbatasan pada data *core*. Tertera pada **Gambar 3.10**, hasil korelasi antara PHIT dengan porositas *core* pada sumur JM-7 menghasilkan nilai R^2 sebesar 0.611321 sehingga memiliki nilai korelasi R sebesar 0.781. Garis regresi pada crossplot PHIT dan porositas *core* menggunakan persamaan $y=f(x)$ sehingga apabila nilai korelasi R mendekati 1 maka nilai yang dihasilkan antara PHIT dan porositas *core* sudah selaras dan dianggap sesuai. Namun dikarenakan nilai porositas total yang didapatkan dari sample *core* memiliki faktor-faktor eksternal yang menyebabkan hasilnya tidak 100% sesuai dengan kondisi formasi sebenarnya, maka jika trend data porositas pada crossplot sudah mendekati garis regresi, hasil kalibrasi sudah dianggap benar.

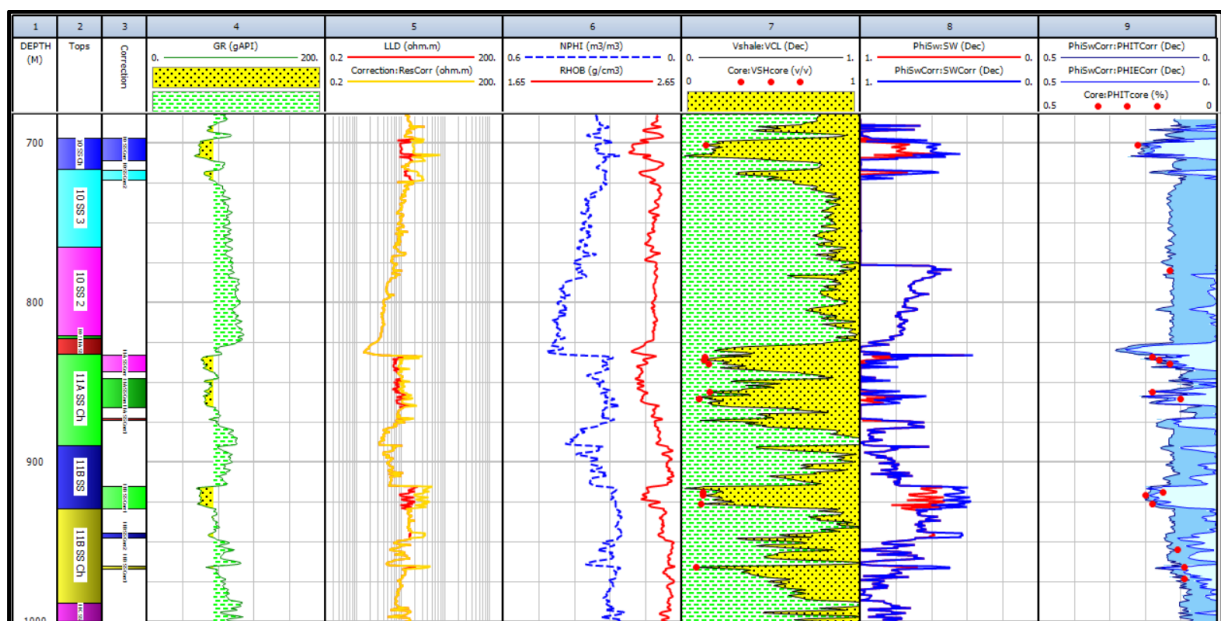
Dengan adanya data porositas *core* hanya pada sumur JM-7, validasi terhadap sumur-sumur yang tidak memiliki data *core* dilakukan dengan *quality control* antara hasil porositas efektif (PHIE) dengan *shale volume* (VCL). Jika dilihat dari pembacaan log neutron (NPHI), *shale* memiliki hasil pembacaan yang tinggi dikarenakan adanya *clay-bound water* yang memiliki *hydrogen index* (HI) yang tinggi, hal tersebut disebut sebagai *overestimation* pada porositas.

Namun realitanya, matrix dari *shale* menyumbat lubang pori dan mengikat *clay-bound water* sehingga mengurangi nilai porositas dan permeabilitas formasi. *Quality control* terhadap *uncored wells* dilakukan melalui crossplot PHIE dengan VCL untuk memastikan trend data menunjukkan hubungan terbalik, sebagaimana tertera pada **Gambar 3.11**.



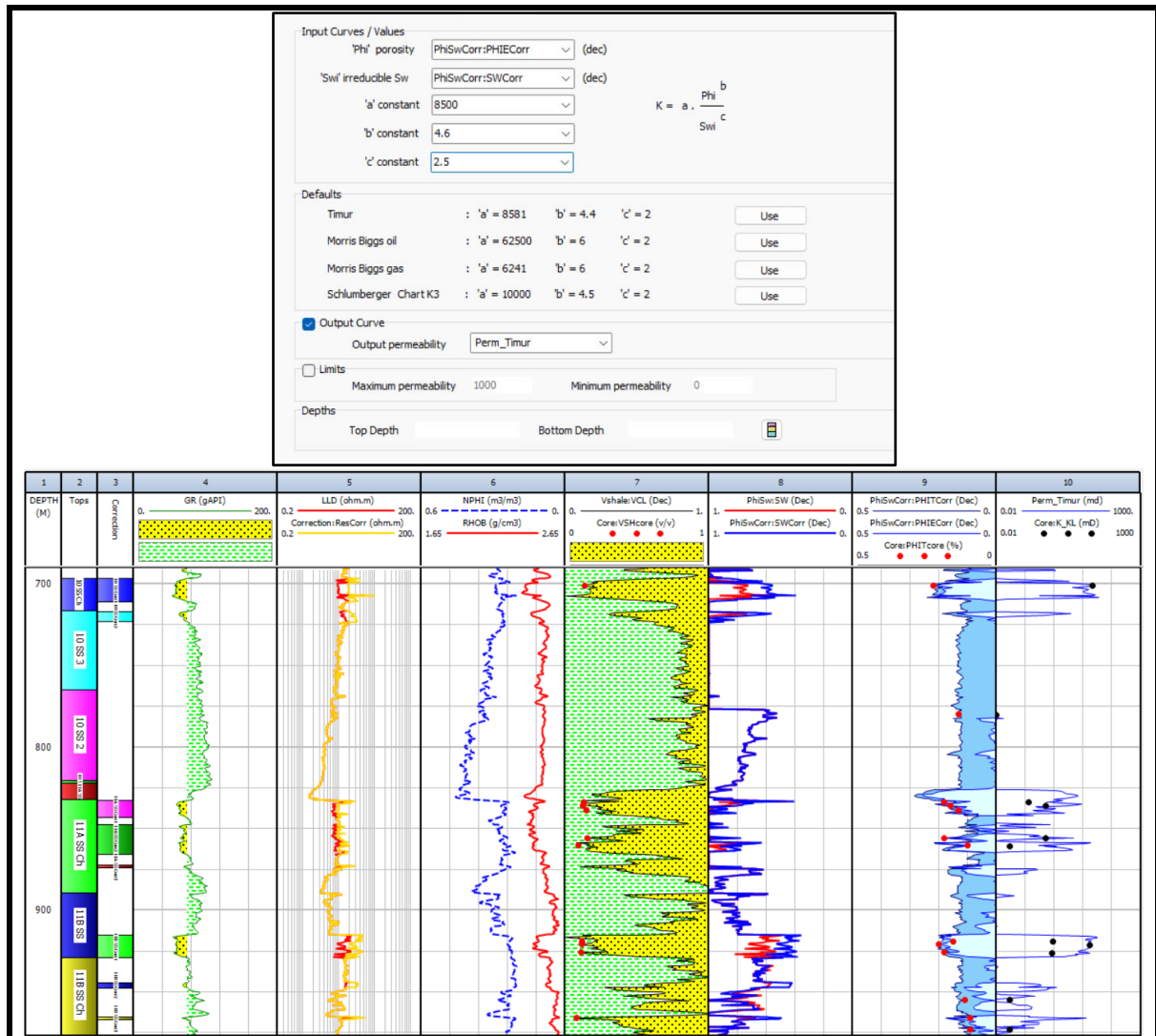
Gambar 3.11 *Quality Control* melalui Crossplot Porositas Efektif (PHIE) terhadap Shale Volume (VCL)

Model *porosity and water saturation* (PhiSw) dilakukan sebanyak dua kali pada tiap sumur dengan tujuan membandingkan hasil *water saturation* menggunakan input log *deep resistivity* (LLD) serta menggunakan hasil *resistivity correction* yaitu *true formation resistivity* (Rto). Hasil kurva porositas efektif (PHIE) serta porositas total (PHIT) akan menunjukkan hasil yang sama dikarenakan porositas tidak menggunakan input parameter kurva resistivitas. Sementara, hasil kurva *water saturation* (Sw) akan bertambah sesuai dengan faktor pengali *resistivity correction factor* (Rcf) pada zona *correction*, sebagaimana terlihat pada **Gambar 3.12**.



Gambar 3.12 Hasil Kurva *Water Saturation* menggunakan *Deep Resistivity* (LLD) serta *True Formation Resistivity* (Rto)

Kurva Permeabilitas juga dihitung pada tahap ini menggunakan *Modified Timur Equation*, dimana parameter input yang digunakan merupakan hasil kurva porositas efektif (PHIE) serta saturasi air (Sw). Adapun konstanta permeabilitas pada Persamaan Timur yaitu $a = 8581$, $b = 4.4$, serta $c = 2$. Data *core permeability* dari *Routine Core Analysis* (RCAL) digunakan untuk kalibrasi penentuan modifikasi konstanta tersebut. Hasil kalibrasi antara kurva permeabilitas dengan data *core*, didapatkan konstanta $a = 8500$, $b = 4.6$, serta $c = 2.5$ untuk hasil kurva yang mengakomodir seluruh data *core* (**Gambar 3.13**). Dengan adanya data *core permeability* hanya pada sumur JM-7, perhitungan permeabilitas pada sumur-sumur lain diselaraskan dengan menggunakan hasil konstanta yang sudah termodifikasi.

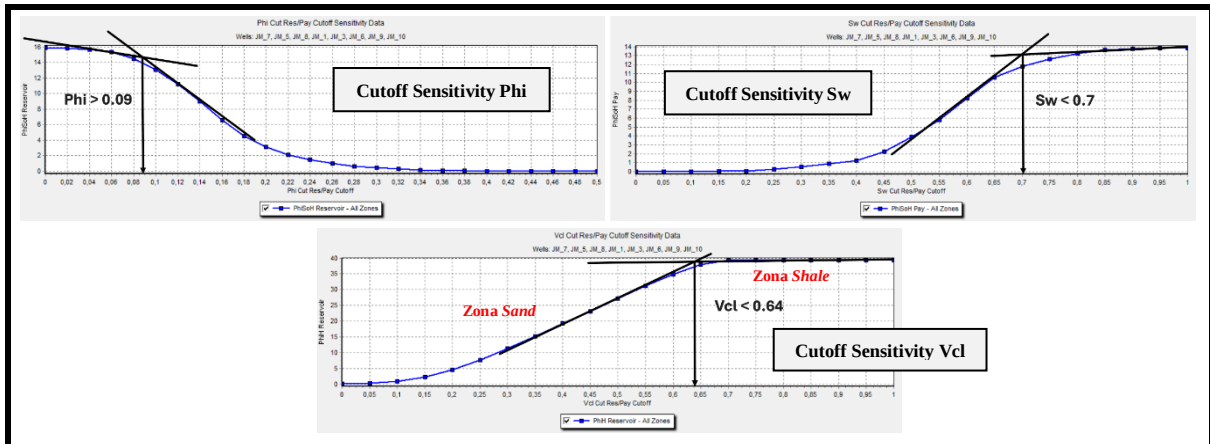


Gambar 3.13 Hasil Perhitungan Permeabilitas menggunakan Persamaan *Modified Timur Equation*

3.2.6 Cutoff and Summation

Tahapan *Cutoff and Summation* diawali dengan proses penentuan nilai *cutoff* pada parameter *shale volume*, porositas, serta *water saturation*. Penentuan *cutoff* mengaplikasikan metode *cutoff sensitivity* yang bertujuan untuk mendapatkan nilai batas parameter dalam memisahkan zona produktif dengan zona non-produktif. *Cutoff sensitivity* ditentukan melalui crossplot parameter *cutoff* terhadap kurva parameter petrofisika, yaitu $V_{cl} \times \Phi_{iH}$ Reservoir, $\Phi_{iH} \times \Phi_{iSoH}$ Reservoir, dan $S_w \times \Phi_{iSoH}$ Pay. *Cutoff* dari crossplot tersebut ditentukan

sebagai titik potong antara dua *trend* data, yaitu *trend* sensitif serta *trend* non-sensitif. Interval data yang sensitif terhadap perubahan nilai parameter merupakan zona *sand*, sedangkan interval data yang non-sensitif terhadap perubahan nilai parameter merupakan zona *shale*, sebagaimana tertera pada **Gambar 3.14**.

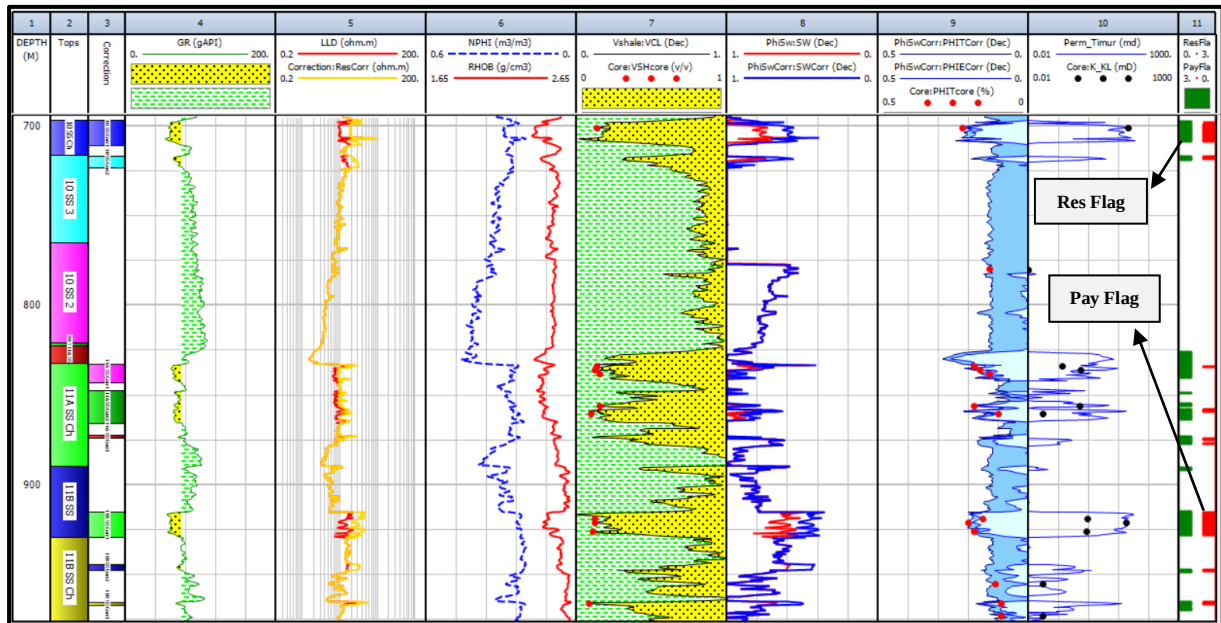


Gambar 3.14 Cutoff Sensitivity untuk Porosity, Water Saturation, serta Shale Volume Seluruh Sumur

Hasil perhitungan *cutoff sensitivity* pada porositas, saturasi air, serta volume shale (tertera pada **Tabel 3.7**) akan menghasilkan dua tahap *summary*, yaitu *reservoir summary* serta *pay summary*. *Reservoir summary* merupakan zona-zona yang lolos terhadap *cutoff shale volume* serta porositas sedangkan *pay summary* merupakan zona-zona yang lolos terhadap *cutoff shale volume*, porositas, dan saturasi air. Zona reservoir merupakan zona yang memiliki kualitas reservoir yang baik dari segi *shale volume* dan porositas, sedangkan zona *pay* merupakan interval yang telah lolos kualifikasi zona reservoir dan memiliki saturasi air dibawah nilai *cutoff* sehingga dapat dianggap interval hidrokarbon. Mengacu pada **Gambar 3.15**, interval yang lolos pada tahap *reservoir summary* ditunjukkan sebagai zona dengan flag hijau (Res Flag) sedangkan interval yang lolos pada tahap *pay summary* ditunjukkan sebagai zona dengan flag merah (Pay Flag). Tujuan dilakukannya *cutoff and summation* adalah sebagai input parameter dalam perhitungan *initial gas in place* (IGIP), dimana parameter yang dibutuhkan merupakan net, porositas, saturasi air, serta *net-to-gross* pada tahap *pay summary*.

Tabel 3.7 Nilai Cutoff yang digunakan untuk mendapatkan hasil *Petrophysical Summary*

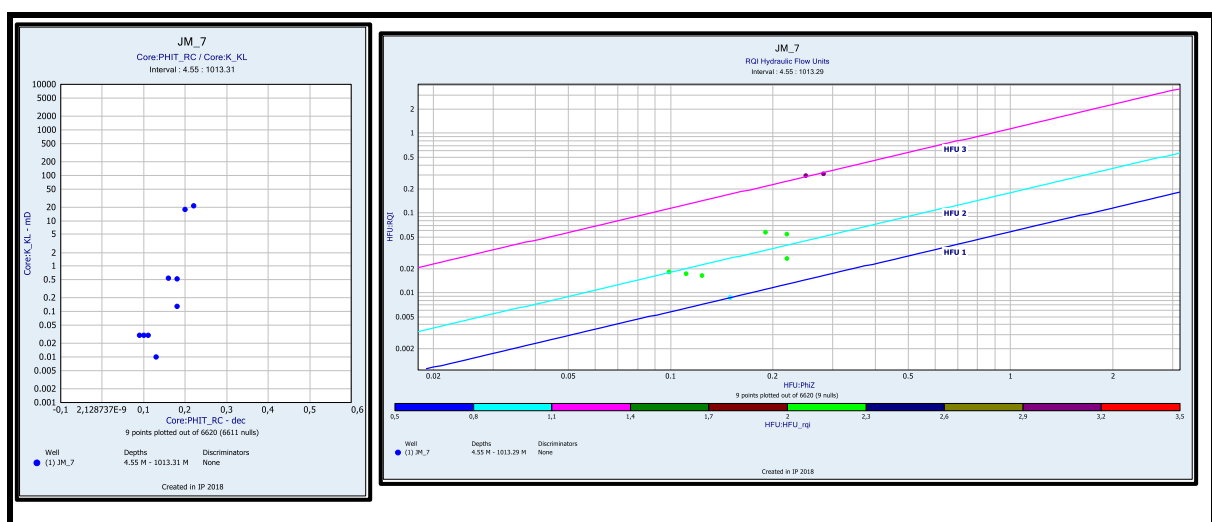
Cutoff	Shale Volume	Porosity	Water Saturation
	0.64	0.09	0.7
Summary	Reservoir		
	Pay		



Gambar 3.15 Main Plot Analisis Petrofisika dengan karakter *Res Flag* serta *Pay Flag*

3.2.7 Penentuan *Rock Type* dan Prediksi Permeabilitas

Penentuan *Rock Type* menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) bertujuan untuk mengklasifikasikan batuan menjadi beberapa klaster *rock type* dengan initial parameter klasifikasi yang digunakan adalah data *core* porositas serta permeabilitas. Metode HFU mengklasifikasikan batuan reservoir menjadi beberapa klaster sesuai dengan nilai *flow zone indicator* (FZI). Analisis hubungan *porosity core* dan *permeability core* dilakukan dengan menggunakan crossplot antara kedua data tersebut untuk melihat persebaran data serta memperkirakan jumlah klaster *rock type* yang ada. Terlihat pada **Gambar 3.16**, crossplot menunjukkan persebaran data yang minim dikarenakan adanya keterbatasan data *core* pada penelitian ini, namun, dapat diasumsikan bahwa terdapat 3 klaster *rock type* yang mengakomodasi seluruh interval *core*.



Gambar 3.16 Crossplot Porositas *Core* terhadap Permeabilitas *Core* untuk Penentuan awal Klasterisasi *Rock Type*

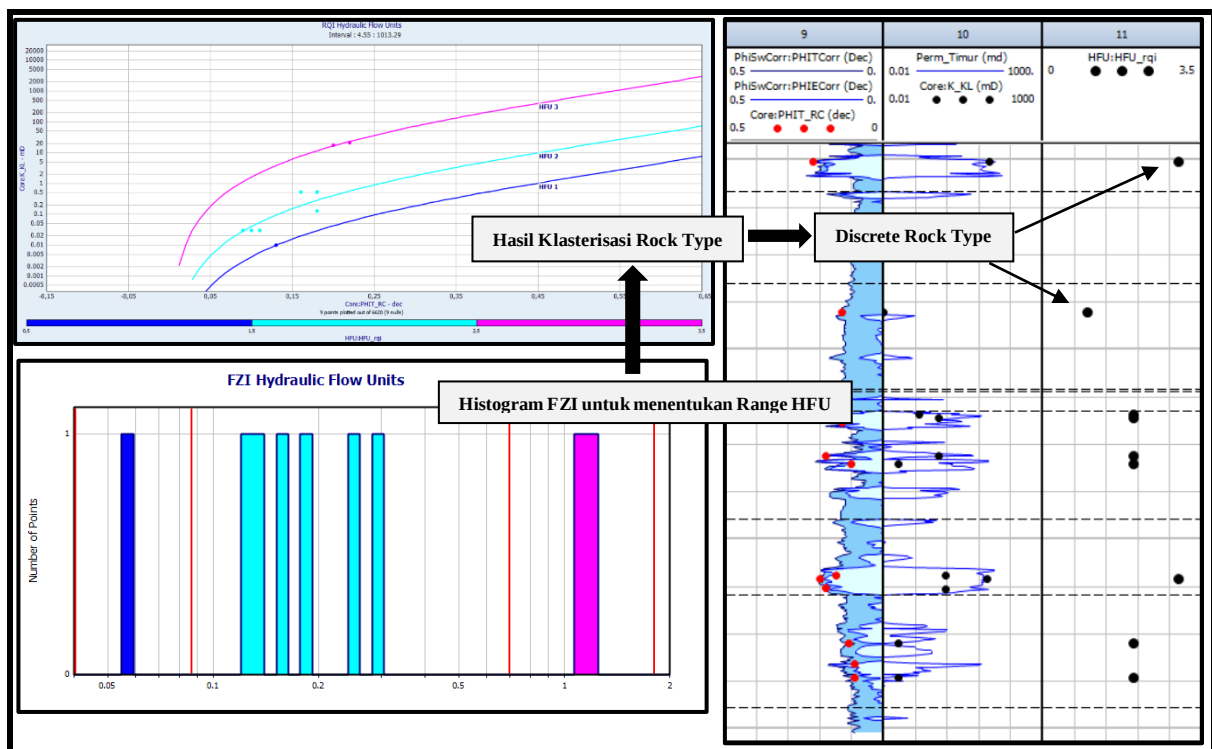
Perhitungan nilai *flow zone indicator* (FZI) yang dilakukan sesuai dengan **Persamaan 3.4** didapatkan melalui perhitungan *rock quality index* (RQI) pada **Persamaan 3.3** serta *normalized porosity* (PHIZ) pada **Persamaan 3.2** menggunakan nilai *core porosity* serta *core permeability*. Kluster *rock type* yang dihasilkan merupakan perkumpulan data yang memiliki rentang *flow zone indicator* (FZI) serupa. Hasil klusterisasi *rock type* dikontrol melalui analisis histogram FZI serta analisis crossplot *core porosity* dan *core permeability* untuk setiap garis HFU.

$$\Phi_z = \frac{\Phi}{1 - \Phi} \quad (3.2)$$

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\Phi}} \quad (3.3)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\Phi_z} \quad (3.4)$$

Klusterisasi *rock type* dapat diubah sesuai dengan range nilai *hydraulic flow units* (HFU) pada histogram FZI dan hasilnya tertera pada crossplot *core porosity* dan *core permeability* dimana setiap garis HFU merepresentasikan setiap kluster *rock type* sebagai hubungan antara porositas dan permeabilitas (**Gambar 3.17**). *Quality control* (QC) terhadap hasil klusterisasi *rock type* menggunakan histogram FZI merupakan nilai korelasi R pada setiap HFU. Dengan korelasi R pada RT-1 sebesar 1, RT-2 sebesar 0,86, serta RT-3 sebesar 0,67 sehingga dapat dikatakan hasil klusterisasi tergolong cukup baik ketika nilai korelasi R mendekati 1.



Gambar 3.17 Hasil Klusterisasi HFU berdasarkan Histogram FZI untuk Mendefinisikan *Discrete Rock Type*

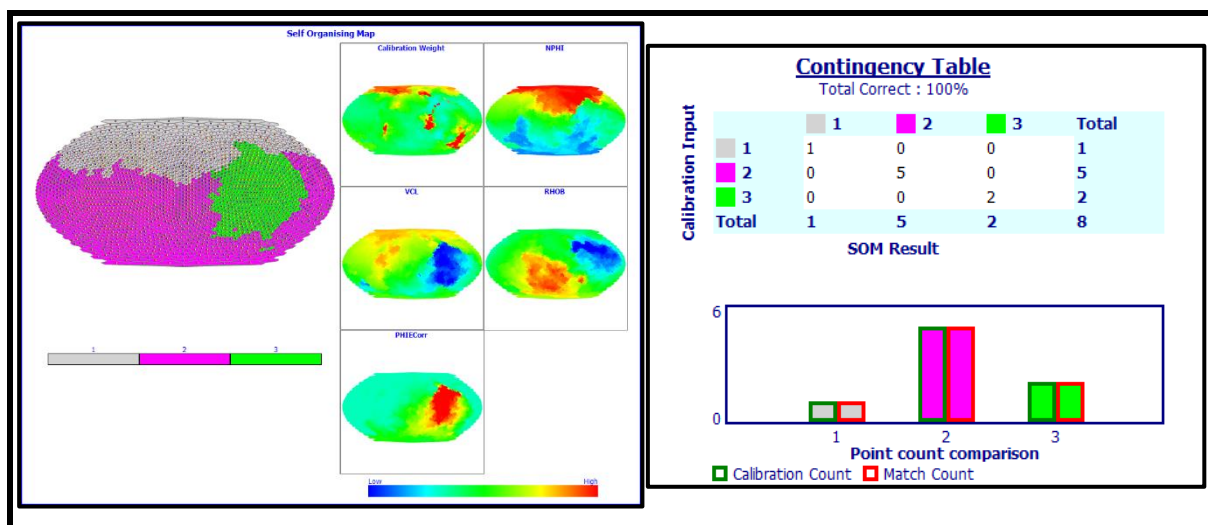
Setelah dilakukan penentuan range HFU dan telah dipastikan jumlah kluster *rock type*, persebaran setiap kluster akan didefinisikan sebagai *discrete rock type* pada log HFU. Dengan didapatkannya 3 kluster *rock type* sesuai dengan analisis setiap *hydraulic flow units* (HFU),

dihasilkan *Por-Perm Relationship Equation* dari tiap klaster sebagai hubungan antara porositas dan permeabilitas, sebagaimana tertera pada **Tabel 3.8**.

Tabel 3.8 *Por-Perm Relationship Equation*

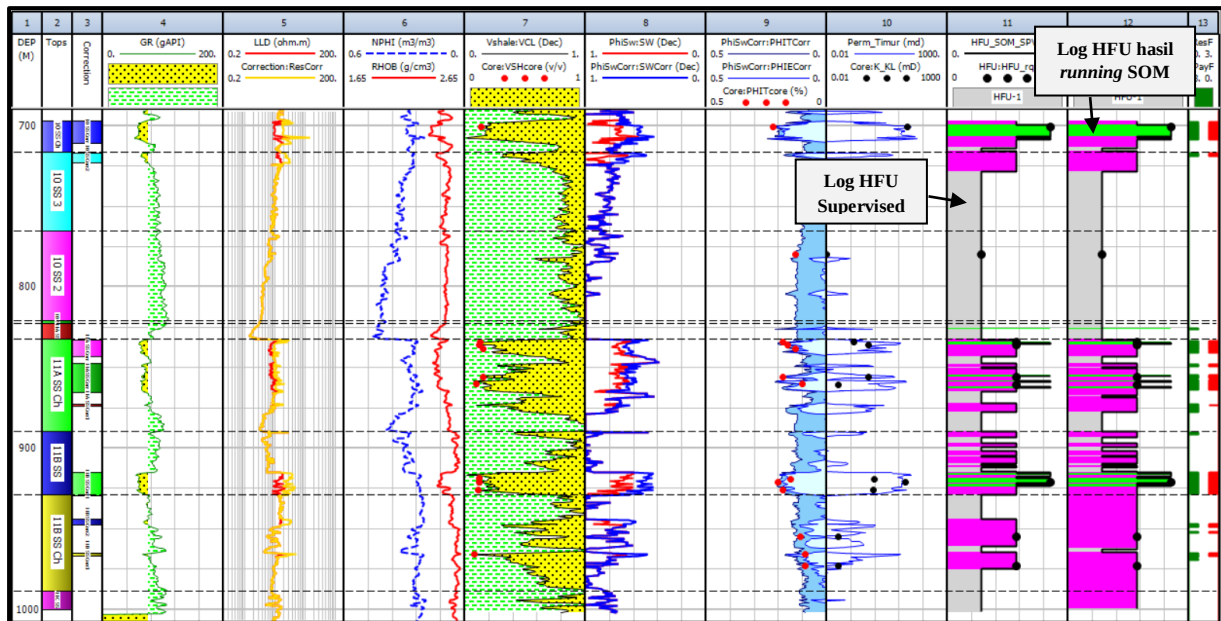
HFU	Rock Type	<i>Por-Perm Relationship Equation</i>
3	Rock Type-3	$\text{Perm} = \text{Phi}^3 * (1.143 / (0.0314 * (1.0 - \text{Phi})))^2$
2	Rock Type-2	$\text{Perm} = \text{Phi}^3 * (0.18 / (0.0314 * (1.0 - \text{Phi})))^2$
1	Rock Type-1	$\text{Perm} = \text{Phi}^3 * (0.058 / (0.0314 * (1.0 - \text{Phi})))^2$

Distribusi *rock type* pada *uncored intervals* dilakukan untuk memprediksi dan menyebarkan hasil *rock type* pada zona-zona yang tidak memiliki data *core*. Proses distribusi *rock type* menggunakan modul *self organizing map* (SOM) dengan input parameter *discrete rock type*, porositas, *shale volume*, log neutron, serta log densitas sebagai *model build*. Parameter yang digunakan sebagai *model run* merupakan porositas, *shale volume*, log neutron, serta log densitas. Modul *self organizing map* (SOM) akan mempelajari karakteristik keempat parameter petrofisika tersebut dan dikalibrasikan dengan *discrete rock type*. Lalu, dilakukan penyebaran hasil *rock type* pada *uncored intervals* berdasarkan hasil *learning* dari SOM.



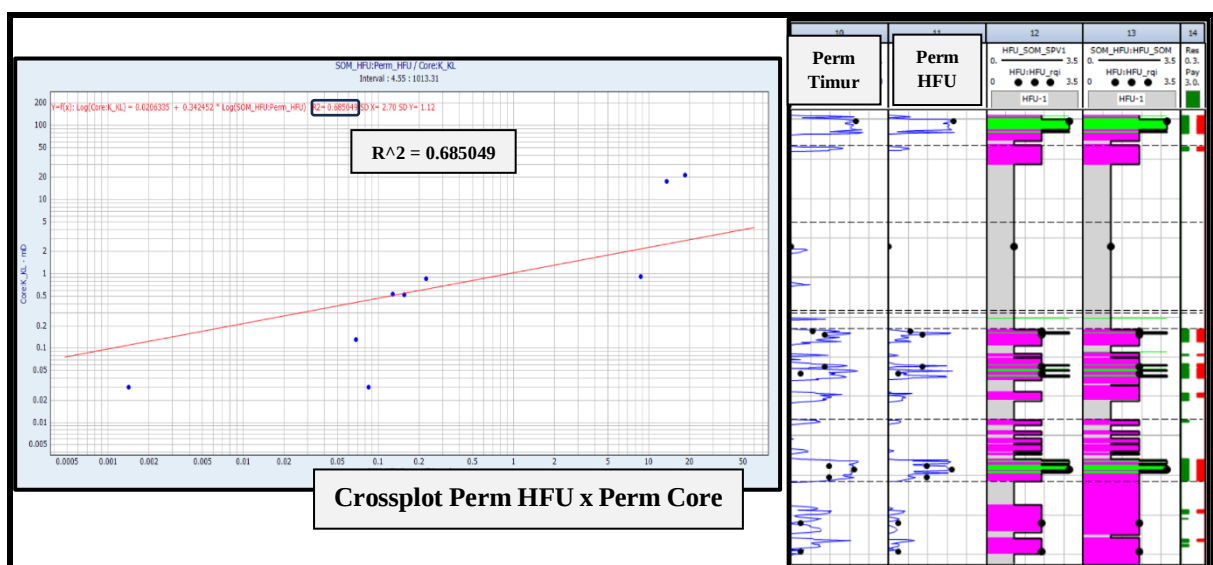
Gambar 3.18 Hasil Modul *Self Organizing Map* (SOM) dalam Mengkarakterisasi *Rock Type* sesuai dengan *Shale Volume*, Porositas, Log Neutron, serta Log Densitas

Modul *self organizing map* (SOM) yang digunakan merupakan setup *spherical SOM* dengan node sebanyak 2562 serta iterasi sebanyak 100.000 untuk mendukung keakuratan hasil *learning*. Proses tersebut akan menghasilkan SOM map yang terdiri atas node-node dengan karakteristik porositas, *shale volume*, neutron, serta densitas pada setiap interval, sebagaimana tertera pada **Gambar 3.18**. *Quality control* (QC) terhadap hasil *learning* SOM merupakan *contingency table* yang menunjukkan kalibrasi node terhadap *discrete rock type*. Hasil proses *running* SOM mengubah *discrete rock type* yang awalnya berbentuk titik menjadi bentuk log dan mendistribusikannya kepada seluruh interval pada setiap sumur (tertera pada **Gambar 3.19**). Hasil log HFU kemudian dikalibrasikan dengan data *petrography* sesuai dengan klaster *rock type* masing-masing untuk dilakukan pembenaran secara manual terhadap interval dengan klaster yang tidak sesuai.



Gambar 3.19 Perbandingan Log HFU hasil *running SOM* dengan Log HFU *Supervised*

Prediksi permeabilitas dilakukan sesuai dengan *Por-Perm Relationship Equation* yang tercantum pada **Tabel 3.8** dimana setiap rumus merepresentasikan hubungan *porosity-permeability* dari tiap *rock type*. Hasil perhitungan permeabilitas menggunakan HFU diyakinkan lebih sesuai terhadap kondisi formasi dibandingkan menggunakan persamaan Timur dikarenakan rumus perhitungan permeabilitas HFU menerapkan hasil pengolahan data *core* porositas serta permeabilitas. *Quality control* terhadap hasil Permeabilitas HFU merupakan crossplot antara Permeabilitas HFU dengan permeabilitas *core*. Tertera pada **Gambar 3.20**, hasil korelasi antara Permeabilitas HFU dengan data *core permeability* pada sumur JM-7 menghasilkan nilai R^2 sebesar 0.685049 sehingga memiliki nilai korelasi R sebesar 0.827. Garis regresi pada crossplot Permeabilitas HFU dan permeabilitas *core* menggunakan persamaan $y=f(x)$ sehingga apabila nilai korelasi R mendekati 1 maka nilai yang dihasilkan antara permeabilitas HFU dan *core* sudah dianggap sesuai.



Gambar 3.20 Perhitungan Permeabilitas HFU menggunakan *Por-Perm Relationship Equation* dengan *Quality Control* berdasarkan Crossplot Perm HFU dan Perm *Core*

3.2.8 Perhitungan *Initial Gas In Place* (IGIP)

Perhitungan *Initial Gas In Place* (IGIP) dilakukan untuk menentukan cadangan hidrokarbon yang teradapat pada daerah penelitian. Proses penentuan cadangan hidrokarbon difokuskan pada reservoir target yaitu zona 10SS (10SS-Ch, 10SS-3, 10SS-2, serta 10SS-1), zona 11A SS (11A SS & 11A SS-Ch), serta zona 11B SS (11B SS serta 11B SS-Ch). Input parameter dalam perhitungan *initial gas in place* (IGIP) merupakan data reservoir yang menyangkup luas area serta *gas formation volume factor* (B_{gi}), dan hasil analisis petrofisika yang menyangkup ketebalan reservoir (*net pay*), porositas efektif, serta *water saturation*. Perhitungan *Initial Gas in Place* (IGIP) dilakukan menggunakan metode volumetrik (**Persamaan 3.5**) dengan hasil perhitungan tertera pada **Tabel 3.9**.

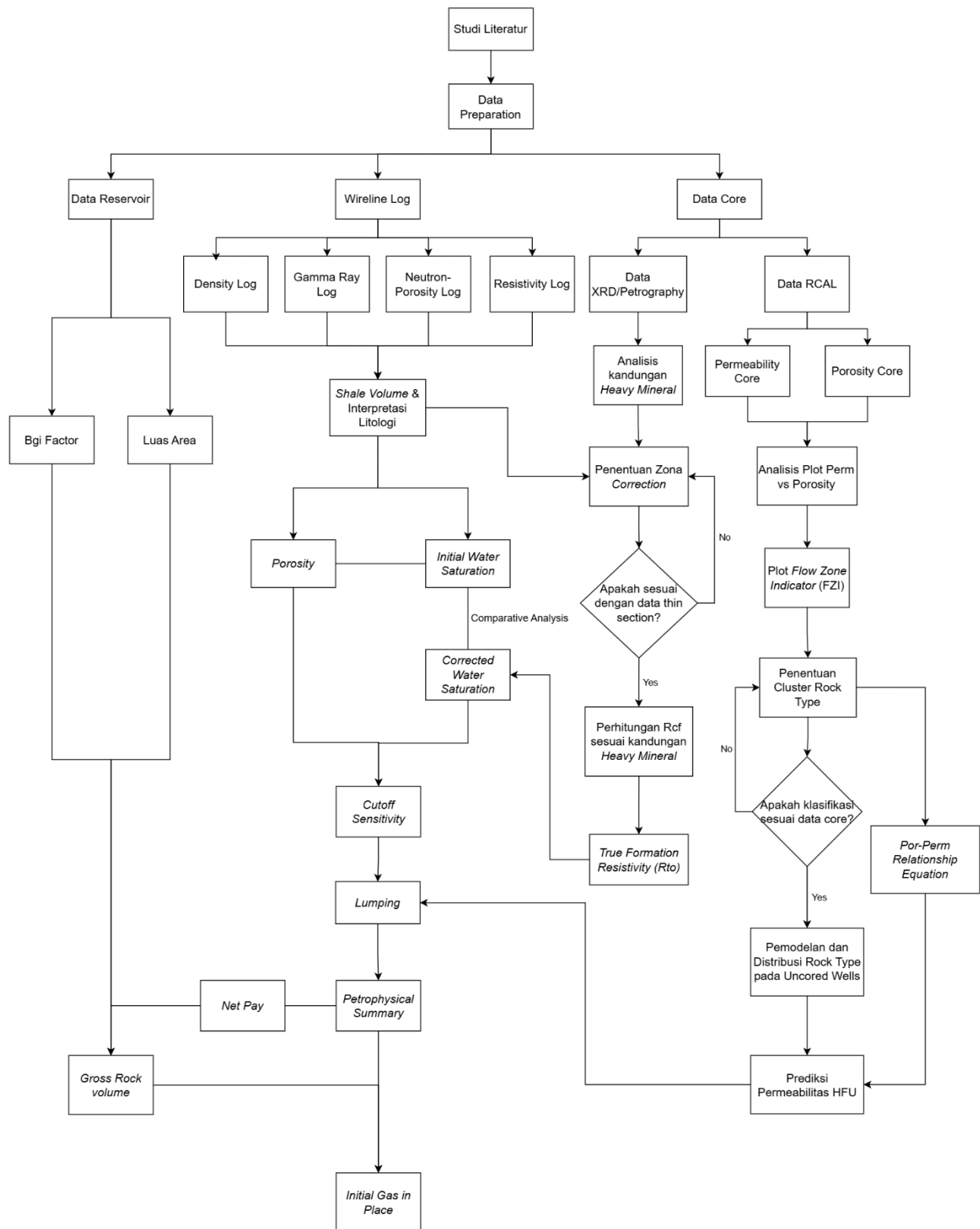
$$OGIP = \frac{43560 \times A \times h \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{gi}} \quad (3.5)$$

Tabel 3.9 Hasil Perhitungan *Initial Gas in Place* (IGIP)

<i>Zone</i>	10SS	11A-SS	11B-SS
Luas Area (acre)	3459.48	3953.69	2471.05
<i>Net Pay</i> (ft)	74.51	101.89	95.42
<i>Porosity</i> (v/v)	0.14	0.15	0.13
<i>Water Saturation</i> (v/v)	0.52	0.58	0.51
<i>Gas Formation Volume Factor</i> (ft ³ /scf)	0.0168		
<i>Initial Gas in Place</i> (BSCF)	46.39	66.39	41.01
	153.79		

3.3 Diagram Alir

Alur pengerjaan tugas akhir ini secara garis besar dimulai dari studi literatur, pengumpulan data, pengolahan data, data interpretasi data seperti yang ditampilkan pada diagram alir berikut:



Gambar 3.21 Diagram Alir Penelitian

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 4

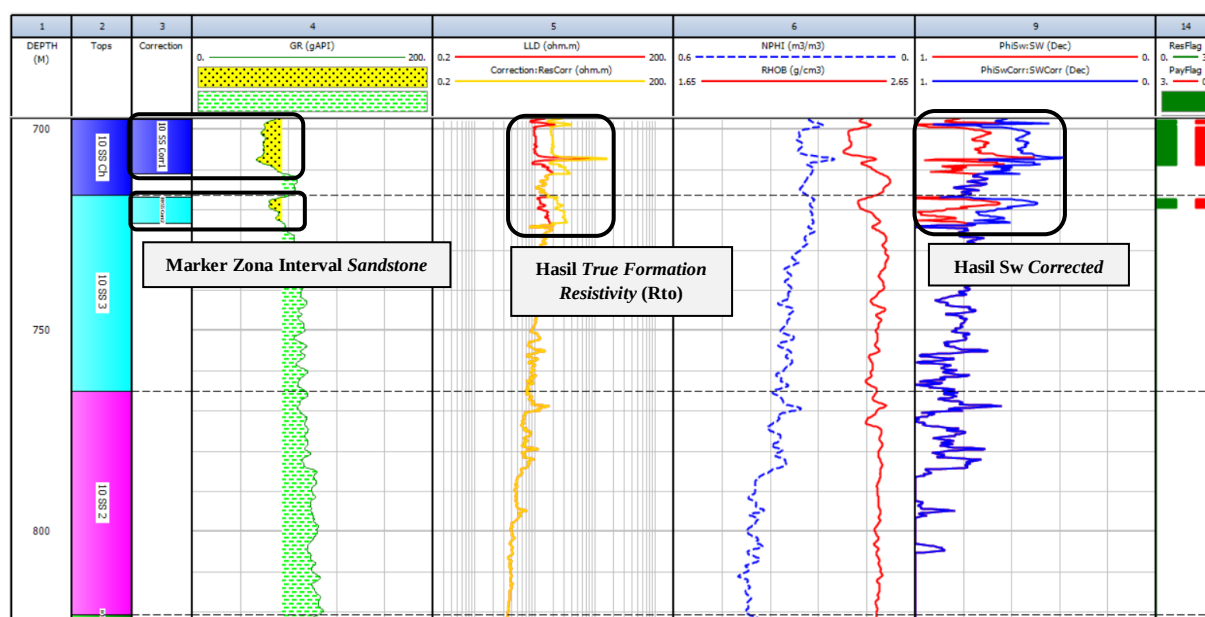
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil dan Analisis Pengolahan Petrofisika

4.1.1 Zona 10SS Multiwell

Analisis kuantitatif pada zona 10SS dilakukan dengan mengidentifikasi zona-zona prospek hidrokarbon yang menunjukkan karakteristik resistivitas rendah, kemudian melakukan *resistivity correction* menggunakan pendekatan yang dikembangkan oleh Winardi et al. (2021). Koreksi ini diperlukan karena adanya pengaruh mineral konduktif, seperti *pyrite* dan *siderite*, yang dapat menurunkan nilai resistivitas batuan secara signifikan, sehingga berpotensi menyebabkan kesalahan interpretasi dalam penentuan saturasi hidrokarbon.

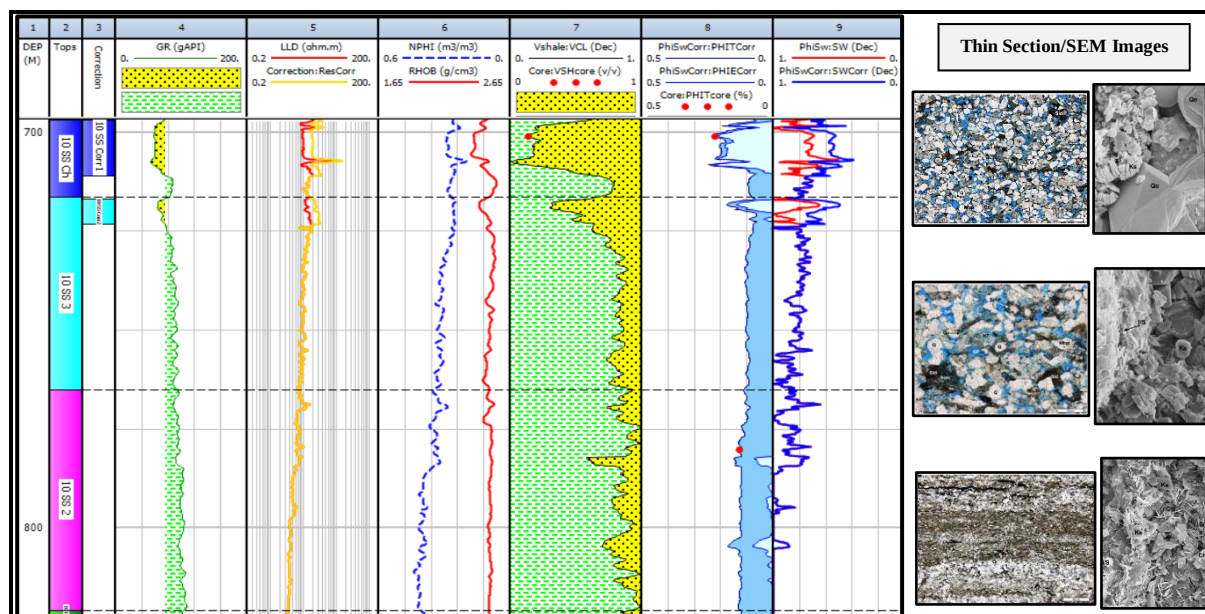
Berdasarkan *petrographic data summary* yang disajikan pada **Gambar 3.5**, kandungan heavy mineral (*pyrite* dan *siderite*) di zona 10SS mencapai sekitar 14% dan dianggap terdistribusi secara merata di seluruh interval zona tersebut. Dengan menggunakan asumsi *water saturation* sebesar 0.4, *resistivity correction factor* (Rcf) yang diperoleh untuk zona 10SS adalah 1.63. Nilai Rcf ini mengindikasikan bahwa *deep resistivity* (LLD) perlu dikalikan dengan faktor 1.63 untuk mengkompensasi pengaruh mineral konduktif sehingga diperoleh nilai *true formation resistivity* (Rto).



Gambar 4.1 Hasil True Formation Resistivity dan Corrected Water Saturation Zona 10SS Sumur JM-7

Zona 10SS pada sumur JM-7 dengan kedalaman 696.9m hingga 822.44 memiliki gross 125.54m dengan total *net pay* 12.04 m dimana interval reservoir gas berada pada kedalaman 696.9m hingga 710.8m serta kedalaman 717m hingga 720.8m. Zona 10SS-Ch didominasi dengan *sideritic sandstone*, sedangkan zona 10SS3 hingga 10SS1 didominasi dengan litologi *sandy shale*, sesuai dengan data *thin section petrography*. Interval zona *sandy shale* memiliki rata-rata porositas efektif sebesar 3% yang tergolong sebagai porositas buruk dengan *shale volume* sebesar 71.8% menunjukkan dominasi *shale* serta *water saturation* sebesar 76.3%. Interval zona *pay* 10SS memiliki rata-rata porositas efektif sebesar 14.6% yang tergolong sebagai cukup baik (Koesoemadinata, 1980) dengan rata-rata *shale volume* sebesar 24.6% yang

menunjukkan dominasi litologi *sandstone* serta saturasi air sebesar 54.1% yang mengindikasikan besarnya saturasi hidrokarbon pada interval tersebut.



Gambar 4.2 Kenampakan Foto Core Thin Section serta SEM pada Zona 10SS

Hasil uji petrografi menunjukkan *core* zona 10SS-Ch sumur JM-7 berupa litologi *sideritic sandstone* dengan ukuran butir *fine sand* (range 0.14-0.17mm), sortasi *moderate to good*, *roundness angular* menuju *subrounded*, serta *visible porosity* tergolong *good* dengan range 15.2-17.6% mengindikasikan potensi sebagai zona reservoir yang baik. Sebaliknya, pada zona 10SS-3 hingga 10SS1 didominasi oleh litologi berupa *sandy shale* yang memiliki komposisi matrix *dispersed clay* sebesar 52.8% dari total komposisi batuan dengan ukuran butir *very fine sand*, sortasi *poor*, *roundness angular* menuju *subrounded*, dengan *visible porosity* tergolong *poor* yang menunjukkan karakteristik interval yang kurang menguntungkan.

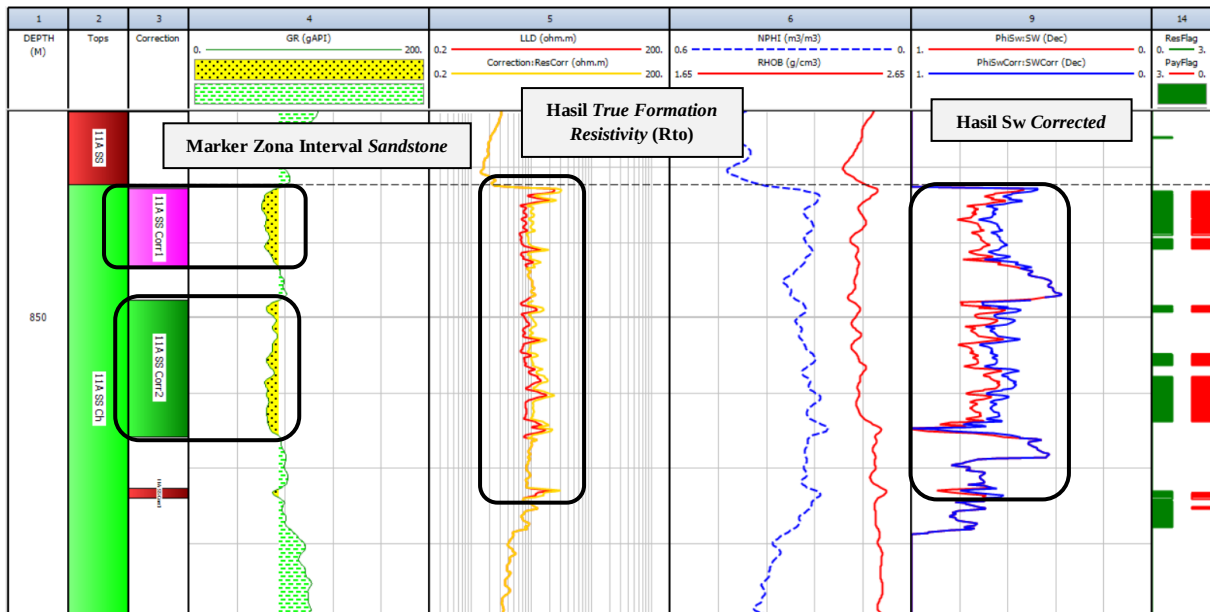
Tabel 4.1 Pay Summary Zona 10SS Multiwell

Well	Gross (m)	Net (m)	Avg Shale Volume (%)	Avg Porosity (%)	Avg Water Saturation (%)
JM-7	125.54	12.04	24.6	14.6	54.1
JM-1	85.94	6.3	18.1	13.7	57.6
JM-3	95.31	33.35	41.6	15.3	57.1
JM-5	113.97	34.25	47.6	16.3	52
JM-6	98.83	26.15	39	12.7	48.3
JM-8	94.61	25.92	38.4	15.2	52.3
JM-9	109.24	18.75	43.2	12.4	44
JM-10	99.22	24.94	36.6	16	54.2

Analisis Petrofisika zona 10SS multiwell (seperti yang tertera pada **Tabel 4.1**) menunjukkan heterogenitas reservoir yang terlihat pada hasil net pay memiliki range 6.3m sebagai net pay terkecil yang berada pada sumur JM-1 hingga 34.25m sebagai net pay terbesar pada sumur JM-5. Hasil perhitungan *shale volume* juga menunjukkan keberagaman dengan range 18.1% pada sumur JM-1 hingga 47.6% pada sumur JM-5. Porositas yang terdapat pada zona 10SS memperlihatkan konsistensi tipe porositas cukup baik (Koesoemadinata, 1980) dengan range 12.4% hingga 16.3% serta hasil *water saturation* memiliki range 44% hingga 57.6%.

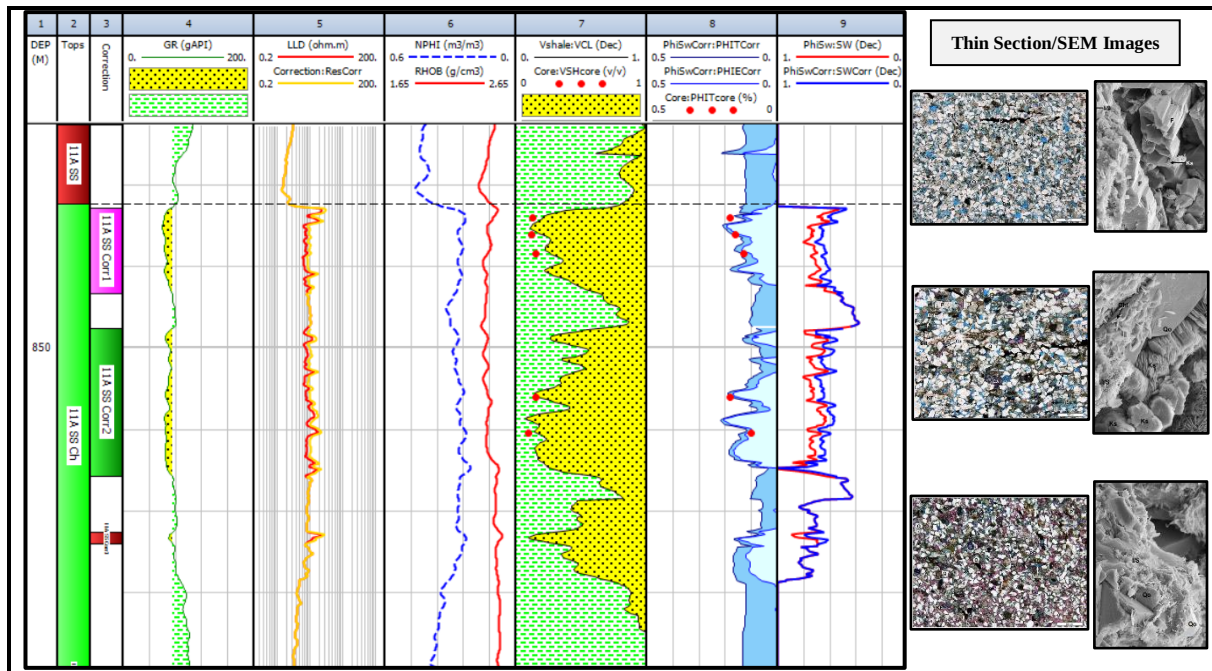
4.1.2 Zona 11A-SS Multiwell

Kandungan *heavy mineral*, yaitu *pyrite* dan *siderite* di zona 11A-SS mencapai sekitar 6% dan dianggap terdistribusi secara merata di seluruh interval zona tersebut. Kandungan *siderite* yang berada pada zona 11A-SS terindikasi 8% lebih kecil dari kandungan *siderite* yang berada pada zona 10SS. Penerapan *resistivity correction factor* (Rcf) dengan menggunakan asumsi *water saturation* (Sw) sebesar 0.4, nilai Rcf yang diperoleh untuk zona ini adalah 1.23. Faktor koreksi ini menunjukkan bahwa pembacaan *deep resistivity* (LLD) perlu dikalikan dengan 1.23 untuk mengkompensasi pengaruh mineral konduktif, sehingga diperoleh nilai *true formation resistivity* (Rto).



Gambar 4.3 Hasil True Formation Resistivity dan Corrected Water Saturation Zona 11A-SS Sumur JM-7

Zona 11A-SS pada sumur JM-7 dengan kedalaman 822.44m hingga 889.62m memiliki gross 67.18m dengan total *net pay* 15.7 m dimana interval reservoir gas berada pada kedalaman 832.27m hingga 865.8m. Zona 11A-SS didominasi dengan *sandy shale*, sedangkan zona 11ASS-Ch didominasi dengan *dolomitic sandstone* serta *calcareous sandstone*, sesuai dengan data *thin section petrography*. Interval zona *sandy shale* memiliki rata-rata porositas efektif sebesar 1.4% yang tergolong sebagai porositas buruk dengan *shale volume* sebesar 85% menunjukkan dominasi *shale* serta *water saturation* sebesar 100% yang menunjukkan interval tersebut berisi dengan air atau *clay-bound water*. Interval zona pay 11ASS-Ch memiliki rata-rata porositas efektif sebesar 13.6% yang tergolong sebagai cukup baik (Koesoemadinata, 1980) dengan rata-rata *shale volume* sebesar 20% yang menunjukkan dominasi litologi *sandstone* serta saturasi air sebesar 63.2% dikarenakan interval kedalaman 865.8m hingga 889.62m didominasi oleh litologi *shale*.



Gambar 4.4 Kenampakan Foto Core Thin Section serta SEM pada Zona 11A-SS

Hasil uji petrografi menunjukkan core zona 11A-SS sumur JM-7 didominasi litologi *dolomitic sandstone* serta *calcareous sandstone with shale laminae* dengan ukuran butir *fine sand* (range 0.13-0.18mm), sortasi *moderate*, roundness *subangular* menuju *subrounded*, serta *visible porosity* tergolong *moderate* dengan range 10.8%-13.2%. Adapun bagian *sandy shale* yang memiliki komposisi matrix *dispersed clay* sebesar 43.6% dari total komposisi batuan pada bagian *upper* dan *lower* 11A-SS yang memiliki ukuran butir *very fine sand* (0.09mm), sortasi *poor to moderate*, roundness *angular* menuju *subrounded*, serta *visible porosity* tergolong *poor* dengan range 1.6% hingga 3.2%.

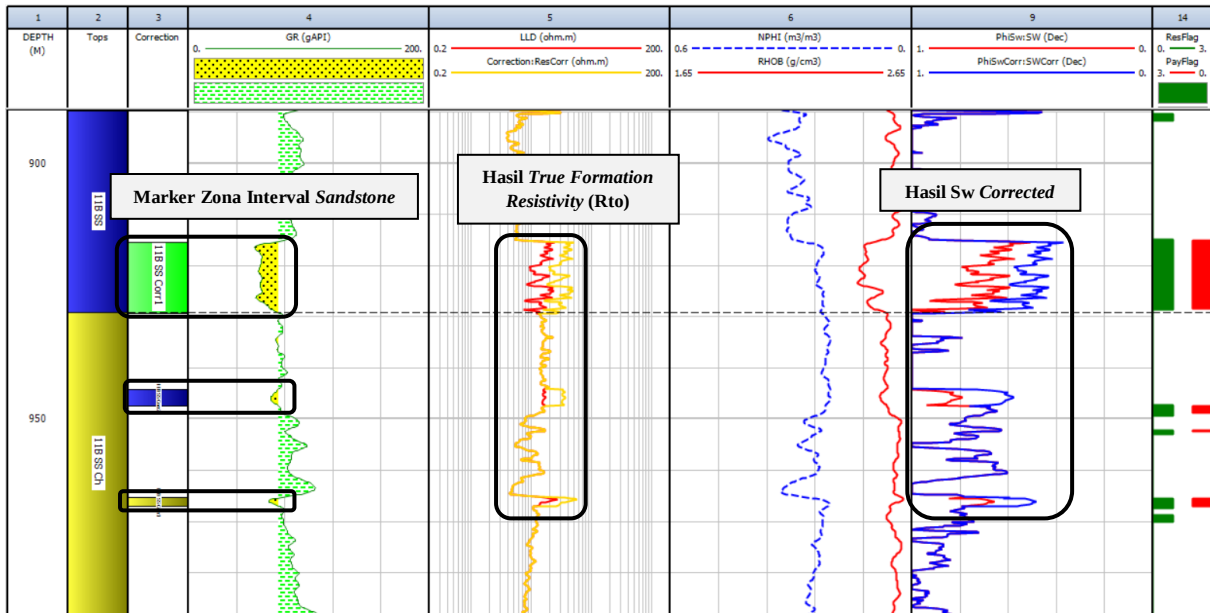
Tabel 4.2 Pay Summary Zona 11A-SS Multiwell

Well	Gross (m)	Net (m)	Avg Shale Volume (%)	Avg Porosity (%)	Avg Water Saturation (%)
JM-7	67.18	15.7	20	13.6	63.2
JM-1	80.28	9.8	30.6	14	66.7
JM-3	73.93	26.88	36	12.3	59
JM-5	75.73	44.88	42.8	17.4	59
JM-6	69.48	37.64	41.4	13.7	56.4
JM-8	67.88	42	39.4	15.2	58.6
JM-9	71.2	40.99	33.8	15.4	52.2
JM-10	69.06	30.58	23.2	20.2	42.4

Analisis Petrofisika zona 11A-SS multiwell (seperti yang tertera pada **Tabel 4.2**) menunjukkan heterogenitas reservoir yang terlihat pada hasil net *pay* memiliki range 9.8m sebagai net *pay* terkecil yang berada pada sumur JM-1 hingga 44.88m sebagai net *pay* terbesar pada sumur JM-5. Hasil perhitungan *shale volume* juga menunjukkan keberagaman dengan range 20% pada sumur JM-1 hingga 42.8% pada sumur JM-5. Porositas yang terdapat pada zona 10SS memperlihatkan konsistensi tipe porositas cukup baik hingga sangat baik (Koesoemadinata, 1980) dengan range 12.3% hingga 20.2% serta hasil *water saturation* memiliki range 42.4% hingga 66.7%.

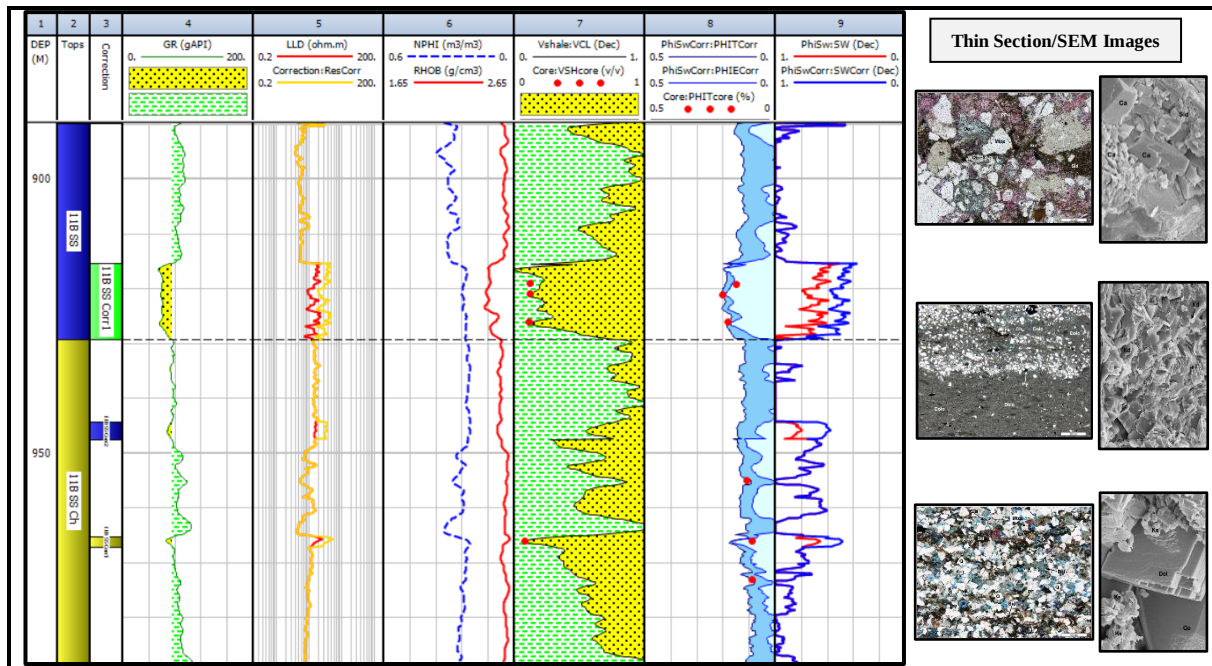
4.1.3 Zona 11B-SS Multiwell

Kandungan *heavy mineral*, yaitu *pyrite* dan *siderite* di zona 11A-SS mencapai sekitar 16% dan dianggap terdistribusi secara merata di seluruh interval zona tersebut. Penerapan *resistivity correction factor* (Rcf) dengan menggunakan asumsi water saturation (S_w) sebesar 0.4, nilai Rcf yang diperoleh untuk zona ini adalah 1.75. Faktor koreksi ini menunjukkan bahwa pembacaan *deep resistivity* (LLD) perlu dikalikan dengan 1.75 untuk mengkompensasi pengaruh mineral konduktif, sehingga diperoleh nilai *true formation resistivity* (R_{to}).



Gambar 4.5 Hasil *True Formation Resistivity* dan *Corrected Water Saturation* Zona 11B-SS Sumur JM-7

Zona 11B-SS pada sumur JM-7 memiliki gross 99m dengan total *net pay* 16.31m dimana interval reservoir gas berada pada kedalaman 915.3m hingga 929.3m. Zona 11B-SS didominasi dengan *sideritic sandstone* berseling dengan litologi *sandy shale*, sesuai dengan data *thin section petrography*. Interval zona *sandy shale* memiliki rata-rata porositas efektif sebesar 4.2% yang tergolong sebagai porositas buruk dengan *shale volume* sebesar 64.8% menunjukkan dominasi *shale* serta *water saturation* sebesar 75.3% yang menunjukkan interval tersebut berisi dengan air atau *clay-bound water*. Interval zona pay memiliki rata-rata porositas efektif sebesar 14.2% yang tergolong sebagai cukup baik (Koesoemadinata, 1980) dengan rata-rata *shale volume* sebesar 22.6% yang menunjukkan dominasi litologi *sandstone* serta saturasi air sebesar 54.2% menunjukkan besarnya saturasi hidrokarbon pada interval tersebut.



Gambar 4.6 Kenampakan Foto Core Thin Section serta SEM pada Zona 11B-SS

Hasil uji petrografi menunjukkan core zona 11B-SS sumur JM-7 didominasi litologi *sideritic sandstone* dengan sisipan *calcite* yang memiliki ukuran butir *very fine sand to medium sand* (range 0.09-0.47mm), sortasi *moderate*, roundness *subangular* menuju *subrounded*, serta *visible porosity* tergolong *moderate* menuju *good* dengan range 9.6%-14%. Adapun bagian *sandy shale* dengan sisipan *dolomite* yang memiliki komposisi matrix *dispersed clay* sebesar 47.2% dari total komposisi batuan pada bagian *middle* dan *lower* 11B-SS yang memiliki ukuran butir *coarse silt to very fine sand* (0.06-0.09mm), sortasi *poor*, roundness *angular* menuju *subrounded*, serta *visible porosity* tergolong *poor*.

Tabel 4.3 Pay Summary Zona 11B-SS Multiwell

Well	Gross (m)	Net (m)	Avg Shale Volume (%)	Avg Porosity (%)	Avg Water Saturation (%)
JM-7	99	16.31	22.6	14.2	54.2
JM-1	39	13.1	35.8	11.1	50.9
JM-3	96.1	51.51	31.2	13.7	56.8
JM-5	91.4	40	29.3	16.1	47.6
JM-6	113.9	23.01	29.3	12.6	50
JM-8	77.9	34.5	31.8	14.4	54.5
JM-9	69.3	25.15	36	13.3	55.4
JM-10	92.6	29.11	28.1	15.2	42.9

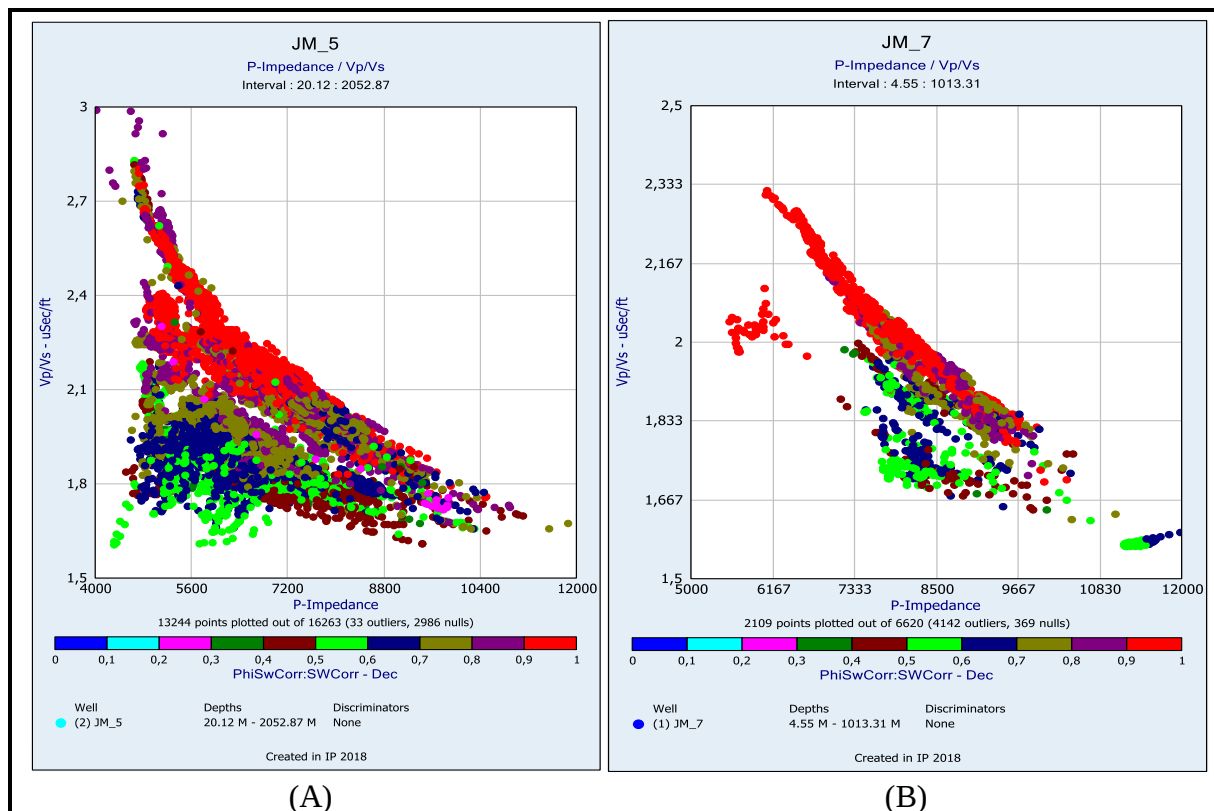
Analisis Petrofisika zona 11B-SS multiwell (seperti yang tertera pada **Tabel 4.3**) menunjukkan heterogenitas reservoir yang terlihat pada hasil net *pay* memiliki range 13.1m sebagai net *pay* terkecil yang berada pada sumur JM-1 hingga 51.51m sebagai net *pay* terbesar pada sumur JM-3. Hasil perhitungan *shale volume* menunjukkan konsistensi dengan range 22.6% pada sumur JM-7 hingga 35.8% pada sumur JM-1. Porositas yang terdapat pada zona 10SS juga memperlihatkan konsistensi tipe porositas cukup baik (Koesoemadinata, 1980) dengan range 11.1% hingga 16.1% serta hasil *water saturation* memiliki range 42.9% hingga 56.8%.

Hasil pengolahan petrofisika kemudian dianalisis lebih lanjut dengan menggunakan *seismic properties* untuk mendapatkan pemahaman yang lebih mendalam mengenai sensitivitas fluida di dalam reservoir. Analisis ini menggunakan parameter seismik utama seperti kecepatan gelombang P (*P-wave velocity*), kecepatan gelombang S (*S-wave velocity*), serta *acoustic impedance*. Proses analisis *seismic properties* ini dapat memperoleh informasi yang lebih akurat mengenai distribusi dan jenis fluida, sehingga memungkinkan identifikasi zona-zona yang memiliki sensitivitas tinggi terhadap perubahan fluida. Rumus terhadap *P-Wave velocity*, *S-Wave Velocity*, serta *Acoustic Impedance* dapat dilihat sebagai berikut:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\pi}{\rho}} \quad (4.1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\pi}{\rho}} \quad (4.2)$$

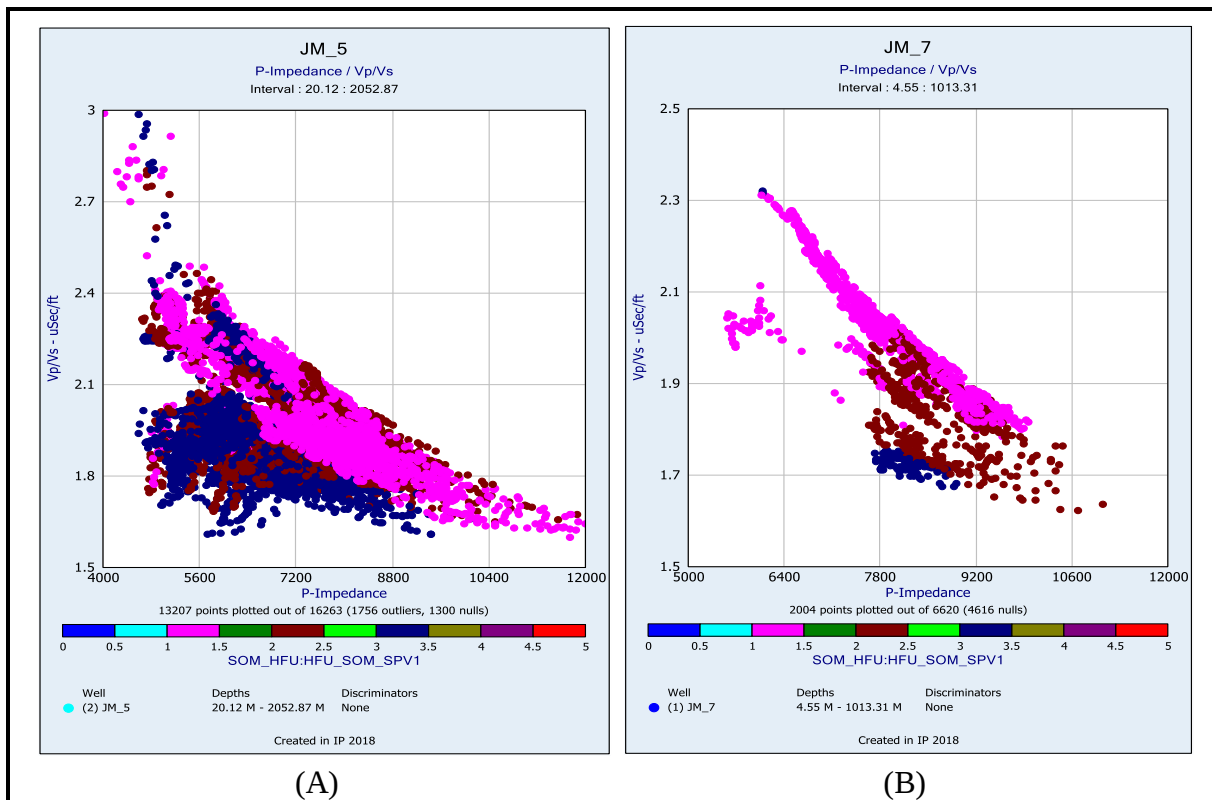
$$AI = V_p * RHOB \quad (4.3)$$



Gambar 4.7 Hasil Crossplot P-Impedance terhadap Vp/Vs dengan kontrol Water Saturation pada (A) Sumur JM-5 serta (B) Sumur JM-7

Sesuai dengan **Gambar 4.7**, hasil crossplot menunjukkan hubungan antara Vp/Vs Ratio dengan P-Impedance untuk melihat sensitivitas fluida dalam reservoir. Zona merah menunjukkan *shale trend* yang selaras dengan *compaction trend* berujung pada litologi karbonat di P-Impedance tertinggi, menandakan formasi dengan tingkat kekompaksian yang tinggi. Sementara itu, litologi *wet sand* ditunjukkan oleh zona coklat yang memiliki densitas lebih kecil dibandingkan *shale* sehingga hasil Vp/Vs Ratio dan P-Impedance juga cenderung

lebih rendah. Selain itu, zona yang menunjukkan Vp/Vs Ratio dan P-Impedance yang paling rendah mengindikasikan keberadaan zona hidrokarbon, khususnya gas pada lapangan ini, yang ditandai dengan penurunan signifikan pada kedua parameter tersebut akibat pengaruh fluida gas yang mengubah sifat elastis batuan.



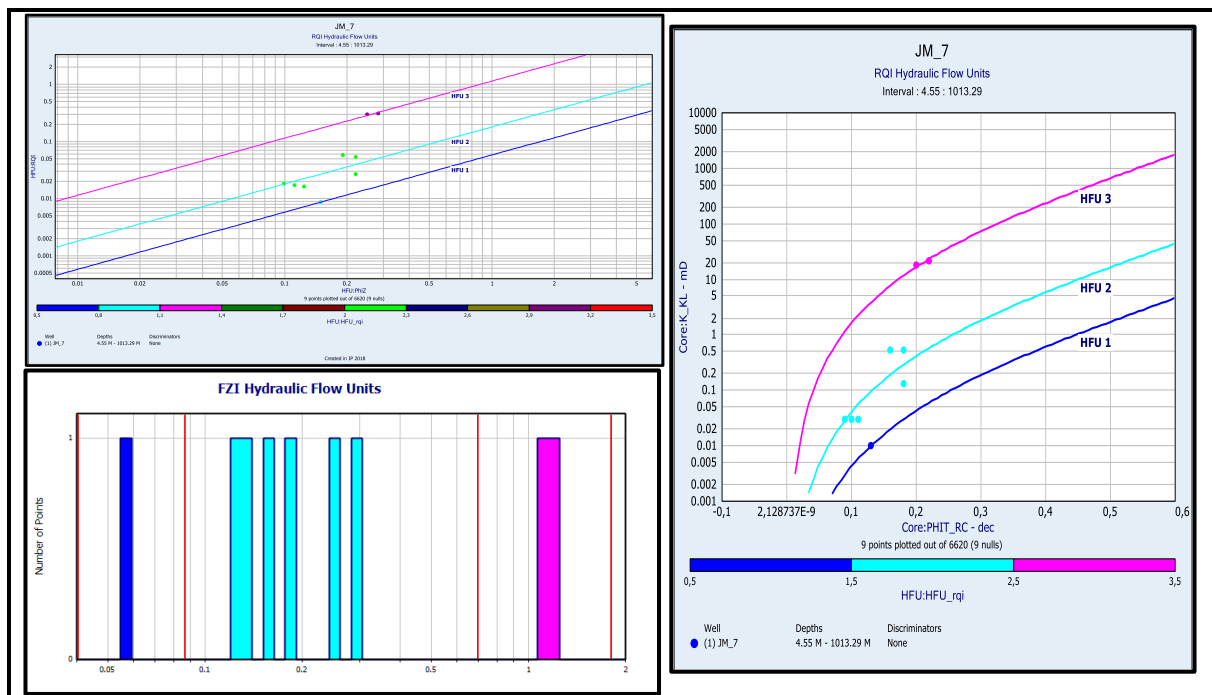
Gambar 4.8 Hasil Crossplot P-Impedance terhadap Vp/Vs dengan kontrol *Rock Type* pada (A) Sumur JM-5 serta (B) Sumur JM-7

Penggunaan *rock type* sebagai variabel kontrol dalam analisis crossplot Vp/Vs terhadap P-Impedance juga dilakukan untuk melihat sensitivitas karakteristik dari tiap *rock type*. Sesuai dengan **Gambar 4.8**, dapat dilihat bahwa RT-1 menunjukkan pola yang konsisten dengan *shale trend* yang dapat dijelaskan karena litologi pada RT-1 merupakan *sandy shale*. Sementara itu, RT-2 berada pada zona densitas menengah dan menunjukkan tren yang berakhir pada Vp/Vs terendah dengan nilai P-Impedance tertinggi, yang mengindikasikan bahwa litologi yang terdapat pada RT-2 kemungkinan besar merupakan *limestone* atau batuan karbonat. Terakhir, Hasil analisis pada RT-3 menunjukkan nilai Vp/Vs dan P-Impedance yang paling rendah diantara ketiga *rock type* tersebut sehingga dapat diidentifikasi sebagai zona reservoir yang mengandung gas, dengan litologi berupa *sideritic sandstone*.

4.2 Hasil dan Analisis Pengolahan Rock Type

4.2.1 Identifikasi Rock Type

Klasifikasi rock type dengan metode HFU memanfaatkan data porositas dan permeabilitas *core* sebagai parameter utama, dimana pengelompokan batuan didasarkan pada perhitungan *Flow Zone Indicator* (FZI). Proses analisis melibatkan pembuatan crossplot porositas-permeabilitas untuk memvisualisasikan pola sebaran data sekaligus mengevaluasi jumlah klaster *rock type* yang representatif. Tertera pada **Gambar 4.9**, Klasterisasi *rock type* dapat diubah sesuai dengan range nilai *hydraulic flow units* (HFU) pada histogram FZI dan hasilnya tertera pada crossplot *core porosity* dan *core permeability* dimana setiap garis HFU merepresentasikan setiap klaster *rock type* sebagai hubungan antara porositas dan permeabilitas.



Gambar 4.9 Identifikasi Klaster *Rock Type* berdasarkan Histogram FZI

Tabel 4.4 Rentang nilai HFU pada setiap Klaster *Rock Type* dan Korelasi antara HFU terhadap *Core Porosity* serta *Permeability*

Rock Type	Range HFU		Porosity (v/v)	Permeability (mD)	R ²
	Min	Max			
RT-3	0.7	1.807	0.199–0.221	17.8–21.6	0.4533
RT-2	0.074	0.7	0.089–0.181	0.03–0.92	0.7462
RT-1	0.04	0.074	0.129	0.01	1

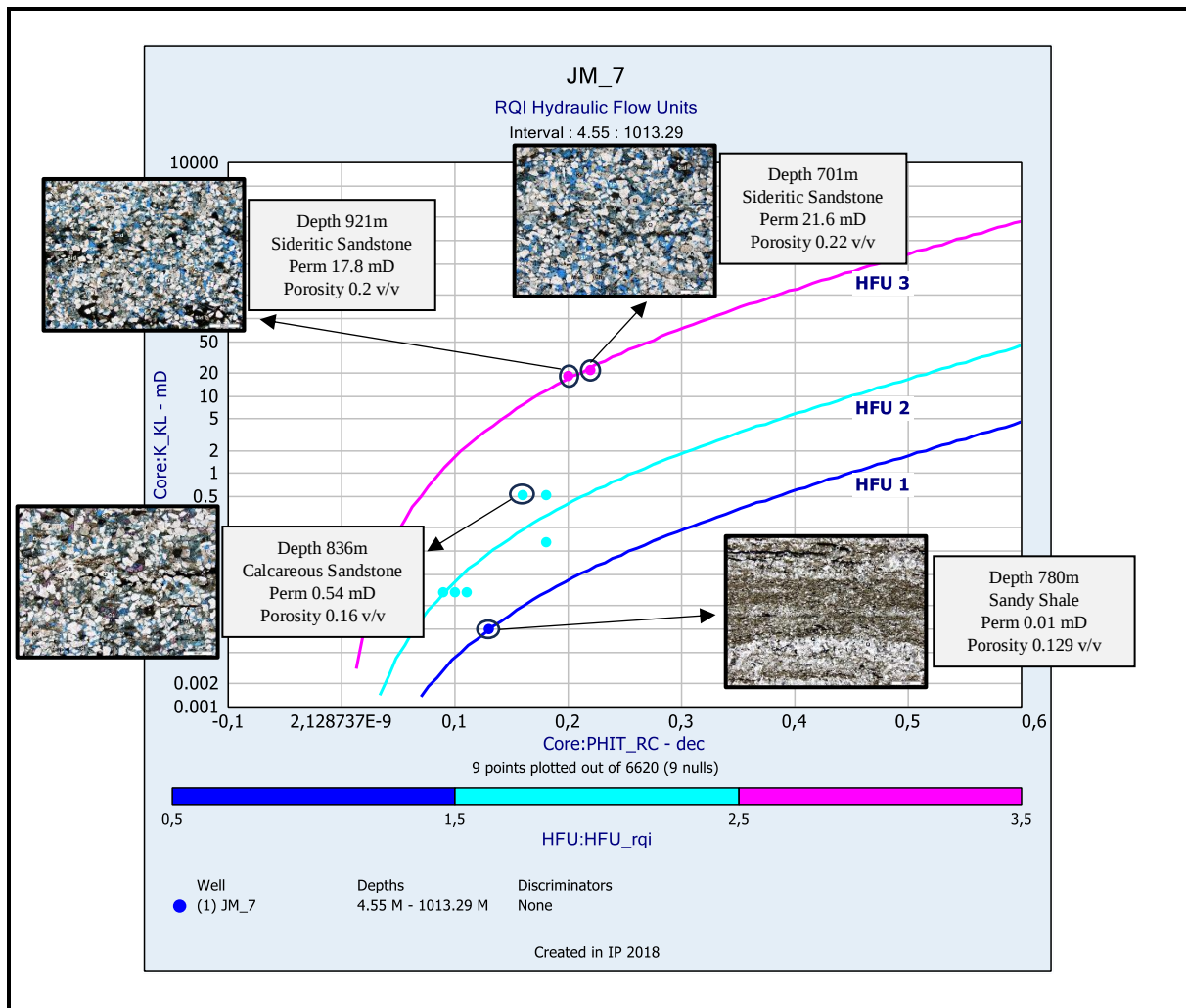
Sesuai **Tabel 4.4**, Hasil klasterisasi *rock type* yang dihasilkan ada 3 yaitu HFU-3 memiliki range sebesar 0.7 hingga 1.807 dengan porositas 0.199–0.221 v/v dan permeabilitas 17.8–21.6 mD, HFU-2 memiliki range 0.074 hingga 0.7 dengan porositas 0.089–0.181 v/v dan permeabilitas 0.03–0.92 mD, serta HFU-1 memiliki range 0.04–0.074 dengan porositas 0.129 v/v dan permeabilitas 0.01 mD. Setiap *rock type* memiliki rentang nilai HFU dan korelasi antara trend garis HFU terhadap persebaran dan rentang data porositas dan permeabilitas masing-masing. Korelasi tersebut menunjukkan seberapa jauh persebaran data porositas dan permeabilitas *core* terhadap trend garis HFU.

Dari hasil penentuan range HFU, didapatkan hubungan porositas dan permeabilitas yang tertera pada **Tabel 4.5. *Por-Perm Relationship Equation*** yang didapatkan berguna untuk mendapatkan estimasi permeabilitas yang sesuai dengan data core. Semakin tinggi klaster rock type, maka semakin baik kualitas reservoir sehingga nilai permeabilitas yang dihasilkan terhadap RT-3 akan semakin baik sedangkan nilai permeabilitas yang dihasilkan terhadap RT-1 akan semakin buruk.

Tabel 4.5 *Por-Perm Relationship Equation* pada setiap Klaster Rock Type

HFU	Rock Type	<i>Por-Perm Relationship Equation</i>
3	Rock Type-3	$Perm = \Phi^3 * (1.143 / (0.0314 * (1.0 - \Phi)))^2$
2	Rock Type-2	$Perm = \Phi^3 * (0.18 / (0.0314 * (1.0 - \Phi)))^2$
1	Rock Type-1	$Perm = \Phi^3 * (0.058 / (0.0314 * (1.0 - \Phi)))^2$

4.2.2 Validasi Hasil Identifikasi Rock Type



Gambar 4.10 Karakteristik Batuan tiap *Discrete Rock Type* dari Crossplot Core Porositas terhadap Core Permeabilitas

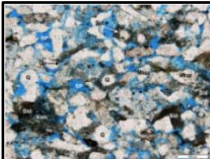
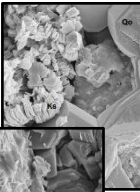
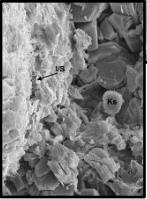
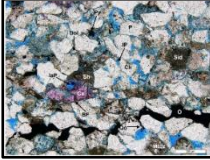
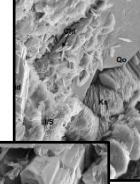
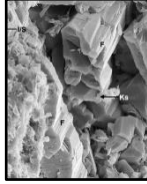
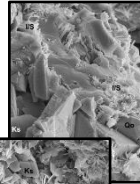
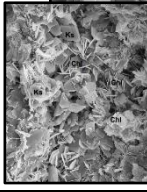
Hasil klasterisasi rock type dikalibrasi dengan data *thin section* untuk melihat perbedaan karakteristik batuan dari setiap rock type (tertera pada **Gambar 4.10**). Data *thin section*, *scanning electron microscopy*, serta *x-ray diffraction* hanya tersedia pada Sumur JM-7 dengan interval ketersediaan pada kedalaman 701m hingga 973m.

RT-3 dikategorikan sebagai *rock type* terbaik dengan porositas dan permeabilitas yang tinggi, yang memiliki karakteristik litologi berupa *sideritic sandstone* dengan dominasi *grain* kuarsa. RT-3 memiliki kandungan *cement siderite* serta *kaolinite* yang membentuk *coatings* pada permukaan *grain*, dengan ukuran butir *very fine sand to medium sand*. Selain itu, batuan ini memiliki sortasi *moderate to well sorted*, serta *visible porosity* yang tergolong *moderate to good*. Dengan lingkungan pengendapan pada formasi Telisa berada pada daerah *shallow marine*, RT-3 didominasi oleh sedimen yang memiliki struktur *massive and bimodal* yang mengindikasikan laju pengendapannya memiliki energi tinggi sehingga asosiasi fasies dari RT-3 dapat ditetapkan sebagai *lower shoreface*. Karakteristik ini menjadikan RT-3 sebagai *rock type* unggulan dalam klasifikasi reservoir sehingga interval yang tergolong dalam RT-3 diyakinkan sebagai interval zona prospek hidrokarbon.

RT-2 termasuk dalam kategori *rock type* dengan kualitas *moderate*, ditandai oleh nilai porositas dan permeabilitas yang moderat. Litologi utamanya terdiri dari *carbonate sandstone with shale laminae*, dengan dominasi *grain* kuarsa serta kehadiran *cement dolomite* dan *calcite*. RT-2 memiliki kandungan matriks berupa *dispersed clay* dan *laminar clay* namun tidak terlalu signifikan, dengan range antara 6,8% hingga 12%, memiliki ukuran butir *very fine sand to fine sand*, dengan sortasi *poor to moderately sorted*. *Visible porosity* dari RT-2 tergolong *poor to moderate*, sehingga mempengaruhi kemampuan penyimpanan dan aliran fluida. RT-2 didominasi oleh sedimen yang memiliki struktur *laminated and massive* yang mengindikasikan laju pengendapannya memiliki energi *moderate to high* sehingga asosiasi fasiesnya dapat ditetapkan sebagai *offshore transition*. Walaupun karakteristik RT-2 tidak se bagus RT-3, RT-2 tetap memiliki potensi sebagai batuan reservoir dengan karakteristik yang dapat mendukung produksi hidrokarbon dalam kondisi tertentu.

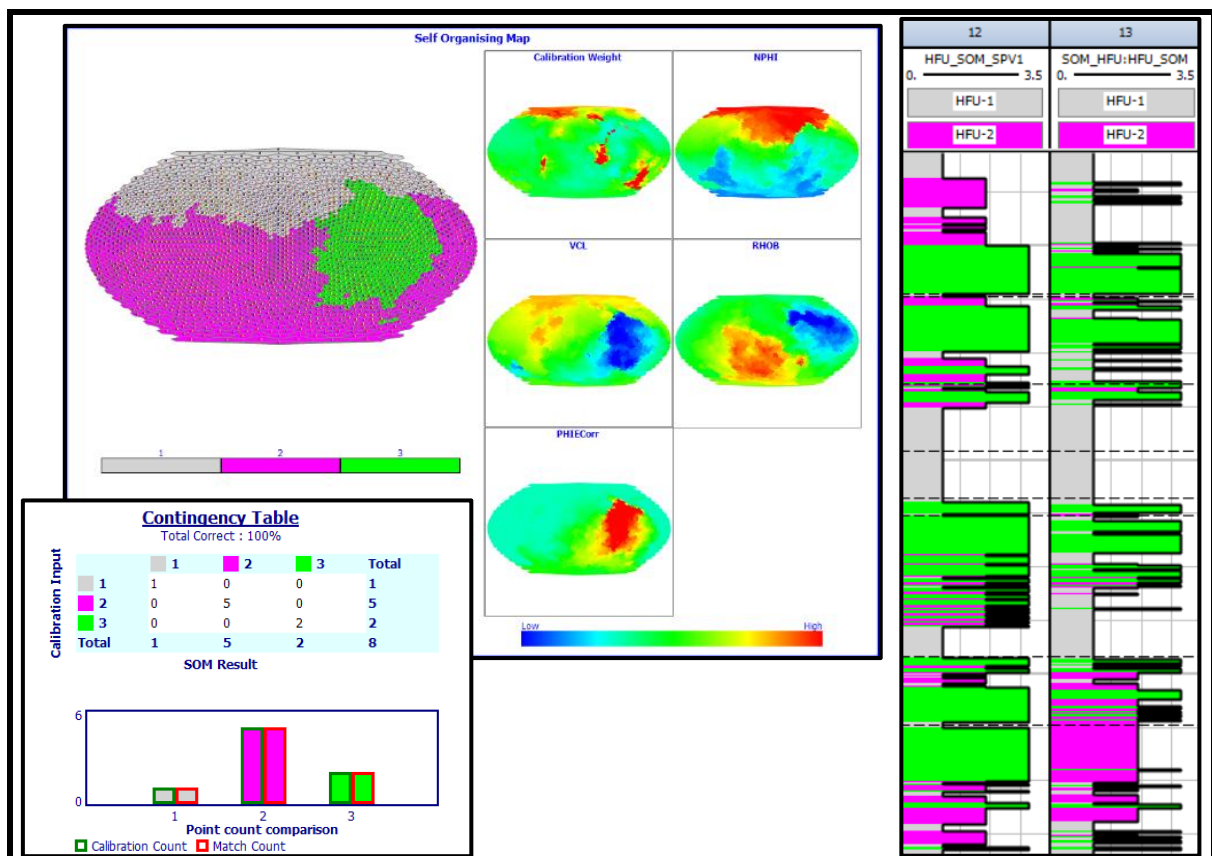
RT-1 merupakan kategori *rock type* dengan kualitas paling rendah, ditandai oleh porositas dan permeabilitas yang sangat buruk akibat dominasi matriks *clay* dalam komposisi batuan. Litologi utamanya merupakan *sandy shale* dengan kandungan matriks *clay* yang sangat tinggi, range antara 43,6% hingga 52,8%, terdiri atas *dispersed clay* dan *laminar clay* yang mengisi sebagian besar ruang pori. *Grain* pembentuk batuan didominasi oleh kuarsa dengan adanya sisipan *dolomite* pada beberapa interval, namun pengaruhnya tidak signifikan karena tertutup oleh persebaran *clay* yang masif. RT-1 memiliki ukuran butir *coarse silt to very fine sand*, dengan sortasi yang buruk (*poor*) dan *visible porosity* yang juga tergolong *poor* akibat penyumbatan pori-pori oleh persebaran *clay*. RT-1 didominasi oleh sedimen yang memiliki struktur *laminated and bioturbated* yang mengindikasikan laju pengendapannya memiliki energi rendah sehingga asosiasi fasiesnya dapat ditetapkan sebagai *prodelta*. Karakteristik ini menunjukkan kemampuan penyimpanan dan aliran fluida pada RT-1 yang sangat buruk, menyatakannya sebagai *rock type* yang paling tidak produktif. Hasil analisis klaster *rock type* beserta kenampakan foto *core* dari masing-masing klaster dapat dilihat pada **Tabel 4.6**, yang memperjelas perbedaan signifikan setiap *rock type*.

Tabel 4.6 Karakteristik Batuan pada setiap Klaster *Rock Type*

<i>Rock Type</i>	<i>Lithology</i>	<i>Grain Size</i>	<i>Sorting</i>	<i>Visible Porosity</i>	<i>Asosiasi Fasies</i>	<i>Presentase Elemen</i>	<i>Core Images</i>
RT-3	<i>Sideritic Sandstone</i>	<i>Very Fine Sand to Medium Sand</i>	<i>Moderate to Well Sorted</i>	<i>Moderate to Good</i>	<i>Lower Shoreface</i>	<i>Dominasi Grain Quartz dengan sisipan Siderite serta Kaolinite</i>	   
RT-2	<i>Carbonate Sandstone with Shale Laminae</i>	<i>Very Fine Sand to Fine Sand</i>	<i>Poor to Moderately Sorted</i>	<i>Poor to Moderate</i>	<i>Offshore Transition</i>	<i>Dominasi Grain Quartz dengan sisipan Dolomite, Calcite, serta Siderite. Matrix Dispersed & Laminar Clay sebesar 6.8%-12%</i>	   
RT-1	<i>Sandy Shale</i>	<i>Coarse Silt to Very Fine Sand</i>	<i>Poorly Sorted</i>	<i>Poor</i>	<i>Prodelta</i>	<i>Dominasi Matrix Clay (Dispersed & Laminar) sebesar 43.6%-52.8%. Grain pembentuk Quartz dengan adanya sisipan Dolomite</i>	   

4.2.3 Distribusi *Rock Type* pada *Uncored Intervals*

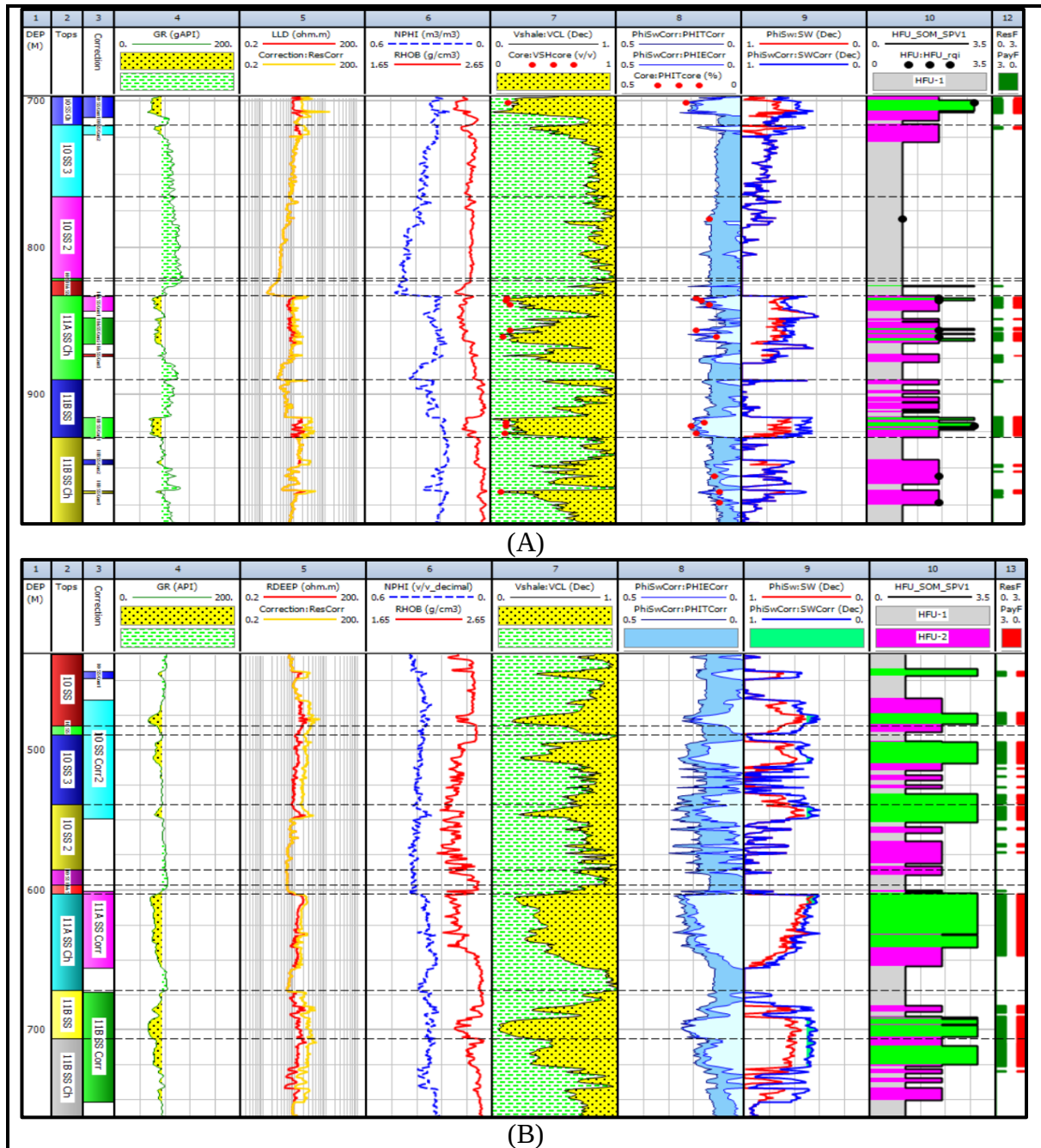
Distribusi *rock type* dilakukan menggunakan modul *Self Organizing Map* (SOM) pada interval yang tidak diwakili oleh data *core* sehingga memungkinkan klasifikasi batuan yang lebih komprehensif. SOM mampu mempelajari pola dan hubungan non-linear dari data log dengan menganalisis karakteristik setiap interval berdasarkan parameter petrofisika yaitu VCL, PHIE, Log Densitas, serta Log Neutron. Proses *training* pada SOM melibatkan pemetaan data multidimensi ke dalam ruang dua dimensi dimana setiap neuron pada output layer mewakili satu klaster *rock type* tertentu berdasarkan kemiripan sifat batuan. Proses tersebut juga mengubah *discrete rock type* yang awalnya berbentuk titik-titik sesuai dengan hubungan porositas-permeabilitas *core* menjadi *log scale*.



Gambar 4.11 Hasil Modul *Self Organizing Map* (SOM) mengubah *Discrete Rock Type* menjadi *Log Scale* serta mendistribusikan *Rock Type* pada *Uncored Intervals*

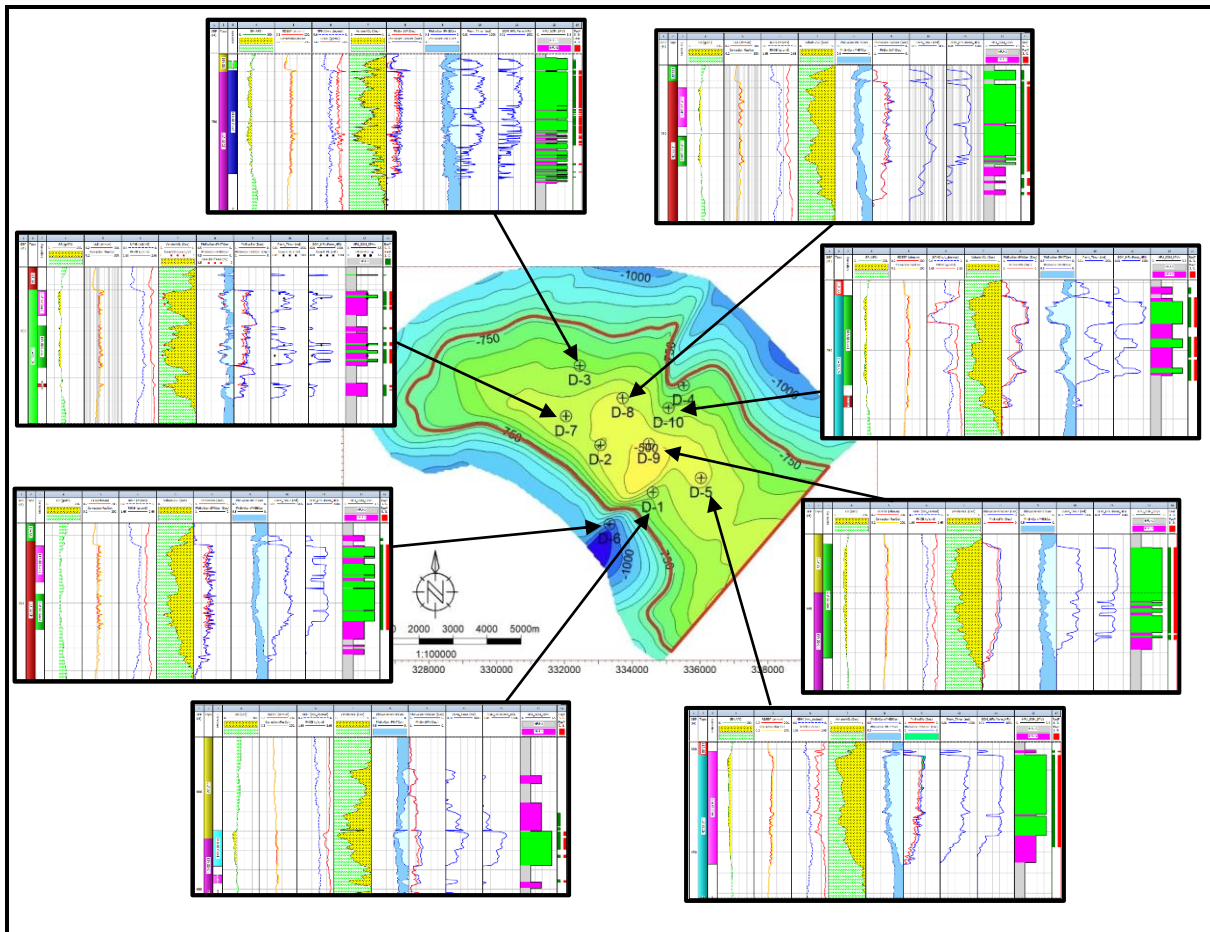
Pada **Gambar 4.11**, hasil distribusi *rock type* di lapangan penelitian menunjukkan dominasi RT-2 yang mengindikasikan keseragaman *flow unit* properti reservoir pada sebagian besar interval. Tingkat *matching calibration* sebesar 100% membuktikan bahwa model SOM telah berjalan dengan akurat dan mampu mereproduksi klasifikasi batuan secara konsisten. Hal ini juga menunjukkan bahwa parameter input yang dipilih, yaitu *shale volume*, porositas efektif, log densitas, serta log neutron telah cukup representatif dalam membedakan *rock type* berdasarkan karakteristiknya.

Analisis persebaran kluster *rock type* difokuskan pada interval target reservoir yaitu zona 10SS, 11A-SS, serta 11B-SS. Hasil klusterisasi *rock type* menyatakan RT-3 memiliki kualitas reservoir terbaik dengan permeabilitas tinggi serta porositas tinggi, lalu dilanjutkan dengan RT-2 yang memiliki kualitas reservoir *fair* dengan porositas *moderate* serta permeabilitas *moderate*, dan terakhir yaitu RT-1 yang memiliki kualitas reservoir terburuk dengan porositas dan permeabilitas yang rendah.



Gambar 4.12 Hasil *Running SOM* pada (A) Sumur JM-7 yang memiliki data *core* serta (B) Sumur JM-5 yang tidak memiliki data *core*

Hasil *running SOM* yang mentransformasi *discrete rock type* menjadi *log scale* secara *unsupervised* selanjutnya dilakukan *supervised editing* melalui kalibrasi dengan data *thin section* untuk membenarkan klaster *rock type* pada setiap interval. Perlakuan *supervised editing* mengubah klaster *rock type* yang salah interpretasi menjadi sesuai dengan data *core*, seperti adanya RT-3 pada zona interval *shale* yang wajib diubah menjadi RT-1. Hasil distribusi *rock type* (seperti yang tertera pada **Gambar 4.12**) menyatakan interval zona *pay* (yang memiliki karakteristik *shale volume*, porositas, dan saturasi air memenuhi nilai *cutoff*) didominasi RT-3 dan RT-2, sedangkan zona *shale* didominasi RT-1.

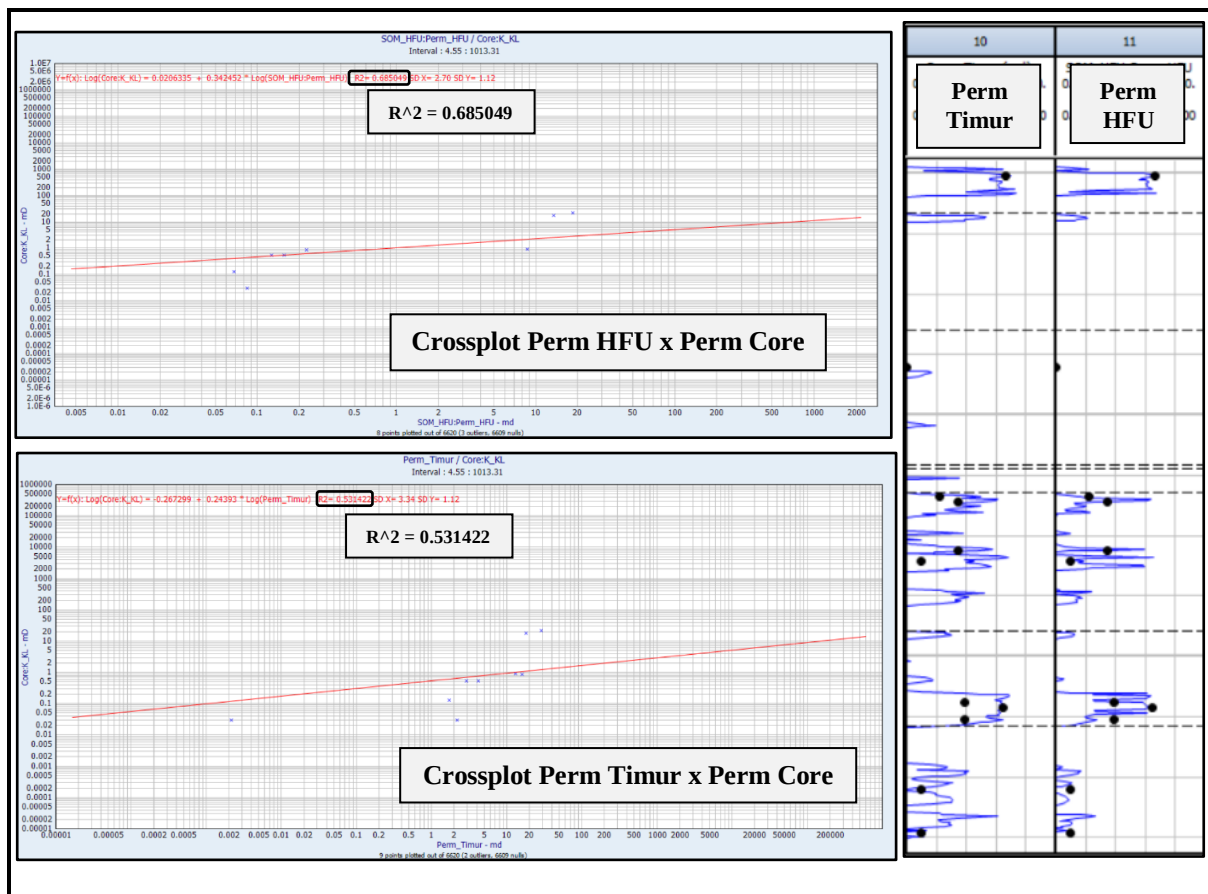


Gambar 4.13 Korelasi Hasil Distribusi *Rock Type* Zona 11A-SS Multiwell terhadap *Depth Structure Map*

Sesuai dengan **Gambar 4.13**, Hasil distribusi *rock type* pada interval reservoir 11A-SS menunjukkan dominasi RT-3 dan RT-2 di daerah utara serta tenggara yang mengindikasikan kualitas reservoir yang lebih baik di daerah tersebut karena RT-3 dan RT-2 umumnya memiliki porositas dan permeabilitas yang lebih tinggi dibandingkan RT-1. Sementara itu, di area lainnya, reservoir didominasi oleh RT-2 dan RT-1, yang menunjukkan variasi kualitas batuan reservoir lebih buruk ke arah selatan dan barat. Reservoir ini terperangkap dalam *structural trap* berbentuk antiklin dengan jenis *4-way closure*, dimana hidrokarbon terjebak oleh struktur *fold* yang menutup ke segala arah (*dip closure* dan *strike closure*).

4.2.4 Prediksi Permeabilitas HFU

Prediksi permeabilitas dilakukan berdasarkan *Por-Perm Relationship Equation* yang telah ditetapkan pada **Tabel 4.5**, dimana setiap persamaan merepresentasikan hubungan antara porositas dan permeabilitas untuk masing-masing *rock type*. Pendekatan ini memungkinkan estimasi permeabilitas yang lebih akurat karena memperhitungkan variasi karakteristik batuan pada setiap kategori *rock type*, dibandingkan dengan menggunakan persamaan umum seperti persamaan Timur yang bersifat generik dan tidak mempertimbangkan klasifikasi batuan secara spesifik. Keunggulan utama *penggunaan Por-Perm Relationship* berdasarkan setiap *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dalam prediksi permeabilitas terletak pada dasar penyusunan persamaannya, yaitu melalui pengolahan data *core* porositas dan permeabilitas yang representatif untuk lapangan penelitian.



Gambar 4.14 Perbandingan Hasil Permeabilitas HFU dengan Permeabilitas Timur

Untuk memvalidasi keakuratan hasil prediksi permeabilitas menggunakan metode HFU, dilakukan *quality control* melalui crossplot antara permeabilitas HFU dengan permeabilitas core. Pada Gambar 3.20, hasil crossplot untuk sumur JM-7 menunjukkan analisis regresi menggunakan persamaan linier $y = f(x)$, di mana semakin dekat nilai R dengan 1, semakin kecil penyimpangan antara permeabilitas hasil prediksi dan data *core*. Korelasi antara permeabilitas HFU dengan permeabilitas *core* menunjukkan koefisien relasi (R^2) sebesar 0.685049, yang setara dengan koefisien korelasi (R) sebesar 0.827 sedangkan korelasi hasil permeabilitas Timur dengan permeabilitas *core* menunjukkan koefisien korelasi (R^2) sebesar 0.531422 yang setara dengan koefisien korelasi (R) sebesar 0.728.

Nilai R yang mendekati 1 menunjukkan tingkat kesesuaian yang tinggi antara prediksi model dengan data aktual, mengindikasikan bahwa persamaan HFU yang digunakan telah mampu menangkap hubungan porositas-permeabilitas secara memadai. Perbedaan koefisien relasi (R) antara hasil permeabilitas HFU sebesar 0.099 dari hasil permeabilitas Timur menunjukkan validitas perhitungan permeabilitas menggunakan *Por-Perm Relationship Equation* untuk setiap HFU sebagai hasil permeabilitas yang dapat mengakomodasi karakteristik batuan secara lebih detail terhadap setiap kualitas batuan yang dipengaruhi oleh masing-masing tipe *rock type* itu sendiri seperti litologi, ukuran butir, sortasi batuan, porositas, mineral pembentuknya dan sebagainya.

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Permeabilitas HFU pada Zona 10SS Multiwell

<i>Well</i>	<i>Avg Permeabilitas HFU (mD)</i>
JM-7	10.47
JM-1	4.70
JM-3	7.59
JM-5	7.23
JM-6	3.90
JM-8	5.64
JM-9	2.21
JM-10	8.65

Hasil analisis permeabilitas rata-rata HFU zona 10SS multiwell menunjukkan variasi nilai yang cukup signifikan, dengan sumur JM-7 menghasilkan nilai tertinggi sebesar 10.47 mD, yang termasuk kedalam klasifikasi tinggi (Glover, 2000), diikuti oleh JM-10 dengan 8.65 mD, serta JM-3 dan JM-5 yang masing-masing mencapai 7.59 mD dan 7.23 mD. Sementara itu, sumur JM-6 dan JM-9 mencatat nilai terendah, yaitu 3.90 mD dan 2.21 mD menyatakan sumur seperti JM-7 dan JM-10 cenderung memiliki kemampuan aliran fluida yang lebih baik dibandingkan dengan sumur seperti JM-6 dan JM-9.

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Permeabilitas HFU pada Zona 11A-SS Multiwell

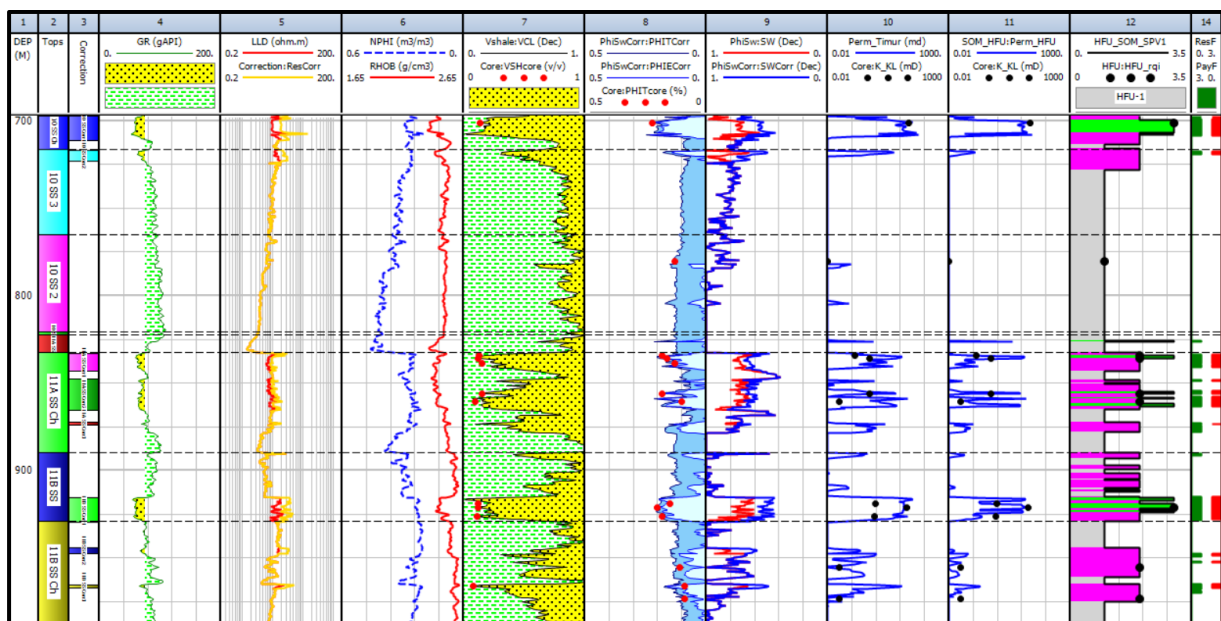
<i>Well</i>	<i>Avg Permeabilitas HFU (mD)</i>
JM-7	2.82
JM-1	9.54
JM-3	6.39
JM-5	14.03
JM-6	4.26
JM-8	6.90
JM-9	10.92
JM-10	36.38

Hasil permeabilitas pada zona 11A-SS juga menunjukkan variasi yang cukup besar antar sumur, dengan JM-10 mencatat nilai tertinggi yang sangat mencolok sebesar 36.38 mD, diikuti oleh JM-5 dengan 14.03 mD dan JM-9 dengan 10.92 mD, dimana ketiga sumur tersebut termasuk kedalam klasifikasi permeabilitas tinggi (Glover, 2000). Sumur JM-1 juga menunjukkan performa baik dengan nilai 9.54 mD. Di sisi lain, JM-6 dan JM-7 mencatat nilai yang relatif lebih rendah, yakni 4.26 mD dan 2.82 mD menyatakan sumur seperti JM-10 dan JM-5 cenderung memiliki kemampuan aliran fluida yang lebih baik dibandingkan dengan sumur seperti JM-6 dan JM-7.

Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Permeabilitas HFU pada Zona 11B-SS Multiwell

Well	Avg Permeabilitas HFU (mD)
JM-7	5.02
JM-1	2.78
JM-3	4.86
JM-5	13.98
JM-6	5.12
JM-8	4.31
JM-9	2.95
JM-10	6.77

Analisis permeabilitas pada zona 11B-SS menunjukkan sumur JM-5 menonjol sebagai sumur dengan permeabilitas tertinggi sebesar 13.98 mD, diikuti oleh JM-10 dengan 6.77 mD. Sumur JM-6 dan JM-7 menunjukkan nilai yang relatif moderat, masing-masing 5.12 mD dan 5.02 mD, sementara JM-3 dan JM-8 berada pada kisaran yang lebih rendah dengan 4.86 mD dan 4.31 mD. Di sisi lain, JM-1 dan JM-9 mencatat nilai permeabilitas terendah, yakni 2.78 mD dan 2.95 mD menyatakan sumur seperti JM-5 dan JM-10 cenderung memiliki kemampuan aliran fluida yang lebih baik dibandingkan dengan sumur seperti JM-1 dan JM-9.



Gambar 4.15 Hasil Plot Prediksi Permeabilitas HFU pada Sumur JM-7

Hasil analisis perhitungan permeabilitas menggunakan *Por-Perm Relationship Equation* pada seluruh sumur menunjukkan rata-rata permeabilitas yang tergolong rendah, sebesar 7.809 mD. Sesuai dengan Holditch (2006), sebuah reservoir dapat dikatakan sebagai *tight gas reservoir* ketika batuan pada reservoir memiliki permeabilitas yang sangat rendah, artinya gas tidak dapat mengalir dengan mudah kecuali jika sumur terstimulasi melalui *hydraulic fracture treatment* atau diproduksi menggunakan sumur horizontal dan/atau sumur multilateral. Pada penelitian ini, interval hidrokarbon yang terindikasi sesuai dengan *pay flag* memiliki permeabilitas yang tergolong rendah, sehingga langkah pengembangan yang sesuai merupakan perlakuan *hydraulic fracturing* ataupun *directional drilling*.

4.3 Hasil dan Analisis Perhitungan *Initial Gas in Place*

Perhitungan *Initial Gas in Place* (IGIP) pada lapangan “JM” dilakukan dengan metode volumetrik, yang merupakan pendekatan standar dalam estimasi cadangan hidrokarbon, sebagaimana diuraikan dalam **Persamaan 3.5** yang umum digunakan dalam analisis reservoir (Cronquist, 2001). Perhitungan volumetrik dapat memberikan informasi mengenai potensi lapangan dan membantu dalam identifikasi lokasi pengeboran di masa yang akan datang, karena keberadaan minyak atau gas dalam reservoir sangatlah penting agar pengembangan dan produksi dapat berjalan (Cosse, 1993). Proses ini merupakan tahap terakhir dalam karakterisasi reservoir, di mana parameter input seperti ketebalan *net pay*, porositas, saturasi air, luas area, dan *gas formation volume factor* diintegrasikan untuk menghasilkan estimasi cadangan yang akurat. Data yang digunakan mencakup tiga zona target reservoir, yaitu 10SS, 11A-SS, dan 11B-SS, dengan luas area yang didapatkan dari data reservoir masing-masing sebesar 3459.48 acre, 3953.69 acre, dan 2471.05 acre, serta ketebalan *net pay* yang didapatkan dari hasil *petrophysical summary* berturut-turut 74.51 ft, 101.89 ft, dan 95.42 ft. Porositas, yang mencerminkan kemampuan batuan untuk menyimpan hidrokarbon, berkisar antara 0.13 hingga 0.15 v/v, sementara saturasi air, yang mengindikasikan proporsi ruang pori yang diisi air, berkisar antara 0.51 hingga 0.58 v/v, dimana keduanya memengaruhi volume gas efektif (Tiab & Donaldson, 2015). Hasilnya menunjukkan *Initial Gas in Place* (IGIP) kontribusi individu dari setiap zona yaitu 46.39 BSCF pada zona 10SS, 66.39 BSCF pada zona 11A-SS, dan 41.01 BSCF pada zona 11B-SS, dengan total cadangan pada Lapangan “JM” sebesar 153.79 BSCF.

Tabel 4.10 Hasil Perhitungan *Initial Gas in Place* (IGIP)

<i>Zone</i>	10SS	11A-SS	11B-SS
Luas Area (acre)	3459.48	3953.69	2471.05
<i>Net Pay</i> (ft)	74.51	101.89	95.42
<i>Porosity</i> (v/v)	0.14	0.15	0.13
<i>Water Saturation</i> (v/v)	0.52	0.58	0.51
<i>Gas Formation Volume Factor</i> (ft ³ /scf)	0.0168		
<i>Initial Gas in Place</i> (BSCF)	46.39	66.39	41.01
	153.79		

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian mengenai karakterisasi reservoir resistivitas rendah berdasarkan hasil analisis petrofisika melalui *resistivity correction* serta identifikasi *rock type* metode *hydraulic flow unit*, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil perhitungan *resistivity correction factor* (Rcf) berdasarkan jumlah kandungan *heavy mineral* (*pyrite* dan *siderite*), didapatkan faktor pengali Rcf sebesar 1.63 pada zona 10SS dengan kandungan 14%, 1.23 pada zona 11A-SS dengan kandungan 6%, serta 1.75 pada zona 11B-SS dengan kandungan 16% yang menghasilkan *true formation resistivity* (Rto). Hasil Rto memungkinkan perhitungan *water saturation* yang lebih akurat sehingga mengkonfirmasi ketebalan *net pay* sebenarnya sebesar 82.84m.
2. Berdasarkan hasil identifikasi *rock type* menggunakan pendekatan HFU pada lapangan “JM”, terdapat 3 klaster *rock type* dengan RT-3 menjadi kategori *rock type* paling baik dengan rentang nilai porositas 0.199-0.221 v/v dan permeabilitas 17.8-21.6 mD, RT-2 menjadi kategori *rock type moderate* dengan rentang nilai porositas 0.089-0.181 v/v dan permeabilitas 0.03-0.92 mD, serta RT-1 menjadi kategori *rock type* paling buruk dengan nilai porositas 0.129 v/v dan permeabilitas 0.01 mD. Prediksi permeabilitas yang dihitung melalui *Por-Perm Relationship Equation* menghasilkan koefisien korelasi (R) sebesar 0.827 menyatakan Permeabilitas HFU lebih representatif terhadap data *core* daripada Permeabilitas Timur.
3. Karakteristik interval reservoir Formasi Telisa dinyatakan sebagai *tight gas reservoir* dengan hasil perhitungan *initial gas in place* menunjukkan 46.39 BSCF pada zona 10SS, 66.39 BSCF pada zona 11A-SS, serta 41.01 BSCF pada 11B-SS, menghasilkan total cadangan pada lapangan “JM” sebesar 153.79 BSCF.

5.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian, penulis menyarankan beberapa hal untuk mendapatkan hasil yang efektif dan lebih baik:

1. Koreksi resistivitas masih menggunakan asumsi persebaran *heavy mineral* merata di sepanjang zona, sehingga hasil *resistivity correction factor* belum bisa merepresentasikan keseluruhan reservoir. Oleh karena itu, dibutuhkan penelitian lebih lanjut pada Formasi Telisa dengan menggunakan *Log Elemental Capture Spectroscopy* sehingga dapat diketahui persebaran *heavy mineral* secara kontinu.
2. Hasil identifikasi *rock type* hanya berasal dari data *core* porositas dan permeabilitas dari satu sumur, namun disarankan untuk menggunakan data *core* dari beberapa sumur untuk memperkuat validasi *rock type* dan analisa karakteristik reservoir.
3. Langkah pengembangan yang optimal untuk dilakukan pada Lapangan “JM” dengan karakteristik *tight gas reservoir* merupakan stimulasi sumur dengan perlakuan *hydraulic fracturing* untuk meningkatkan permeabilitas formasi sehingga produksi hidrokarbon pada lapangan ini dapat dimaksimalkan.

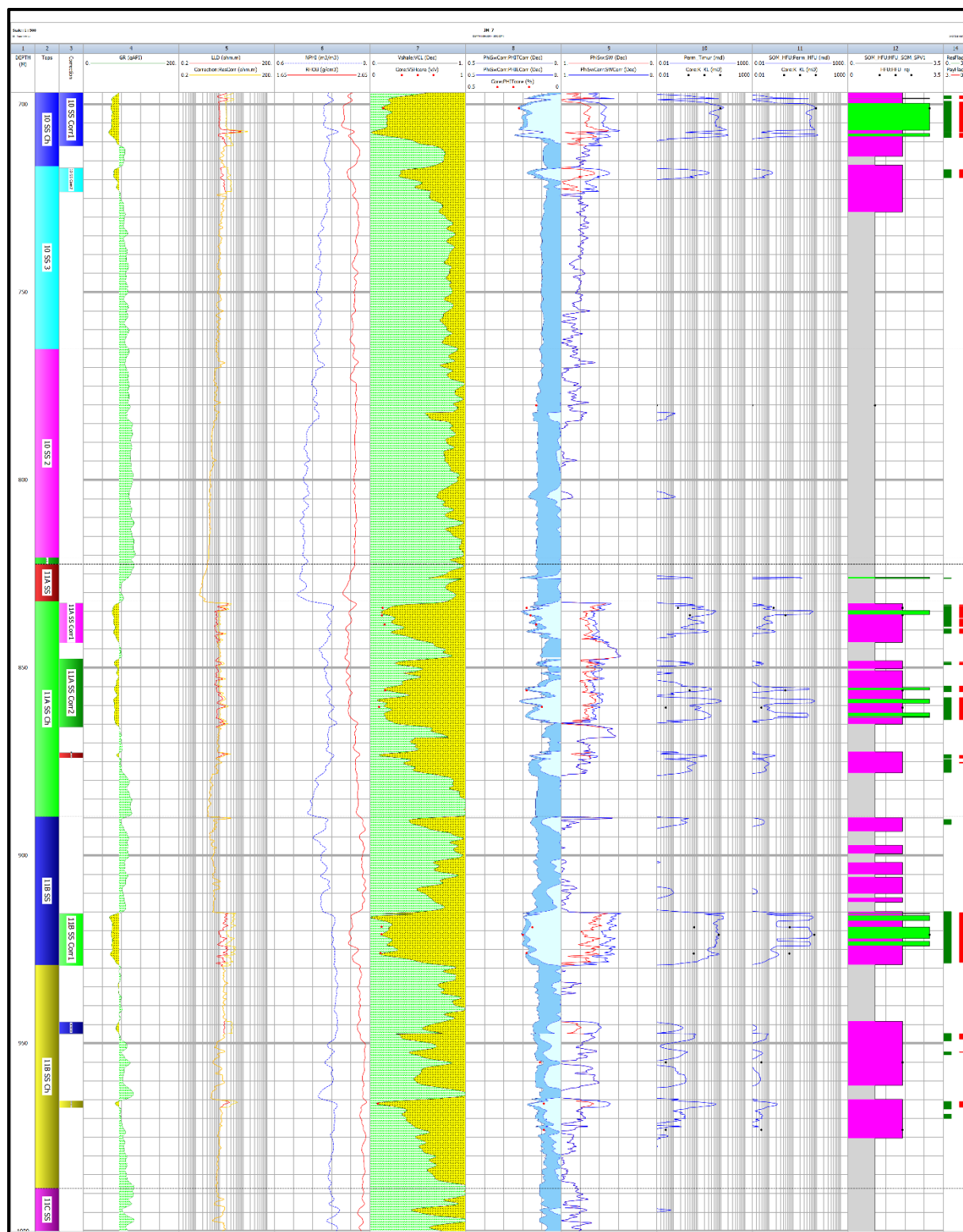
Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

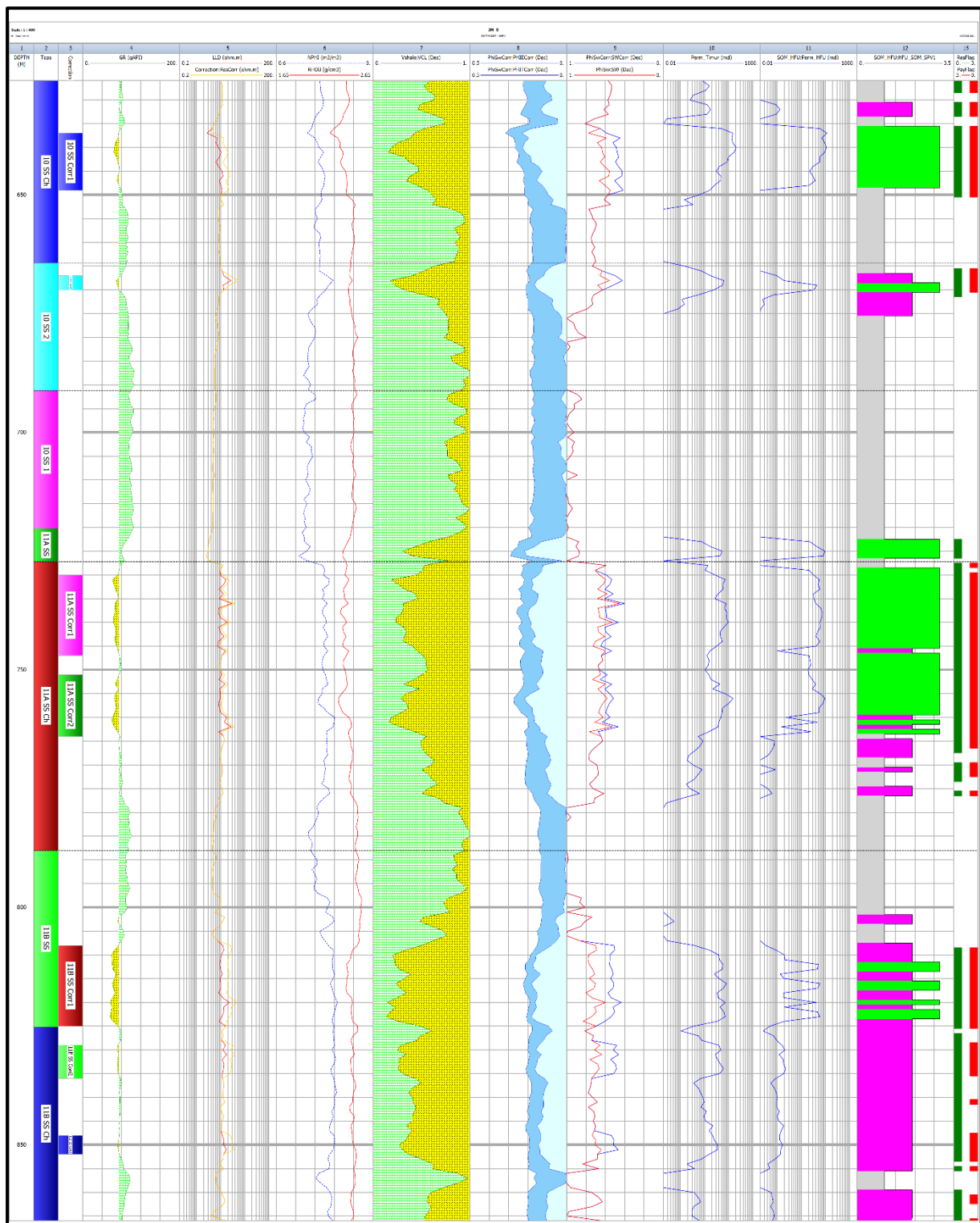
- Anggraini, V. (2015). Identifikasi Rock Type Menggunakan Metode Pore Geometry Structure Pada Reservoir Karbonat Formasi Tuban. Universitas Indonesia.
- Archie, G.E, 1942, The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, Petroleum Transactions of the AIME 146, p. 54-67.
- Ariyanto, Y., (2011), “Pemodelan Impedansi Akustik untuk karakterisasi reservoir pada daerah “X”, Sumatra Selatan”, Skripsi, FMIPA Universitas Indonesia, Depok.
- Asquith, G. & Krygowski, D. (2004). Basic Well log Analysis. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Barber, A.J., Crow, M.J. & Mmsom, J.S. (eds). 2005. Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution. Geological Society, London, Memoirs, pp. 31
- Bishop, M. G. (2000). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total petroleum System. U.S. Geological Survey
- Blake. 1989. The Geological Regional and Tectonic of South Sumatra Basins. Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention
- Boyd, A., Darling, H., Tobano, J., Davis, B., Lyon, B., Flaum, C., Klein, J., Sneider, R.J., Sibbit, A., Singer, J., 1995, The Lowdown on Low Resistivity Pay, Oilfield Review, Autumn edition, Schlumberger, p. 4-18.
- Clavier, C., Heim, A., and Scala, C., 1976, Effect of Pyrite on Resistivity and Other Logging Measurements, SPWLA Seventeenth Annual Logging Symposium, SPE, 34 p.
- Daly, Michael C., Hooper, B. G. D., & Smith, D. G. W. (1987). Tertiary Plate Tectonics and Basin Evolution in Indonesia.
- Darman, H., Sidi F. H. (2000). An Outline of The Geology of Indonesia (Jakarta: Ikatan Ahli Geologi Indonesia).
- De Coster, G. L. (1974). The geology of central and South Sumatra basin. Proceedings Indonesian Petroleum Association. 3rd Annual Convention. Jakarta: Indonesian Petroleum Association. pp. 77–110.
- Gandhi, A., Kubik, P., Termina, J.J., Rocque, T. & Volkmar, M., 2011, Petrophysics Identifies Low Resistivity Reservoirs, September 2011 Editor's Choice-Magazine.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). The Petroleum System and Future Potential Of The South Sumatera Basin. Indonesian Petroleum Association, IPA05-G-039.
- Givens, W.W., 1987, A Conductive Rock Matrix Model (CRMM) for the Analysis of Low-Contrast Resistivity Formations, The Log Analyst, p.138-151
- Glover, P. (2000). Petrophysics. UK: Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen
- Harsono, A. (1997). Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.

- Herdani, A. N. (2019). Identifikasi dan Studi Komparasi Metode Rock Typing Winland, Hydraulic Flow Unit (HFU), dan Pittman Pada Reservoir Karbonat, Formasi Kais, Lapangan 'A'. Universitas Indonesia.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). Geologi Minyak dan Gas Bumi . Bandung: ITB.
- Patnode, H.W. & Wyllie, M.R.J., 1950, The Presence of Conductive Solids in Reservoir Rocks as A Factor in Electric Log Interpretation, Petroleum Transactions, AIME, Vol 189, p. 47-52.
- Prayitno, S.H., Mardisewodjo, M. dan Atmojo, S.M., 2001, Pengaruh Mineral Pirit Terhadap Resistivitas Batupasir dan Aplikasinya pada Kasus Low Resistivity, Proceeding Simposium Nasional IATMI, Yogyakarta, p 1-7.
- Pulunggono, A., Cameron N.R. (1984). Sumatra Microplates, their Characteristic and their Roll in the Evolution of the Central and South Sumatra Basins: 13th Annual IPA Proceedings, v. 1, p. 121-143.
- Pulunggono, A., Haryo A., Kosuma, C.G. (1992). "Pre-Tertiary and Tertiary Fault System As A Framework of The South Sumatra Basin: A Study of SAR-MAPS". Proceedings Indonesian Petroleum Association 21st Annual Convention, p. 339-360.
- Schlumberger (1972) Log Interpretation Manual/Principles. Vol. 1. Schlumberger Well Services Inc., Houston.
- Setiahadiwibowo, A. P. (2017). ANALISIS KARAKTERISTIK BATUBARA BERDASARKAN REKAMAN WELL LOGGING DI DAERAH KABUPATEN KATINGAN KALIMANTAN TENGAH. *KURVATEK*, 1(2), 81-87.
- Souvick, Saha. "Low-Resistivity Pay (LRP): Ideas for Solution." Paper presented at the Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria, August 2003.
- Tiab, D. and Donaldson, E.C. (2004) Petrophysics Theory and Practice of Measuring of Reservoir Rocks. 2nd Edition, Gulf Professional Publishing, Oxford.
- W. Ebanks Jr, "Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects," AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.:(United States), vol. 71, 1987.
- Winardi, S., Surjono, S.S., Amijaya, D.H., Suryanto, W. (2021). Reservoirs resistivity correction factor in low resistivity pyritic sandstone reservoirs. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.
- Wisnu dan Nazirman. 1997. Geologi Regional Sumatera Selatan. Pusat SurveiGeologi Badan Geologi Kementrian ESDM.
- Worthington, P. F. (2005). Reserves - Getting it right. International Petroleum Technology Conference Proceedings, 1367–1378.
- Zain, M. K. (2011). Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville . Universitas Indonesia.
- Zen, H. N. H., & Abadi, A. M. (2016). Penerapan Fuzzy Logic Pada Metode Volumetric Untuk Application of Fuzzy Logic in Volumetric Method for Calculating Oil. Jurnal Pendidikan Matematika Dan Sains.

Hasil Analisis Petrofisika dan *Rock Typing* Setiap Sumur



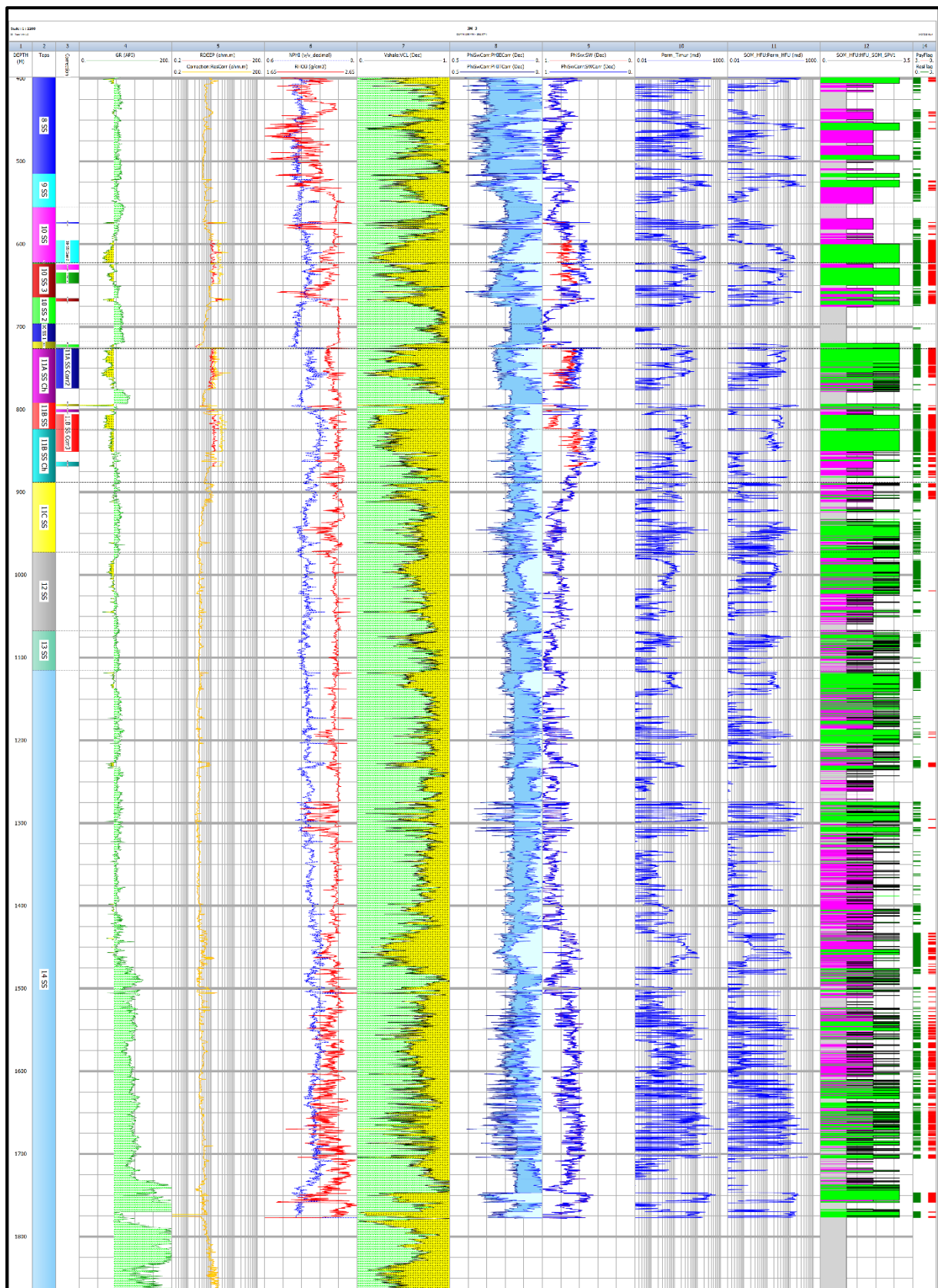
Sumur JM-7



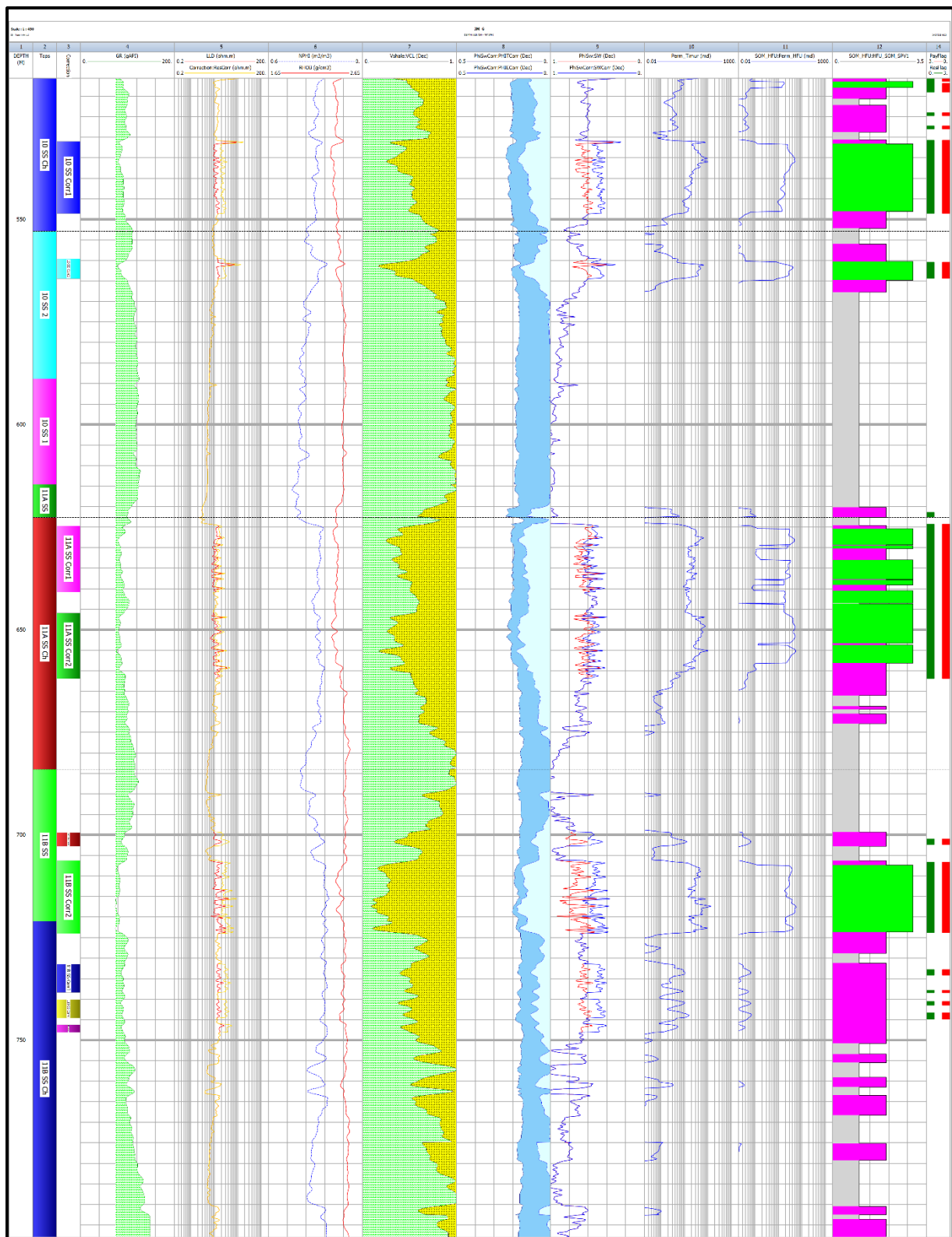
Sumur JM-8

Sumur JM-5

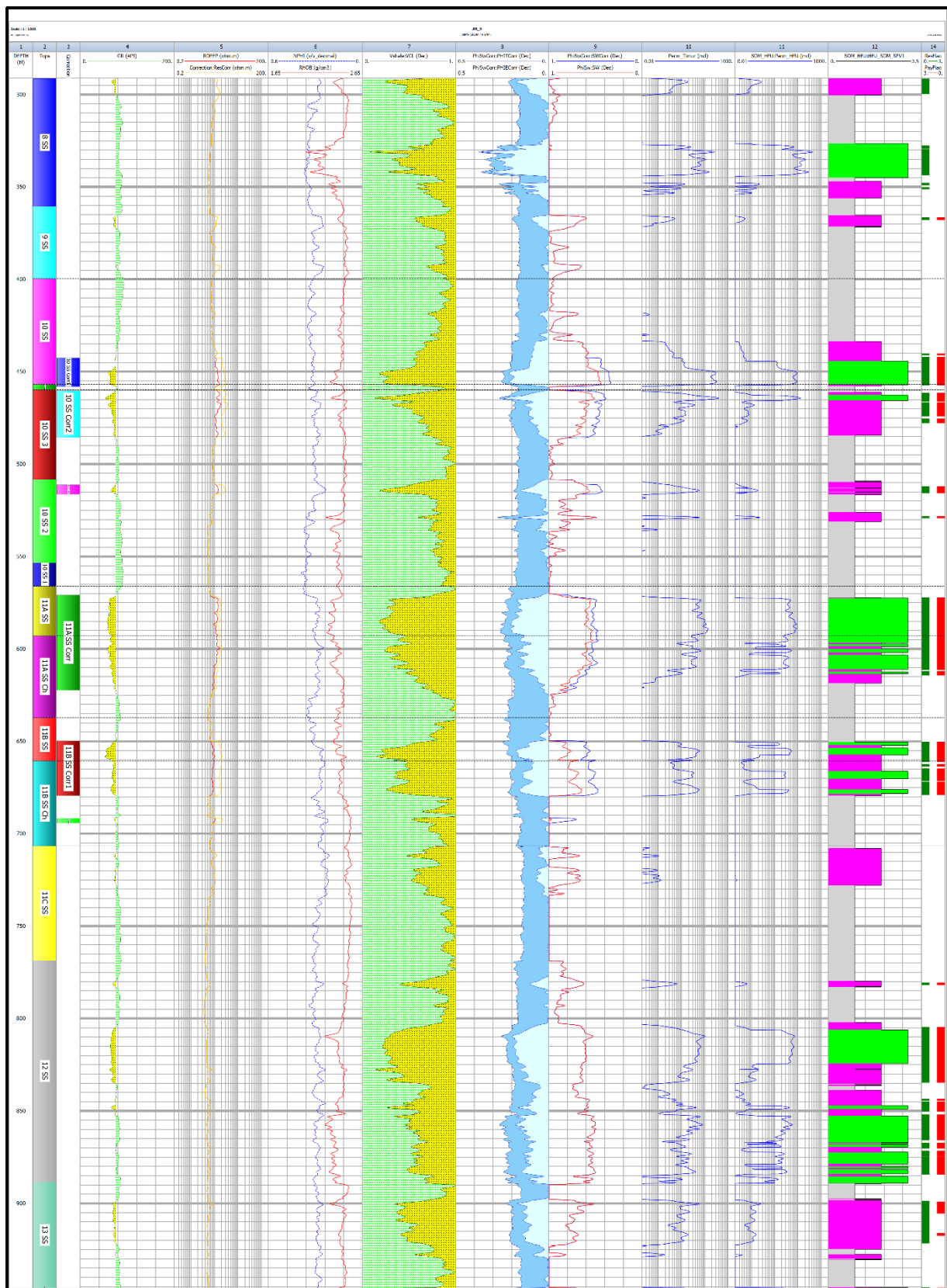
Sumur JM-1



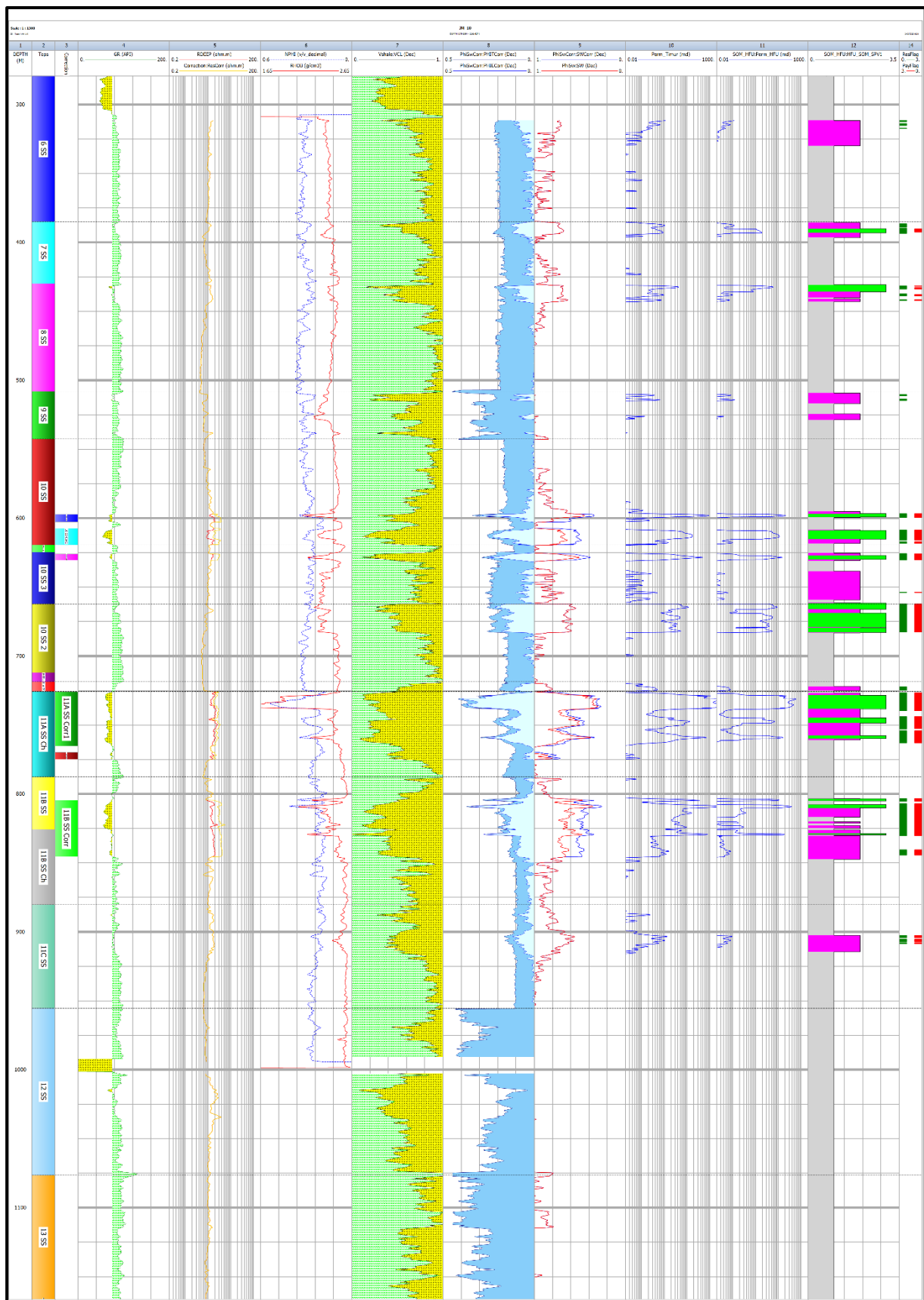
Sumur JM-3



Sumur JM-6



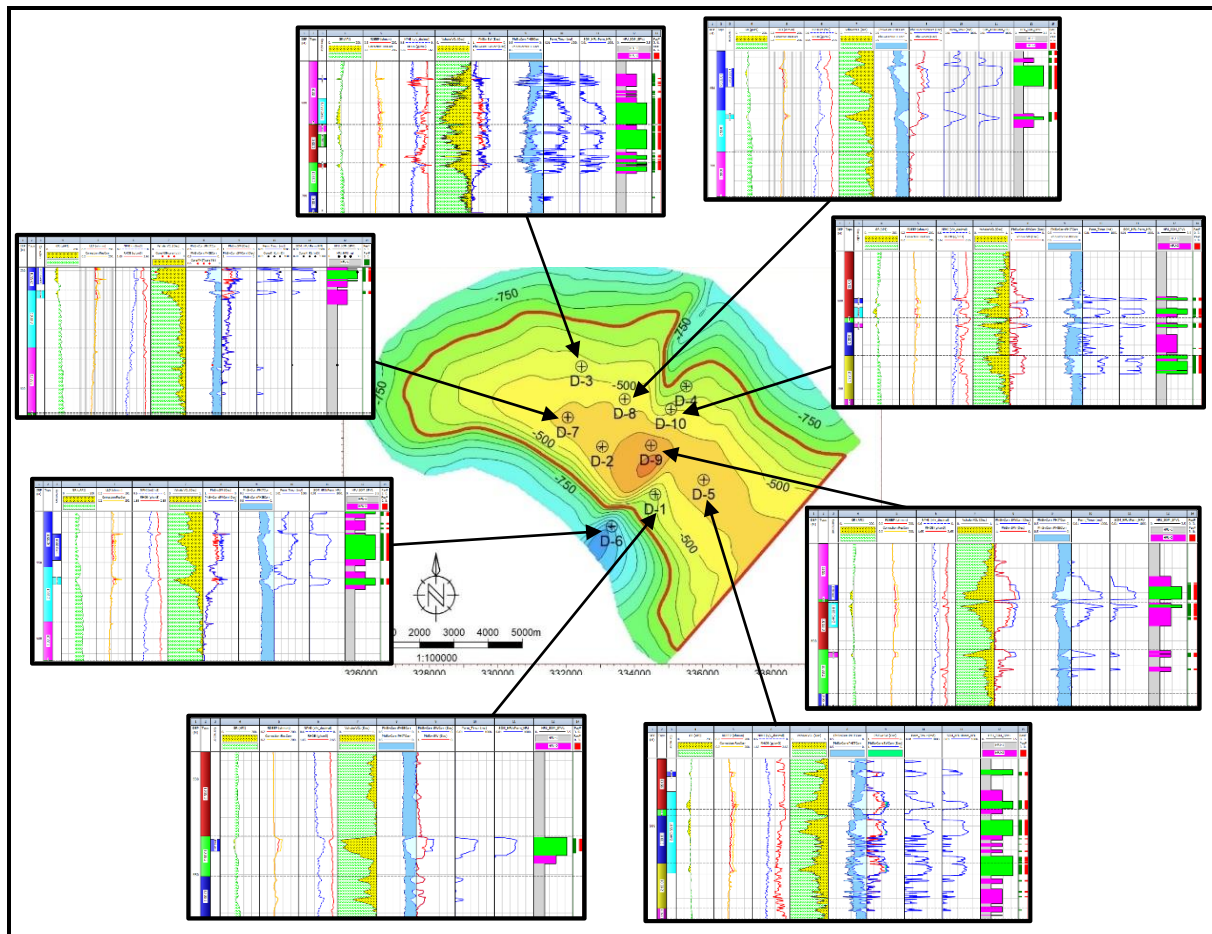
Sumur JM-9



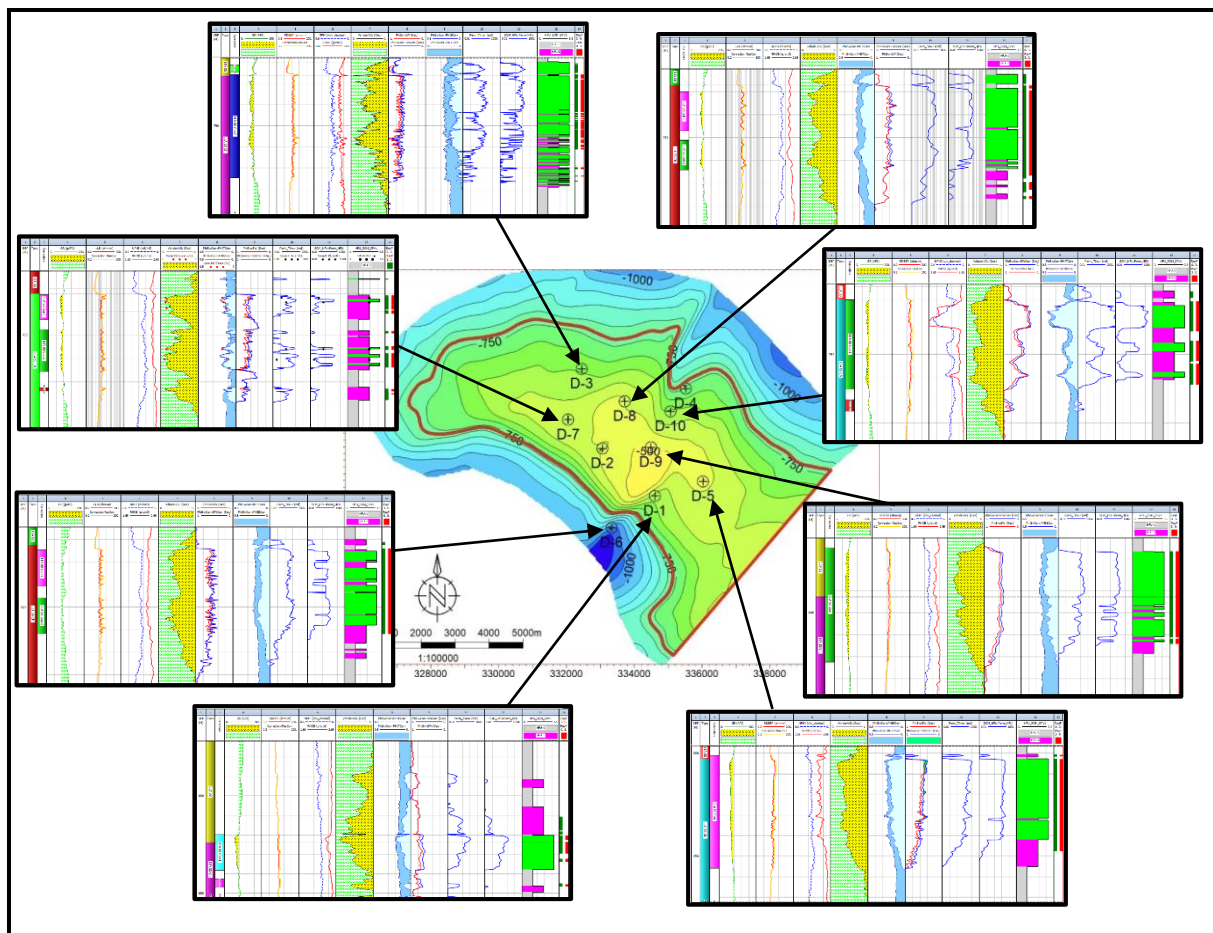
Sumur JM-10

LAMPIRAN II

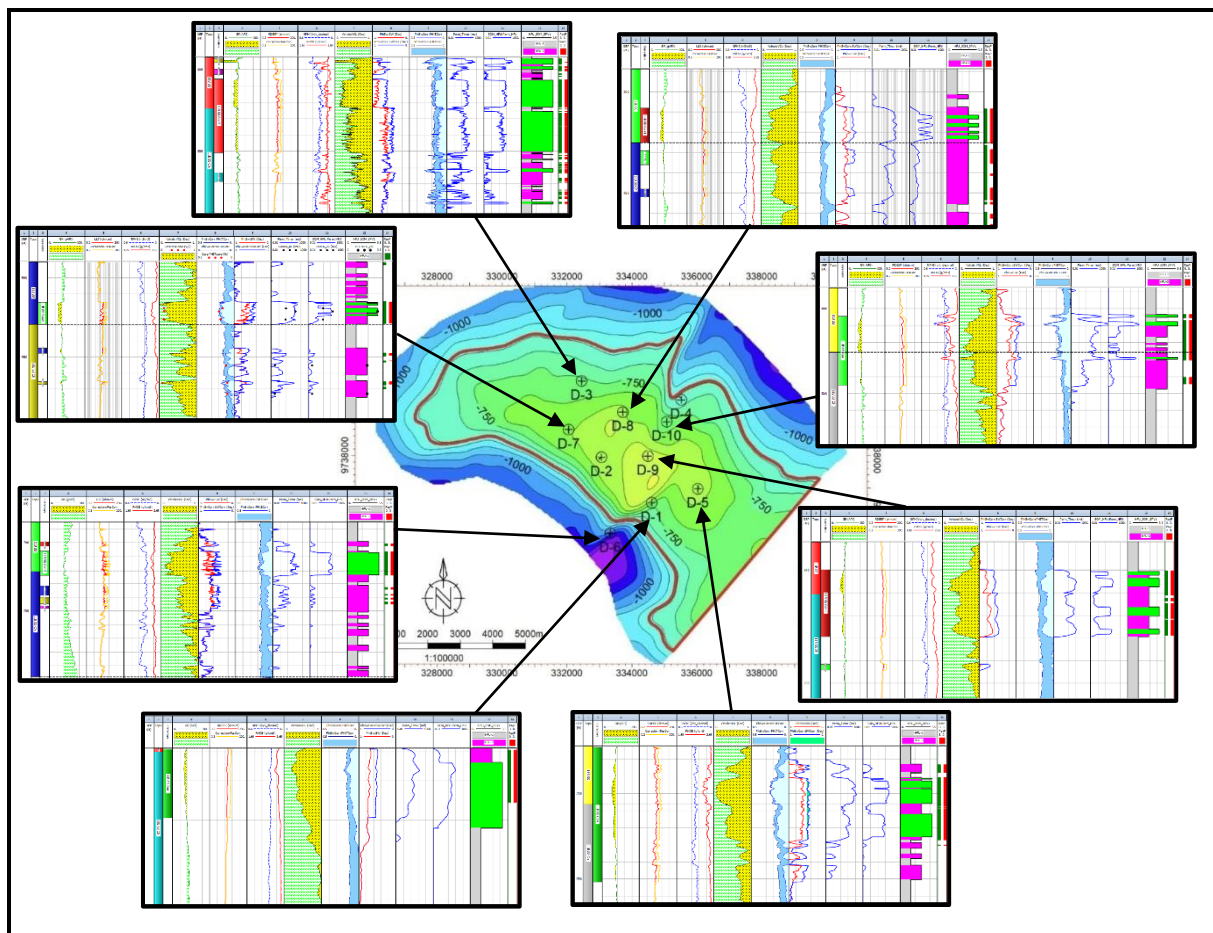
Korelasi Distribusi *Rock Type* terhadap *Depth Structure Map* Setiap Zona



Zona 10SS



Zona 11A-SS



Zona 11B-SS

BIODATA PENULIS



Jeremy Michael Putra dilahirkan di Depok, 29 Desember 2003 merupakan anak kedua dari 2 bersaudara. Penulis telah menempuh pendidikan formal yaitu di SD ABC Kids Elementary School (2009–2015), SMP Kristen Ketapang III (2015-2018) dan SMAS Bunda Hati Kudus (2018-2021). Setelah lulus dari SMA, Penulis mengikuti SBMPTN dan diterima di Departemen Teknik Geofisika pada tahun 2021. Selama menjadi mahasiswa, Penulis aktif dalam beberapa organisasi, kepanitiaan, serta lomba. Pengalaman terbaik Penulis merupakan menjadi *Awardee* serta Wakil Ketua (*Co-Student Representative*) pada IISMA Palacky University Olomouc 2023. Dalam pengalaman berorganisasi intra-kampus, Penulis pernah menjabat sebagai Kepala Departemen PSDM HMTG ITS,

Direktur *Field Camp* di AAPG ITS SC, Kepala *Seismic Interpretation Training* di Geosphere (*Geoscience Atmosphere*), serta pengalaman pada organisasi dan kepanitiaan lainnya seperti SEG ITS SC serta Petrolida. Lalu, Penulis juga gemar dalam mengikuti lomba di bidang *oil and gas* dan pernah menjuarai beberapa kompetisi seperti Juara 3 di *Plan of Development Competition* OGIP 2025, Juara 3 di *Plan of Development Competition* Petrolida 2025, Juara 1 di *Petrosmart Competition* Petroleague 2022, dan Juara 3 di *Case Study Competition* IPW 2024. Penulis juga memiliki pengalaman menjadi Asisten mata kuliah Analisis Data Well Log pada Laboratorium Petrofisika.