



**PERHITUNGAN VOLUME SHALE DAN POROSITAS
SEBAGAI PARAMETER ANALISIS PETROFISIKA
DALAM STUDI GEOLOGI GEOFISIKA DAN *RESERVOIR*
PADA LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

NAZRA ABDILLAH MENDOZA

NPM 203210646

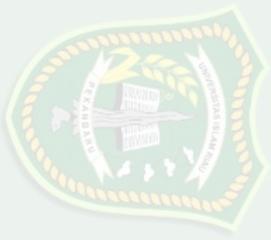


**UNIVERSITAS
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2024
ISLAM RIAU**

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU



**PERHITUNGAN VOLUME SHALE DAN POROSITAS
SEBAGAI PARAMETER ANALISIS PETROFISIKA
DALAM STUDI GEOLOGI GEOFISIKA DAN *RESERVOIR*
PADA LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

NAZRA ABDILLAH MENDOZA

NPM 203210646



**UNIVERSITAS
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2024
ISLAM RIAU**

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU



HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Nazra Abdillah Mendoza
NPM : 203210646
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Perhitungan Volume Shale Dan Porositas Sebagai Parameter Analisis Petrofisika Dalam Studi Geologi Geofisika Dan *Reservoir* Pada Lapangan X

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelas Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. Ir. Ira Herawati, S.T., M.T. (.....)

Penguji I : Dr. Mursyidah, M.Sc. (.....)

Penguji II : Ir. Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. (.....)

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Ir. NOVIA RITA, S.T., M.T

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**



PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 23 September 2024

Nazra Abdillah Mendoza
NPM 203210646

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

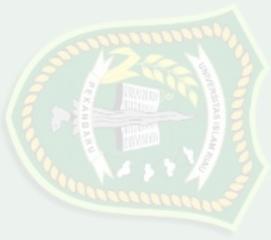
KATA PENGANTAR

Puji serta syukur takkan lupa peneliti sampaikan kepada Allah Subhanahu Wa Ta'ala, Alhamdulillah atas rahmat, karunia, dan hidayah-Nya sehingga peneliti dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan judul "Perhitungan Volume Shale dan Porositas Sebagai Parameter Analisis Petrofisika Dalam Studi Geologi Geofisika dan Reservoir Pada Lapangan X" dengan baik dan maksimal. Shalawat beriring salam tak lupa pula peneliti sampaikan kepada jantung hati siti aminah, berliannya kota Mekkah, perjuang tinggi dalam perang, guru besar setiap ilmuan, yang menggulung – gulung tikar jahiliah dan membentangkan tikar islamiah Nabi Allah, Nabi Muhammad SAW dengan lafaz Allahumma Sholi Ala' Muhammad Wa Ala' Ali Muhammad. Tugas akhir ini penulis buat sebagai hasil dari dedikasi dan kerja keras peneliti, yang berupaya untuk mencari tahu misteri yang tersimpan didalam bumi melalui metode – metode ilmiah yang modern dan inovatif.

Proses penelitian ini bukanlah perjalanan yang mudah, banyak tantangan dan hambatan yang harus dihadapi, mulai dari persiapan data yang kompleks hingga analisis yang membutuhkan ketelitian tinggi. Namun, semua hambatan tersebut berhasil dilalui berkat dukungan dan doa dari berbagai pihak. Maka dari itu, penulis menyampaikan terima kasih kepada berbagai makhluk hidup disekeliling penulis yang telah memberikan dukungan baik berupa moril maupun materil. Terima kasih ini penulis sampaikan kepada:

1. Ibu Dr. Ir. Ira Herawati, S.T., M.T selaku dosen pembimbing penulis yang telah memberikan ilmunya, menyediakan waktunya, dan memberikan masukan maupun arahan hingga tugas akhir ini dapat penulis selesaikan dengan maksimal.
2. Bapak Ir. H. Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., M.BA selaku dosen pembimbing akademik saya yang telah memberikan banyak arahan, nasihat, serta semangat kepada saya selama menjalani perkuliahan.
3. Pimpinan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, serta Dosen Program Studi Teknik Perminyakan yang telah membagikan ilmu dan pengetahuan selama masa kuliah, dan juga karyawan serta staf Laboratorium Teknik Perminyakan dan Tata Usaha Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, yang





telah memberikan dukungan dan bantuan dalam proses kegiatan perkuliahan di kampus.

4. Bapak Ir. Fiki Hidayat, S.T., M.Eng dan Ibu Dr. Mursyidah, M.Sc selaku dosen penguji yang telah memberikan masukan dan arahan kepada penulis agar dapat menyelesaikan tugas akhir ini menjadi lebih baik.
5. Abangda Rizqy Kharisma selaku mentor dan teman berdiskusi penulis. Terimakasih telah menyempatkan waktu dan tenaganya untuk berbagi ilmu kepada penulis hingga akhirnya tugas akhir ini dapat selesai.
6. Teristimewa kepada kedua orang tua penulis, panutan penulis ayahanda Ir. Mendoza dan pintu surga penulis Ibunda Fitriyana, SE. Terimakasih yang tiada terkira penulis persembahkan tugas akhir ini untuk kalian, atas segala pengorbanan dan kasih sayang yang diberikan kepada penulis. Sehingga anak tengahmu ini dapat menyelesaikan perkuliahan ini, doa serta restu ayah dan bunda sangat berarti bagi penulis, gelar sarjana ini penulis persembahkan untuk ayah dan bunda tercinta.
7. Kepada saudara sedarah penulis Abang Daffa Ulhaq Mendoza yang selalu memberikan motivasi dan kalimat Sarkasnya dan Adik Shazia Tartillah Qonita yang selalu membukakan pintu rumah ketika penulis pulang larut malam. Terimakasih telah menjadi bagian dari penyelesaian tugas akhir ini.
8. Teman seperjuangan penulis selama di perkuliahan ini Dirut Pertamina Grup, M Rafli, Rafid Farda, dan Febi Febriyanti. Terimakasih telah kebersamai penulis hingga saat ini, memberikan dukungan serta arahan disaat penulis kebingungan dalam proses penyusunan tugas akhir ini, semoga Allah membalas kebaikan kalian.
9. Manusia dengan kelucuannya dan masalahnya masing-masing, Ammar Fawwas Ar-Rosyiq, Gandi Pratama, dan Rafid Farda yang telah banyak membantu dan kebersamai penulis dengan memberikan kalimat-kalimat lucu dan recehnya selama proses penyusunan tugas akhir.
10. Angkatan 2020 Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, yang tidak mampu peneliti tulis satu persatu. Terimakasih bersama kalian penulis dapat merasakan serunya berkuliah di fakultas teknik.



11. Terkhusus Nada Islami, yang selalu membersamai perjalanan penulis diperkuliahan ini, manusia dengan segala problematiknya, manusia dengan segala ego dan moodnya. Terimakasih telah menjadi bagian dari perjalanan hidup penulis, terima kasih selalu ada disaat suka dan duka penulis, terima kasih telah menjadi tempat untuk penulis pulang. Doa terbaik untuk kita, semoga kita apa yang kita semogakan, tersemogakan.
12. Nazra Abdillah Mendoza, "Terimakasih" katanya.

Akhir kata penulis mengucapkan terima kasih banyak kepada semua pihak yang telah membersamai, semoga upaya ini menjadi langkah kecil namun berarti dalam pengembangan ilmu pengetahuan dan teknologi yang lebih maju.

Pekanbaru, 23 September 2024

Penulis

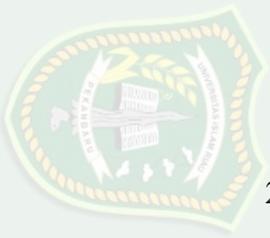
Nazra Abdillah Mendoza

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**



DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN	xi
DAFTAR SINGKATAN DAN SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Regional Lapangan X.....	5
2.2 <i>Well Logging</i>	7
2.2.1 <i>Log Gamma Ray</i>	8
2.2.2 <i>Log Densitas (RHOB)</i>	10
2.2.3 <i>Log Neutron (NPHI)</i>	11
2.2 Volume Shale.....	12
2.4 <i>Neutron-Density</i>	14
2.3 Porositas.....	15



2.5	<i>State of The Art</i>	16
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		19
3.1	Metode Penelitian	19
3.1.1	Penentuan Volume Shale	19
3.1.2	Perhitungan Porositas	24
3.1.3	Validasi Perhitungan Volume Shale dan Porositas	28
3.2	Data Penelitian	29
3.3	Diagram Alir Penelitian	30
3.4	Tempat dan Jadwal Penelitian	31
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		32
4.1	Penentuan Volume Shale	32
4.2	Perhitungan Porositas	43
4.4	Validasi Perhitungan Volume shale dan Porositas	48
4.4.1	Validasi Menggunakan <i>Crossplot</i> VSH vs PHIE	48
4.4.2	Validasi Menggunakan Data Sidewall Core	49
4.4.3	Validasi Menggunakan Data Swabtest	50
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		52
5.1	Kesimpulan	52
5.2	Saran	52
DAFTAR PUSTAKA		53
DAFTAR LAMPIRAN		61

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**

DAFTAR GAMBAR

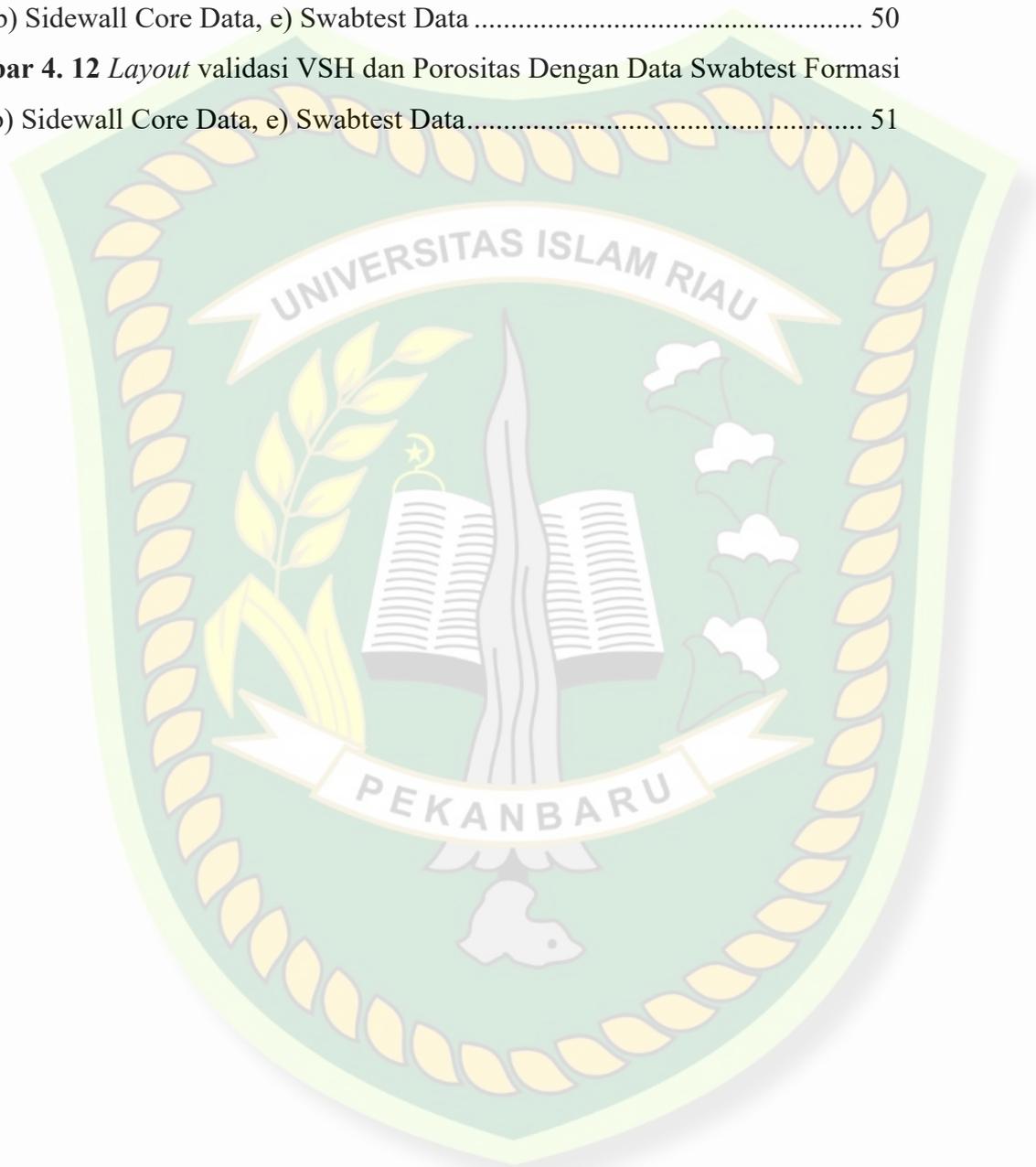
Gambar 2. 1 Fisiografi Regional Cekungan Sumatera Tengah	6
Gambar 2. 2 Statigrafi Cekungan Sumatera Tengah.....	7
Gambar 2. 3 Log Gamma Ray.....	9
Gambar 2. 4 Log Density (RHOB) dan Log Neutron (NPHI)	11
Gambar 2. 5 <i>Crossplot</i> log densitas dan log neutron pada software Paradigm Geolog.....	14
Gambar 3. 1 Interval Formasi Lapangan X	20
Gambar 3. 2 Histogram Gamma ray Seluruh Sumur Pada Setiap Interval Formasi	21
Gambar 3. 3 Histogram Sumur Referensi Terhadap Interval Referensi	22
Gambar 3. 4 Histogram Gamma ray Normalisasi Seluruh Formasi.....	23
Gambar 3. 5 Tools Perhitungan Volume Shale	24
Gambar 3. 6 Tools Perhitungan Log NDSEP	25
Gambar 3. 7 <i>Crossplot</i> NDSEP vs GRN Formasi T_A	26
Gambar 3. 8 <i>Crossplot</i> Neutron - Density Formasi T_A.....	27
Gambar 3. 9 Tools Perhitungan Porositas.....	28
Gambar 3. 10 Diagram Alir Penelitian	30
Gambar 4. 1 Interval Acuan Seluruh Sumur.....	33
Gambar 4. 2 Histogram GR Sumur Referensi Pada Interval Referensi	35
Gambar 4. 3 GR dan GR Normalisasi dengan Interval Referensi: a) GR Interval Referensi Sebelum Normalisasi, b) GR Interval Referensi Sesudah Normalisasi	36
Gambar 4. 4 Histogram GR dan GR Normalisasi Terhadap Seluruh Interval Formasi.....	38
Gambar 4. 5 Histogram Gamma ray Normalisasi Formasi T_A dan T_B	39
Gambar 4. 6 Log GRN dan VSH Pada Formasi T_D dan T_E	40
Gambar 4. 7 a) <i>Crossplot</i> NPHI vs RHOB Pada Formasi T_G dan b) GRN vs NDSEP Pada Formasi T_G	43
Gambar 4. 8 Tools Perhitungan Porositas.....	45
Gambar 4. 9 <i>layout</i> Log Formasi T_A: a) Log VSH, b) Log Resistivitas, c) Log Neutron-Density, dan d) Log PHIT dan PHIE	46



Gambar 4. 10 PHIE vs VSH; a) Formasi T_E, dan b) Formasi T_F 49

Gambar 4. 11 Validasi VSH dan Porositas Dengan Data Sidewall Core Formasi T_E. b) Sidewall Core Data, e) Swabtest Data 50

Gambar 4. 12 *Layout* validasi VSH dan Porositas Dengan Data Swabtest Formasi T_E, b) Sidewall Core Data, e) Swabtest Data..... 51



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 TOD dan BOD Data	20
Tabel 3. 2 Data Penelitian.....	29
Tabel 3. 3 Jadwal Penelitian	31
Tabel 4. 1 Nilai <i>Percentile</i> 3% dan <i>Percentile</i> 97% dari Histogram Masing – Masing Sumur Terhadap Interval Referensi.....	36
Tabel 4. 2 Nilai <i>Percentile</i> 3% dan <i>Percentile</i> 97% dari Masing – Masing Sumur Terhadap Seluruh Interval	37
Tabel 4. 3 Nilai Minimum dan Maksimum Masing – Masing Formasi	40
Tabel 4. 4 Nilai Volume Shale Masing - Masing Formasi.....	41
Tabel 4. 5 Running Nilai Shale <i>Point</i>	44
Tabel 4. 6 Hasil Perhitungan Porositas Total dan Porositas Efektif	46

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Histogram GR Masing-Masing Sumur Pada Interval Referensi .	61
LAMPIRAN II Histogram GRN Masing-Masing Sumur Pada Interval Referensi	62
LAMPIRAN III Histogram GR Masing-Masing Sumur Pada Seluruh Interval .	63
LAMPIRAN IV Histogram GRN Masing-Masing Sumur Pada Seluruh Interval	64
LAMPIRAN V Histogram GRN Masing-Masing Formasi Pada Seluruh Sumur	65
LAMPIRAN VI Histogram Volume Shale Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur.....	66
LAMPIRAN VII <i>Crossplot</i> GRN vs NDSEP Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur.....	67
LAMPIRAN VIII <i>Crossplot</i> Neutron-Density Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur.....	68
LAMPIRAN IX <i>Crossplot</i> VSH vs PHIE Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur.....	69

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**

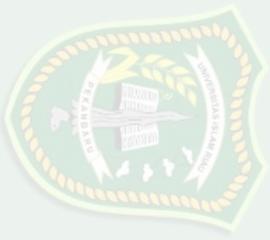




DAFTAR SINGKATAN DAN SIMBOL

BOD	<i>Bottom of Data</i>
BS	<i>Log Bit size</i>
CALI	<i>Log Caliper</i>
DRES	<i>Log Deep resistivity</i>
GR	<i>Gamma ray</i>
GRN	<i>Gamma Ray Normalisasi</i>
LWD	<i>Logging while drilling</i>
NDSEP	<i>Neutron Densitas Separasi</i>
NPHI	<i>Log neutron</i>
NPHI_SH	<i>Neutron Shale</i>
PHIE	<i>Porositas efektif</i>
PHIT	<i>Porositas total</i>
RHOB	<i>Log densitas</i>
RHOB_SH	<i>Densitas Shale</i>
RXO	<i>Log Resistivity of flushed zone</i>
SRES	<i>Log Shallow resistivity</i>
TOD	<i>Top of Data</i>
VSH	<i>Volume Shale</i>
\emptyset	<i>Porositas</i>
<i>gr</i>	<i>Gram</i>
cm^3	<i>Centimeter kubik</i>
ρ	<i>Densitas</i>

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



PERHITUNGAN VOLUME SHALE DAN POROSITAS SEBAGAI PARAMETER ANALISIS PETROFISIKA DALAM STUDI GEOLOGI GEOFISIKA DAN *RESERVOIR* PADA LAPANGAN X

NAZRA ABDILLAH MENDOZA

NPM 203210646

ABSTRAK

Petrofisika merupakan salah satu metode GGR yang digunakan untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon. Dalam mengoptimalkan penilaian terhadap potensi pengembangan zona hidrokarbon, perlu dilakukan analisis petrofisika dengan mempertimbangkan parameter volume shale dan porositas yang ada. Keberadaan *shale* pada suatu formasi akan mempengaruhi kualitas *reservoir*, karena kandungan *shale* dapat mengubah nilai porositas dan permeabilitas. Porositas merupakan parameter penting karena menilai kemampuan batuan untuk menyimpan hidrokarbon. Analisis petrofisika pada lapangan X Cekungan Sumatera Tengah pada sumur ZR-01, ZR-02, ZR-03, dan ZR-04 terhadap tujuh formasi, dilakukan untuk memahami karakteristik *reservoir*, khususnya dalam hal kemampuan batuan menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Perhitungan volume shale dilakukan dengan menggunakan *log gamma ray* untuk mengetahui porositas efektif yang bebas dari kandungan *shale*. Nilai porositas diperoleh dari *log* densitas dan *log neutron* akan di validasi terhadap pengaruh dari kandungan *shale* dengan *crossplot* VSH vs PHIE, data *sidewall core* dan data *swabtest*. Metode yang dilakukan pada penelitian ini berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif yang dilakukan menggunakan *software* Paradigm Geolog untuk menentukan volume shale dan porositas pada tujuh formasi di Lapangan X. Hasil yang diperoleh mencakup nilai volume shale pada tujuh formasi yaitu 61%, 55%, 70%, 44%, 63%, 24%, dan formasi T_G memiliki volume shale terendah yaitu 19%. Nilai porositas total sebesar 25%, 17%, 12%, 13%, 9%, 11%, dan 7% nilai porositas sangat baik (25%) dimiliki oleh formasi T_A. Sementara itu, nilai porositas efektif tercatat sebesar 17%, 9%, 5%, 9%, 3%, 9%, dan 5%. Hasil analisis menunjukkan bahwa nilai volume shale dan porositas yang diperoleh konsisten dengan *crossplot* VSH vs PHIE serta sesuai dengan data *sidewall core* dan data *swabtest*. Validasi yang dilakukan menunjukkan bahwa metode yang digunakan akurat dan dapat diandalkan dalam menggambarkan karakteristik *reservoir*.

Kata Kunci: *Well logging*, Volume Shale, Porositas

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



**SHALE VOLUME AND POROSITY CALCULATION
AS PETROPHYSICAL ANALYSIS PARAMETERS
IN GEOPHYSICAL AND RESERVOIR GEOLOGY STUDIES
IN THE X FIELD**

NAZRA ABDILLAH MENDOZA

NPM 203210646

ABSTRACT

Petrophysics is one of the GGR methods used to determine the presence of hydrocarbons. In optimizing the assessment of the potential development of hydrocarbon zones, it is necessary to conduct a petrophysical analysis by considering the parameters of shale volume and porosity. The presence of shale in a formation will affect the quality of the reservoir, because the shale content can change the porosity and permeability values. Porosity is an important parameter because it assesses the ability of rocks to store hydrocarbons. Petrophysical analysis of the Central Sumatra Basin X field at wells ZR-01, ZR-02, ZR-03, and ZR-04 against seven formations was conducted to understand reservoir characteristics, especially in terms of the ability of rocks to store and transport hydrocarbons. The calculation of shale volume was carried out using gamma ray logs to determine the effective porosity free of shale content. Porosity values obtained from density logs and neutron logs will be validated against the influence of shale content with VSH vs PHIE crossplots, sidewall core data and swabtest data. The method carried out in this study is based on qualitative and quantitative analysis carried out using Paradigm Geolog software to determine shale volume and porosity in seven formations in the X Field. The results obtained include shale volume values in seven formations, namely 61%, 55%, 70%, 44%, 63%, 24%, and the T_G formation has the lowest shale volume of 19%. Total porosity values of 25%, 17%, 12%, 13%, 9%, 11%, and 7% excellent porosity values (25%) are owned by the T_A formation. Meanwhile, effective porosity values were recorded as 17%, 9%, 5%, 9%, 3%, 9%, and 5%. The analysis shows that the shale volume and porosity values obtained are consistent with the VSH vs PHIE crossplot and in agreement with sidewall core and swabtest data. The validation performed shows that the method used is accurate and reliable in describing reservoir characteristics.

Keywords: Well logging, Shale Volume, Porosity

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Studi *Geology, Geophysics, Reservoir* (GGR) adalah studi yang berkaitan dengan analisis bawah permukaan seperti geofisika, interpretasi struktur, evaluasi formasi, petrofisika, dan korelasi *log* sumur dengan tujuan memberikan peningkatan terhadap kinerja suatu lapangan (Haris, 2020). Petrofisika merupakan salah satu metode GGR yang digunakan untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon, serta mampu meningkatkan potensi keberadaan minyak dan gas bumi (Aulia et al., 2018). Parameter utama yang dianalisis dalam petrofisika meliputi porositas, permeabilitas, saturasi air, dan resistivitas. Analisis petrofisika bertujuan untuk mengoptimalkan penilaian terhadap potensi pengembangan zona hidrokarbon dengan mempertimbangkan nilai-nilai parameter petrofisika yang ada (Gahana et al., 2019). Mengingat tingginya kebutuhan terhadap minyak dan gas bumi, diperlukan estimasi cadangan hidrokarbon di berbagai *reservoir* yang ada. Dalam hal ini, data yang diperlukan untuk mengidentifikasi jumlah cadangan hidrokarbon yang belum diproduksi harus akurat, dan informasi ini dapat diperoleh melalui pelaksanaan *well logging* (Kusuma et al., 2023).

Indikator yang paling tepat terhadap keberadaan *reservoir* adalah melalui *log gamma ray*, karena elemen radioaktif memiliki kecenderungan untuk terakumulasi di dalam *shale* (Suwondo et al., 2022). Sependapat dengan (Chasandra et al., 2018), untuk lapisan yang mengandung *shale*, *volume* dari *shale* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan yang diperoleh dari *log gamma ray*, *log spontaneous potential*, dan *log neutron*. Umumnya, semakin tinggi nilai *log gamma ray* (GR), semakin tinggi pula nilai Volume Shale (*VSH*) karena dalam *shale relative* lebih banyak ditemukan mineral-mineral seperti *potassium* (K), *Thorium* (Th), dan *Uranium* (U). Keberadaan *shale* pada suatu formasi akan mempengaruhi kualitas *reservoir*, karena kandungan *shale* dapat mengubah nilai porositas dan permeabilitas (Vu & Nguyen, 2021).

Perhitungan Volume shale penting dilakukan dalam menentukan karakteristik *reservoir* karena memastikan keberadaan hidrokarbon di *reservoir* (Adepehin et

al., 2022). Perhitungan porositas penting untuk menentukan cadangan minyak, dan memilih interval perforasi (Tali & Farman, 2021). Porositas merupakan parameter penting karena menilai kemampuan batuan untuk menyimpan hidrokarbon (Ganat, 2022). Perhitungan porositas dimulai dengan menghitung Volume shale (VSH), karena porositas efektif merupakan porositas yang bebas dari kandungan *shale* (Nuryanto & Santosa, 2014).

Setelah melakukan analisis *logging*, selanjutnya adalah melakukan interpretasi data untuk memperkirakan kemungkinan adanya lapisan *porous* dan *permeable* serta keberadaan fluida. Untuk memperoleh hasil yang lebih akurat, perlu dilakukannya validasi antara data *logging* dengan data *sidewall core* dan data *swabtest*. Validasi data *logging* dengan data *sidewall core* membantu mengurangi ketidakpastian dalam evaluasi formasi, meningkatkan keakuratan pengukuran properti petrofisika seperti porositas dan permeabilitas (Worthington, 1994). (Ardo BU, 2016) menyimpulkan bahwasannya mengkorelasikan data *sidewall core* dengan data *logging* dapat membantu menentukan sifat-sifat batuan, sehingga mengurangi ketidakpastian dalam formasi.

Secara fisiografi, daerah penelitian terletak di Cekungan Sumatera Tengah, Provinsi Riau. Cekungan Sumatera Tengah adalah cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang terbentang sepanjang tepi barat dan selatan dari Paparan Sunda (Widhiyatmoko et al., 2022). Cekungan ini menjadi salah satu cekungan minyak utama dan yang paling produktif menghasilkan minyak bumi di Indonesia saat ini (Natasia et al., 2017). Oleh karena itu, untuk mengetahui potensi hidrokarbon di suatu wilayah Cekungan Sumatera Tengah, dapat dilakukan dengan menggunakan pendekatan yang dipelajari dalam ilmu petrofisika (Kardeta et al., 2022).

Lapangan X Cekungan Sumatera Tengah merupakan lapangan yang terindikasi memiliki cadangan hidrokarbon, untuk memastikan keberadaan hidrokarbon tersebut perlu dilakukan analisis petrofisika. Analisis petrofisika dilakukan terhadap tujuh formasi dan empat sumur yaitu ZR-01, ZR-02, ZR-03, dan ZR-04. Penelitian ini dilakukan bertujuan untuk menghitung volume shale dan porositas pada setiap formasi terhadap empat sumur dan di validasi menggunakan *crossplot* VSH vs PHIE, data *sidewall core*, dan data *swabtest*.



Dalam penelitian ini, analisis kualitatif dan kuantitatif dilakukan menggunakan *software* Paradigm Geolog untuk menentukan volume shale dan porositas pada tujuh formasi di Lapangan X. Hasil analisis diharapkan dapat menunjukkan bahwa nilai volume shale dan porositas yang diperoleh tervalidasi dengan *crossplot* VSH vs PHIE serta sesuai dengan data *sidewall core* dan data *swabtest*.

1.2 Tujuan Penelitian

Penelitian ini memiliki beberapa tujuan yang menjadi fokus utama, diantaranya:

1. Menentukan volume shale pada setiap formasi di lapangan X.
2. Menentukan porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) pada setiap formasi di lapangan X.
3. Melakukan validasi terhadap perhitungan volume shale dan porositas. menggunakan *crossplot* VSH vs PHIE, data *sidewall core*, dan data *swabtest*.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari dilakukannya penelitian ini, diantaranya:

1. Penelitian ini dapat menjadi referensi bagi peneliti lain dalam melakukan penelitian lebih lanjut tentang analisis *well logging*. Selain itu, penelitian ini juga dapat dijadikan sebagai panduan bagi perusahaan dalam mempertimbangkan implementasi pada skala lapangan penuh.
2. Penelitian ini dapat memberikan pemahaman yang terintegrasi tentang hubungan ilmiah antara geologi, geofisika, dan industri perminyakan.
3. Penelitian ini memiliki potensi untuk dipublikasikan baik dalam skala nasional maupun internasional.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini lebih fokus dan tidak menyimpang dari tujuan awalnya, perlu ditetapkan batasan masalahnya. Oleh karena itu, penulis menetapkan batasan masalah untuk penelitian ini, yang meliputi:

1. Penelitian ini dilakukan menggunakan *software* Paradigm Geolog.
2. Penelitian ini dilakukan pada setiap formasi di lapangan X.
3. Penelitian ini hanya menggunakan *log gamma ray*, *log densitas*, dan *log neutron*.



4. Penelitian ini hanya memvalidasi perhitungan volume shale dan porositas yang telah dilakukan.
5. Penelitian ini hanya melakukan validasi terhadap *crossplot* VSH vs PHIE, data *sidewall core* dan data *swabtest*.



**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Minyak bumi merupakan salah satu sumber daya alam yang sangat penting bagi kehidupan masyarakat. Minyak bumi digunakan sebagai bahan bakar utama untuk transportasi, pembangkit listrik, dan industri. Cadangan minyak bumi yang ada perlu dikelola dengan bijaksana untuk menjamin keberlanjutan energi di masa depan. Pengelolaan cadangan minyak bumi yang baik dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan energi saat ini, selain itu juga untuk menjaga keseimbangan lingkungan. Dalam konteks ini, pemahaman tentang keberadaan cadangan minyak bumi menjadi semakin krusial dalam upaya mencapai pembangunan berkelanjutan. Allah SWT berfirman dalam QS Al-Hujurat ayat 6;

“wahai orang-orang yang beriman! Jika seseorang yang fasik datang kepadamu membawa suatu berita, maka telitilah kebenarannya, agar kamu tidak mencelakakan kaum karena kebodohan (kecerobohan), yang akhirnya kamu menyesali perbuatanmu itu.”

Ayat ini mengajarkan pentingnya memverifikasi informasi sebelum mempercayainya dan bertindak berdasarkan informasi tersebut. Mempercayai suatu berita tanpa diselidiki kebenarannya, besar kemungkinan akan membawa korban jiwa dan harta yang sia-sia, yang hanya menimbulkan penyesalan belaka. Maka dari itu dalam penelitian ini peneliti melakukan perhitungan Volume shale dan Porositas yang nantinya akan dilihat kebenaran dari perhitungan tersebut dengan cara memvalidasi hasil perhitungan tersebut dengan *crossplot* VSH vs PHIE *data sidewall core* dan *data swabtest*.

2.1 Regional Lapangan X

Cekungan Sumatera Tengah adalah salah satu dari tiga cekungan yang ada di Pulau Sumatera. Cekungan ini diklasifikasikan sebagai cekungan belakang busur (*back-arc basin*) yang terbentuk di sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda pada Tersier Awal (*Eosen – Oligosen*). Cekungan Sumatera Tengah memiliki dua pola struktur, pertama adalah pola Utara-Selatan yang terbentuk pada periode Pra-Tersier hingga Tersier Awal (*Eosen – Oligosen*), dan yang kedua adalah pola Barat Laut-Tenggara yang terbentuk pada periode Miosen hingga Resen (Adinur et al.,

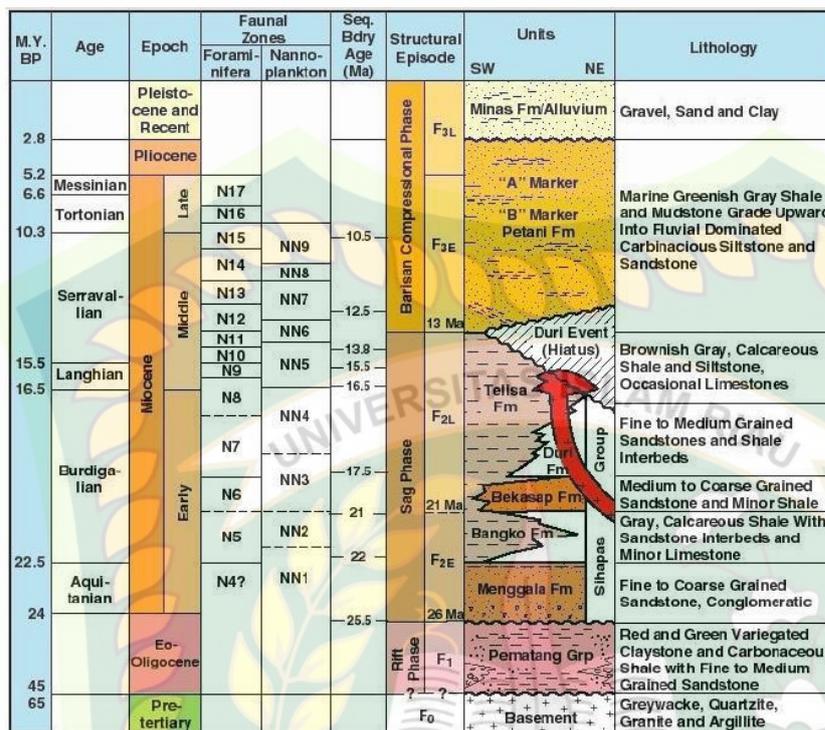
2019). Natasia et al. (Natasia et al., 2017) mengatakan bahwa Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan minyak utama dan yang paling produktif menghasilkan minyak bumi di Indonesia pada saat ini.



Gambar 2.1 Fisiografi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Hendrick & Aulia, 1993)

Pada **Gambar 2.1** diatas memperlihatkan Cekungan Sumatera Tengah yang terletak di wilayah Sumatera Tengah, meliputi Provinsi Riau, bagian selatan Sumatera Utara, dan sebagian Provinsi Jambi, merupakan salah satu daerah yang menjanjikan untuk penemuan cadangan hidrokarbon (Azalia et al., 2023). Menurut Adinur et al. (Adinur et al., 2019) mengatakan bahwa Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari beberapa kelompok batuan dan formasi, dimulai dari batuan dasar (*basement*), kelompok pematang, kelompok sihasap (formasi menggala, bangko, bekasap, dan duri), formasi telisa formasi petani, dan formasi minas terlihat pada **Gambar 2.2** dibawah.

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



Gambar 2. 2 Statigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Hendrick & Aulia, 1993)

Kelompok Sihapas adalah lokasi utama *reservoir* di Cekungan Sumatra Tengah. Salah satu formasi di Kelompok Sihapas adalah Formasi Bekasap, yang berperan sebagai *reservoir* utama. Kelompok Pematang, yang paling tua dan diendapkan tidak selaras dengan Formasi Menggala di atasnya. Formasi Menggala terdiri dari batu pasir kerikilan hingga batu pasir berukuran sedang. Formasi Bangko, yang diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala, terdiri dari batu pasir dengan ukuran sedang hingga sangat halus. Formasi Bekasap, yang terendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko, terdiri dari batu pasir berukuran sedang hingga halus, hingga mencapai puncaknya pada Formasi Telisa. Di atasnya, terdapat Formasi Duri yang terdiri dari batu pasir halus hingga sedang, dan di lapisan paling atas terdapat Formasi Telisa yang terdiri dari serpih gamping (Yudhianto et al., 2015).

2.2 Well Logging

Well logging adalah teknik yang mendukung perkembangan eksplorasi hidrokarbon dan memberikan gambaran lengkap tentang lingkungan dibawah permukaan. *Logging* sumur ini digunakan untuk mendapatkan data mengenai lapisan bawah permukaan dengan memasukkan alat pengukur kedalam lubang bor

guna mengevaluasi formasi dan mengidentifikasi karakteristik batuan dibawah permukaan (Marvita et al., 2021; Moruk et al., 2020). Pentingnya metode *logging* ini dikarenakan dapat memberikan gambaran secara detail mengenai batuan dan sifat fisiknya (Herninda et al., 2021). Interpretasi *log* sumur sangat penting dalam memperkirakan parameter petrofisika secara akurat seperti volume shale (Vsh), saturasi air (Sw), saturasi hidrokarbon (Sh), dan porositas (ϕ) (Adepehin et al., 2022). Dalam beberapa tahun terakhir, peneliti telah memanfaatkan data sumur *log* untuk memperkirakan cadangan minyak dan gas di berbagai wilayah di seluruh dunia (Novita et al., 2022). Metode ini memberikan informasi tentang lapisan yang mengandung hidrokarbon dan sejauh mana penyebaran hidrokarbon dalam suatu lapisan.

Dalam memperoleh data *log* terdapat dua jenis metode yaitu, *Logging While Drilling* (LWD) dan *Wireline Logging*. Metode pengambilan data *log* yang dilakukan secara bersamaan dengan pengeboran dikenal dengan LWD, pada metode ini alat *logging* ditempatkan pada *drill collar* dan pengukuran dilakukan secara *real time* selama proses pengeboran (Hafizha et al., 2023). Menurut (Rosyidan et al., 2015) *Wireline Logging* adalah proses *logging* yang menggunakan kabel untuk mendapatkan informasi mengenai parameter petrofisik dari batuan formasi, seperti porositas, permeabilitas, resistivitas dan karakteristik fluida didalam formasi tersebut yang dilakukan setelah pengeboran.

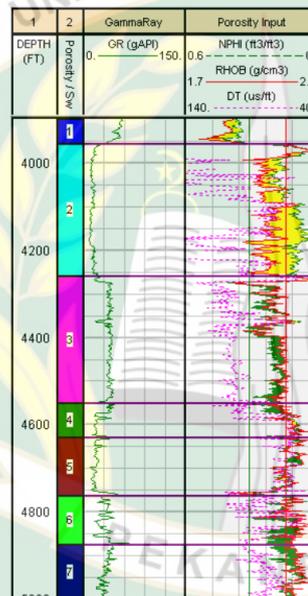
Menurut (Iqbal & Mardiana, 2009) mengatakan bahwa *Well logging* merupakan alat-alat listrik yang menghasilkan informasi dibawah permukaan. Adapun jenis *log* yang sering digunakan dalam kegiatan *well logging* diantaranya *log* resistivitas, *log gamma ray* dan *log* densitas. Mondol (2015) mengatakan bahwa tidak ada satupun *log* yang dapat mengukur berapa banyak minyak ataupun gas yang terdapat dibawah permukaan, dengan melakukan asumsi terhadap sifat-sifat seperti radiasi *gamma*, densitas, dan resistivitas maka pengetahuan penting tersebut dapat diketahui, yang mana jika asumsi benar akan dapat memberikan perkiraan hidrokarbon yang masuk akal.

2.2.1 *Log Gamma Ray*

Log Gamma Ray adalah alat *logging* yang menggunakan sinar *gamma* untuk mengukur tingkat radioaktif yang terdapat dalam batuan yang dilaluinya. Tingkat



radioaktif ini terjadi karena adanya unsur radioaktif dari batuan seperti, *Uranium* (U), *Thorium* (Th), dan *Pottasium* (K). Lapisan *permeable* dan *impermeable* dapat dengan efektif dibedakan oleh *log sinar gamma*. Batuan serpih (*shale*) yang mengandung unsur radioaktif cenderung memiliki karakteristik *impermeable*, sementara batuan pasir (*sandstone*) atau karbonat yang *permeable* cenderung memiliki tingkat radiasi yang lebih rendah (Asquith et al., 2004; Irmaya et al., 2022; Purba et al., 2012). *Gamma ray log* dinyatakan dalam satuan API *Gamma Ray Unit* (GAPI), satu GAPI dedefinisikan sebagai skala 1/200 (Marhaendrajana, 2023).



Gambar 2.3 Log Gamma Ray (Kusuma et al., 2023)

Pada **Gambar 2.3** diatas pembacaan grafik kurva *gamma ray*, apabila terjadi defleksi kurva *log gamma ray* (GR) ke kiri atau mencapai nilai minimum, kemungkinan lithologinya menunjukkan batu pasir (*sand*), sedangkan jika terjadi defleksi ke kanan atau mencapai nilai maksimum, kemungkinan lithologinya adalah serpih (*shale*) (Novita et al., 2022; Purba et al., 2012). *Gamma ray log* digunakan untuk mengukur tingkat radioaktif formasi, dimana kandungan *shale* dalam formasi cenderung meningkat seiring dengan peningkatan nilai *gamma ray*.

Perubahan dalam aktivitas radioaktif dari waktu ke waktu akan menghasilkan perbedaan dalam rekaman data sinar *gamma*. Normalisasi sinar *gamma* merupakan prosedur yang umum dilakukan saat alat sumur tertentu menunjukkan adanya kesalahan sistematis. Hal ini terjadi karena alat sinar *gamma* tidak dikalibrasi dengan standar yang sama. Oleh karena itu, normalisasi adalah

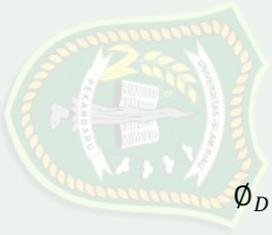
praktek umum untuk menyesuaikan kurva sinar *gamma* sebelum melakukan pekerjaan korelasi (Quartero et al., 2014). Cahyaningati et al., (2021) sependapat dengan penelitian yang ditulis Quartero bahwa normalisasi *log* sumur adalah proses untuk menghilangkan kesalahan sistematis dari kurva *log* sumur. Dengan melakukan normalisasi, data *log* sumur dapat dianalisis secara lebih akurat dan konsisten. Data *log gamma ray* yang nantinya akan digunakan untuk menentukan Volume shale dilakukan normalisasi terlebih dahulu (Sudarsono et al., 2021).

2.2.2 Log Densitas (RHOB)

Secara umum *log* densitas termasuk salah satu dari tiga jenis alat *logging* yang digunakan untuk mengukur Porositas (\emptyset). Prinsip dasar dari *log* ini adalah memancarkan sinar *gamma* kedalam formasi. Sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi dan akan bertabrakan dengan elektron-elektron yang ada didalam formasi, maka kemudian sinar akan kehilangan energinya dan dideteksi oleh *detector* pada peralatan *logging* (Irmaya et al., 2022; Purba et al., 2012; Rosyidan et al., 2015). Sementara, menurut (Zangana et al., 2020) *log* densitas adalah kurva yang memperlihatkan massa jenis (*Bulk density*) dari batuan yang ditembus oleh lubang bor, yang diukur dalam satuan (gr/cm^3).

Alat densitas merupakan alat radiasi induksi yang menggunakan radiasi *gamma* untuk memancarkan energi kedalam formasi dan mengukur berapa banyak energi yang kembali ke sensor. *Shale* dapat diidentifikasi dengan jelas sebagai zona di mana ketika densitas terletak di sebelah kanan *neutron* (Darling, 2005), kombinasi *density log* dengan *neutron log* dapat digunakan untuk memperkirakan jenis fluida yang terdapat didalam formasi, menentukan densitas hidrokarbon, dan membantu dalam evaluasi lapisan *shale* (Irmaya et al., 2022). Pada **Gambar 2.4** menunjukkan crossover antara *log* densitas dan *log neutron*, dengan demikian, jika terjadinya crossover menandakan keberadaan hidrokarbon. Adapun perhitungan porositas dari *log* densitas menggunakan persamaan (2), hasil pengukuran *density log* dipengaruhi oleh beberapa faktor, diantaranya litologi batuan, fluida formasi, dan kandungan *shale* (Marhaendrajana, 2023), kemudian nilai porositas dikoreksi terhadap pengaruh *shale* menggunakan persamaan (3) (Alyafei, 2021).





$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots \dots \dots (2)$$

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times Vsh) \dots \dots \dots (3)$$

Keterangan:

ϕ_D = Porositas dari Log Densitas

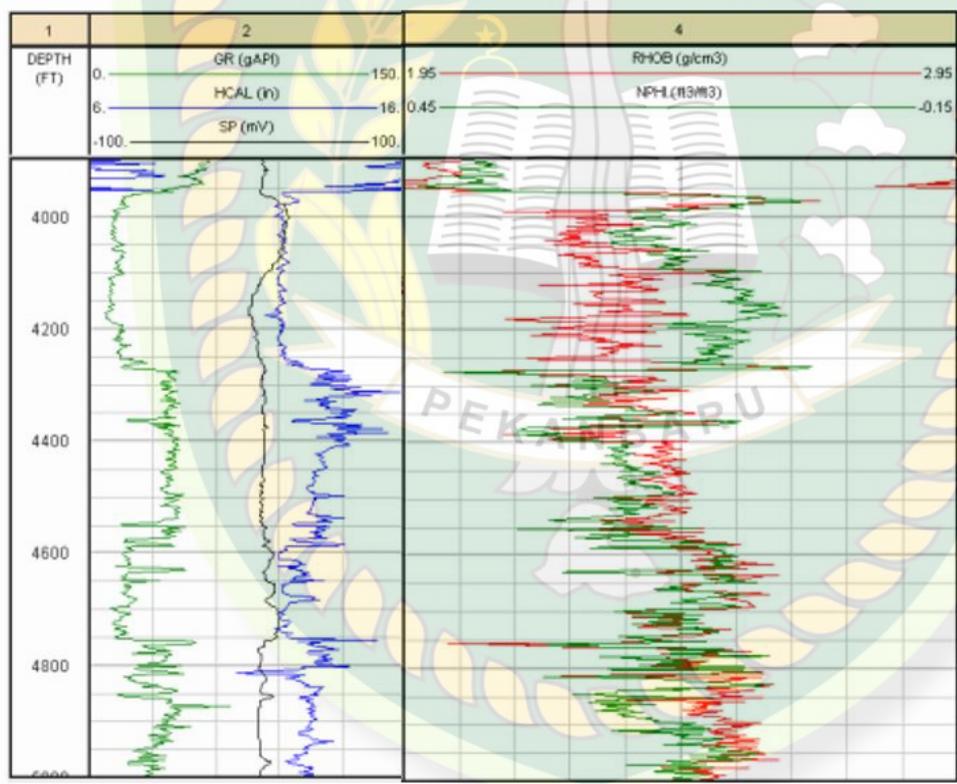
ρ_{ma} = Densitas Matriks (gr/cc)

ρ_b = Bulk Density (gr/cc)

ρ_f = Densitas Fluida (gr/cc)

ϕ_{DC} = Porositas Densitas Terkoreksi

ϕ_{Dsh} = Porositas Densitas Shale



Gambar 2. 4 Log Density (RHOB) dan Log Neutron (NPHI)

2.2.3 Log Neutron (NPHI)

Pada dasarnya, log neutron mengukur ion hidrogen yang terkandung dalam suatu formasi (Zangana et al., 2020). Log neutron merespon keberadaan hidrogen dalam lapisan batuan. Oleh karena itu, dalam lapisan yang mengandung air atau minyak, log neutron akan mencerminkan keberadaan cairan yang mengisi pori-pori batuan. Log neutron juga membantu dalam mengukur porositas batuan dengan

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

mengeluarkan *neutron* kedalam lapisan batuan atau mengevaluasi porositas formasi karena cairan pori (air dan hidrokarbon) yang kaya akan hidrogen (Hafizha et al., 2023). Prinsip dasar dari alat ini adalah memancarkan *neutron* secara terus menerus dan konstan pada lapisan. Partikel *neutron* yang dipancarkan menembus formasi dan berinteraksi dengan material dari formasi tersebut.

Pada **Gambar 2.4** menunjukkan crossover antara *log neutron* dan *log densitas*, hal tersebut menunjukkan jika terjadinya crossover menandakan keberadaan hidrokarbon. Kandungan *shale* dalam lapisan *permeable* akan meningkatkan nilai porositas *neutron*, kandungan air asin atau air tawar dalam batuan juga dapat meningkatkan nilai porositas *neutron*. Apabila terdapat gas dalam pori-pori batuan, nilai porositas *neutron* yang terukur akan cenderung lebih kecil (Marhaendrajana, 2023). Hal ini disebut sebagai *gas effect*, yang disebabkan karena gas memiliki jumlah ion hidrogen yang lebih sedikit dibandingkan dengan air atau minyak, yang mengakibatkan respon *neutron* yang lebih rendah (Ordas et al., 2023). Selain *gas effect*, ada juga *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai porositas *neutron*. *Shale effect* adalah peningkatan nilai porositas *neutron* yang terjadi akibat kandungan *shale* dalam batuan. Hal ini terjadi karena ion hidrogen yang terdapat pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut dihitung sebagai ion hidrogen, seperti halnya dalam pori-pori batuan (Irmaya et al., 2022). Dengan melakukan koreksi *log neutron* dengan jumlah *shale* maka gejala *shale effect* dapat dikurangi. Adapun perhitungan porositas menggunakan *log neutron* terhadap pengaruh *shale* menggunakan persamaan (4).

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times Vsh) \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan:

ϕ_{NC} = Porositas Terkoreksi dari *Log Neutron*

ϕ_N = Porositas dari *Log Neutron*

ϕ_{Nsh} = Porositas *Neutron Shale*

2.2 Volume Shale

Shale adalah jenis batuan sedimen yang memiliki butirannya berukuran halus dan didominasi oleh susunan mineral lempung (*clay*) yang berstruktur



laminasi (Jamaluddin & Maria, 2019). Sependapat dengan (Ghalambor et al., 2002) bahwasannya *shale* terdiri dari *clay* dan *silt*. Volume shale adalah persentase atau *decimal fraction* dari *shale* dalam suatu *volume* batuan. Kandungan *shale* dalam suatu formasi mempengaruhi kualitas batuan *reservoir* yang ada didalamnya, karna *shale* dapat mempengaruhi nilai porositas dan saturasi (Kamayou et al., 2021).

Volume Shale (VSH) mengindikasikan seberapa banyak kandungan *shale* atau lempung dalam suatu batuan, hal ini mempengaruhi sifat batuan karena lempung dapat menjadi penghambat aliran fluida didalam batuan, karena lempung memiliki sifat *impermeable* yang menghambat aliran fluida. Semakin tinggi kandungan lempung dalam batuan, maka semakin besar kemungkinan batuan tersebut menghambat aliran fluida, sehingga kualitas *reservoir* menjadi kurang baik (Ulum et al., 2014). Kandungan *shale* dalam formasi memiliki dampak signifikan terhadap nilai porositas formasi dalam perhitungan, karena kandungan *shale* memengaruhi jumlah pori atau ruang dalam batuan. Suatu sumur dikatakan *cleansand* ketika kandungan *shale* yang terdapat pada sumur tersebut dibawah 10% (Purba et al., 2012)

Keberadaan *shale* akan memengaruhi karakteristik formasi dan respon alat-alat *logging*, perhitungan volume shale sangat penting karena mempengaruhi sifat fisik batuan seperti porositas (Rosyidan et al., 2015). Perhitungan volume shale melibatkan penaksiran kandungan *shale* dalam batuan *reservoir* menggunakan *log gamma ray*. Dengan demikian, perhitungan volume shale dilakukan sebagai koreksi pada porositas total, sehingga memungkinkan perolehan porositas efektif dari batuan *reservoir* (Maulana et al., 2017; Ramadhan et al., 2019).

Perhitungan volume shale dilakukan dengan menggunakan data *log gamma ray* untuk memisahkan antara batuan *permeable* dan batuan *impermeable* dengan mengidentifikasi keberadaan batuan *impermeable* seperti lempung (Al Al-Azazi et al., 2022). Metode yang digunakan dalam penentuan volume shale ialah metode *linear* (Bunga T et al., 2019; Ramadhan et al., 2019). Adapun persamaan perhitungan volume shale adalah sebagai berikut:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots \dots \dots (1)$$

Keterangan:

V_{sh} = Volume shale



GR_{log} = Bacaan dari *log gamma ray*

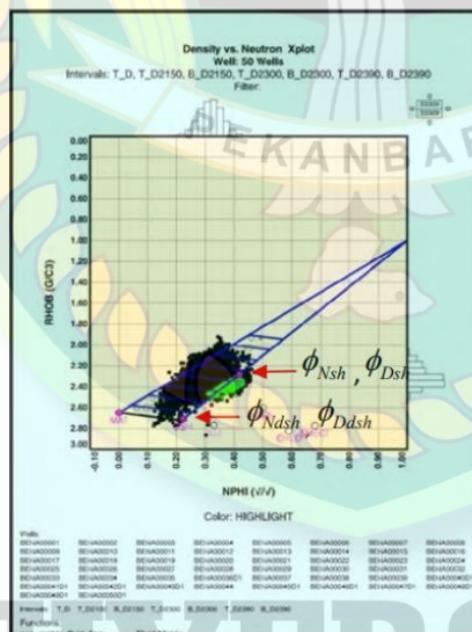
GR_{max} = Bacaan dari *log gamma ray* yang maksimum

GR_{min} = Bacaan dari *log gamma ray* yang minimum

I_{GR} = *Index gamma ray*

2.4 Neutron-Density

Metode *crossplot* antara *log neutron-density* digunakan untuk menentukan nilai porositas, hasil dari *crossplot* tersebut nantinya akan menghasilkan nilai porositas total dan porositas efektif (Hafizha et al., 2023). Marhaendrajana, (Marhaendrajana, 2023) menyimpulkan bahwasannya *crossplot neutron-density* tidak hanya untuk menentukan nilai porositas, tetapi juga dapat digunakan untuk menentukan volume shale. Pada **Gambar 2.5** merupakan metode *neutron – density* yang dilakukan dengan menggunakan *software* paradigm geolog. Ketika *log neutron* dikombinasikan dengan *log densitas*, ini memungkinkan identifikasi litologi dan zona hidrokarbon pada lapisan yang berpotensi (Rosyidan et al., 2015; Zangana et al., 2020).



Gambar 2.5 *Crossplot log densitas dan log neutron pada software Paradigm Geolog* (Sephiana et al., 2023)

Membedakan antara gas atau minyak yang terdapat dalam formasi, dapat diperhatikan pada kombinasi *log neutron-density*. Zona gas akan ditandai dengan

perbedaan besar antara nilai porositas *neutron* dan *density*, yang tercermin dalam seperasi yang lebih besar antara kedua kurva *log* tersebut. Dalam zona minyak perbedaan antara kurva *neutron* dan kurva *density* akan membentuk separasi yang lebih sempit dibanding dengan zona gas. Dilakukannya perhitungan porositas untuk memperoleh porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) dengan menggunakan metode *neutron-density* (Herninda et al., 2021; Purba et al., 2012). Penelitian yang dilakukan (Novita et al., 2022) menyimpulkan, apabila RHOB berada di sebelah kiri NPHI (crossover) mengindikasikan zona hidrokarbon.

2.3 Porositas

Porositas adalah ukuran yang menggambarkan seberapa banyak ruang kosong ada di dalam batuan dibandingkan dengan total volume batuan. Dengan demikian, porositas adalah representasi dari kemampuan batuan untuk menyimpan fluida (Suwondo et al., 2022). Pada suatu *reservoir*, terdapat dua jenis porositas, yakni porositas total dan porositas efektif. Porositas total adalah total keseluruhan pori-pori yang ada didalam batuan, sedangkan porositas efektif merupakan jumlah pori yang saling terhubung dan dapat mengalirkan fluida (Ningsih & Isnawan, 2022). Sependapat dengan (Ulum et al., 2014) bahwasannya porositas efektif (PHIE) ialah *volume* pori yang saling berhubungan satu sama lain pada batuan, porositas efektif juga dikatakan sebagai porositas produktif. Porositas efektif digunakan dalam pemodelan petrofisika karena memberikan hasil volumetrik yang lebih akurat. Hal ini dikarenakan porositas efektif hanya mempertimbangkan pori-pori yang saling terhubung dan mampu mengalirkan fluida, sehingga memberikan gambaran yang lebih realistis tentang kemampuan batuan untuk menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon (Tali & Farman, 2021).

Porositas menunjukkan kapasitas sebuah batuan *reservoir* untuk menyimpan hidrokarbon dalam volumenya. Semakin tinggi porositasnya, maka semakin besar kemampuan *reservoir* tersebut untuk menampung fluida hidrokarbon. Porositas efektif dapat mengontrol besarnya aliran fluida dan merupakan parameter kunci dalam penilaian sumber daya yang dapat diperoleh kembali. *Log* yang digunakan untuk mengukur porositas adalah *log* densitas, *log neutron*, dan *log sonic*. Suatu batuan *reservoir* dapat dikatakan bagus ketika memiliki kandungan *sandstone* yang berporositas tinggi dan memiliki volume shale



yang rendah (Ghalambor et al., 2002; Islami, 2011). Dalam menentukan nilai porositas efektif dapat dilakukan dengan menggunakan metode *neutron-density* pada persamaan (5).

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \dots \dots \dots (5)$$

Keterangan:

- ϕ_e = Porositas Efektif
- ϕ_{NC} = Porositas *Neutron* Terkoreksi
- ϕ_{DC} = Porositas Densitas Terkoreksi

2.5 *State of The Art*

Penelitian yang dilakukan oleh (Zangana et al., 2020) di Formasi Butmah pada lapangan Atrush dan Shaikhan, wilayah Kurdistan Irak, bertujuan untuk menentukan nilai-nilai petrofisika dari formasi tersebut. Penelitian ini menggunakan data well log yang divisualisasikan dengan software Interactive Petrophysics (IP). Hasil penelitian menunjukkan bahwa litologi formasi Butmah dapat diidentifikasi melalui *crossplot* neutron-density. Dari interpretasi *crossplot*, diketahui bahwa Formasi Butmah terdiri dari shale dengan kandungan shale rendah, berdasarkan perhitungan volume shale menggunakan persamaan linear dan metode Larinov. Perhitungan porositas yang menggunakan log neutron, density, dan sonik menunjukkan bahwa porositas total rata-rata di kedua sumur pada lapangan Atrush dan Shaikhan adalah sekitar 7% hingga 8%.

Penelitian yang dilakukan (Herninda et al., 2021) bertujuan untuk mengetahui parameter-parameter fisik batuan seperti kandungan serpih, porositas, saturasi air, dan permeabilitas dalam suatu formasi. Metode yang dilakukan pada penelitian ini melalui pengolahan data secara kualitatif dan kuantitatif yang didukung oleh data *log*, data *core*, dan *mud log*. Hasil dari penelitian ini menyimpulkan bahwa kandungan *shale* pada suatu formasi akan berpengaruh terhadap *reservoir* yang ada pada formasi tersebut, karena *shale* akan berpengaruh pada nilai porositas dan permeabilitas. Penelitian memperoleh kandungan *shale* sebesar 27,13%, nilai porositas efektif sebesar 36%, saturasi air sebesar 36%, dan permeabilitas 1164.4 mD, sehingga menunjukkan bahwa itu sebagai *reservoir* yang sangat baik.



Penelitian yang dilakukan oleh (Adepehin et al., 2022) menggunakan metode analisis data log sumur dengan Software Techlog Exploration untuk memperkirakan volume shale secara akurat. Estimasi ini sangat penting untuk memahami karakteristik reservoir dan memastikan keberadaan hidrokarbon di dalamnya. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengevaluasi metode non-linear (Larinov, Stiber, dan Clavier) yang paling sesuai untuk menentukan volume shale di reservoir lapangan Yewa, Delta Niger, Nigeria. Hasil penelitian menunjukkan bahwa metode non-linear Larinov memberikan estimasi volume shale terendah (0.4% – 0.85%) dan dianggap paling cocok untuk kondisi reservoir lapangan Yewa. Namun, Adepehin (2022) juga mencatat bahwa metode Larinov mungkin bukan yang paling akurat, karena nilai yang diperoleh bisa terpengaruh oleh ketidakstabilan data log sumur dan kondisi reservoir yang dianalisis.

(Novita et al., 2022) melakukan penelitian yang bertujuan untuk menentukan zona prospek hidrokarbon serta mengetahui saturasi pada zona tersebut. Metode penelitian ini menggunakan data *log*, data laboratorium, informasi *Bottom Hole Temperature* (BHT), *mud weight* dan *zone depths*, dengan menggunakan *software Interactive Petrophysics* (IP). Penelitian ini menghasilkan gabungan porositas *neutron-density* dapat mengetahui keberadaan gas akibat adanya perpotongan antara kedua kurva tersebut.

Pada penelitian (Kusuma et al., 2023) yang bertujuan untuk menentukan karakteristik suatu *reservoir* yang prospek untuk menghasilkan hidrokarbon. Penelitian ini menggunakan metode analisis kualitatif dan kuantitatif dengan menggunakan *software petrophysics*. Penelitian ini mengatakan bahwa suatu zona dapat dikatakan mengandung hidrokarbon jika memiliki nilai indeks *gamma ray* atau volume shale yang rendah, Adapun pada penelitian ini kandungan volume shale sebesar 11.35%, dan lapisan yang diperkirakan memiliki nilai porositas efektif sebesar 13,99% yang mana termasuk kedalam klasifikasi porositas yang cukup baik untuk menghasilkan hidrokarbon.

Penelitian yang telah dilakukan oleh (Azalia et al., 2023) bertujuan untuk mengetahui zona prospek hidrokarbon, dengan menggunakan metode analisis kualitatif dan kuantitatif. Azalia et.al., (2023) menyimpulkan bahwasannya suatu zona dapat dikatakan mengandung hidrokarbon terbaik ketika memiliki nilai



kandungan *shale* yang rendah berkisar antara 10% hingga 17%, tergolong sebagai porositas yang sangat baik menurut klasifikasi Koesoemadinata (1978), dan saturasi air bernilai yang cukup rendah berkisar antara 43% hingga 55%.



**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini menerapkan metode analisis kualitatif dan kuantitatif untuk menganalisa data *field reserch* menggunakan simulasi dengan *software* Paradigm Geolog. Analisis kualitatif dilakukan dengan menginterpretasikan *log* untuk mengevaluasi interval formasi dari empat sumur yang bertujuan untuk menentukan nilai minimum dan maksimum *gamma ray* dalam melakukan perhitungan volume shale Sementara itu, analisis kuantitatif mencakup analisis *log* untuk menghitung volume shale dan porositas. Setelah perhitungan kuantitatif, analisis kualitatif lanjutan dilakukan untuk memvalidasi hasil menggunakan *crossplot* antara Volume Shale (VSH) dan porositas efektif (PHIE), serta membandingkannya dengan data *sidewall core* dan data *swabtest*. Normalisasi data *log gamma ray* dilakukan untuk menentukan volume shale, sedangkan nilai porositas dihitung menggunakan metode *neutron-density*. Penelitian ini dilakukan pada setiap formasi di lapangan X, yang terdiri dari empat sumur yaitu ZR-01, ZR-02, ZR-03, dan ZR-04.

3.1.1 Penentuan Volume Shale

Perhitungan volume shale dilakukan untuk mengetahui jumlah kandungan *shale* dalam formasi, yang dapat mempengaruhi nilai porositas efektif. Proses ini menggunakan data *log gamma ray* yang telah dinormalisasi dan diterapkan pada seluruh formasi (TOP_ZR) di empat sumur di lapangan X. Prosedur penentuan volume shale adalah sebagai berikut:

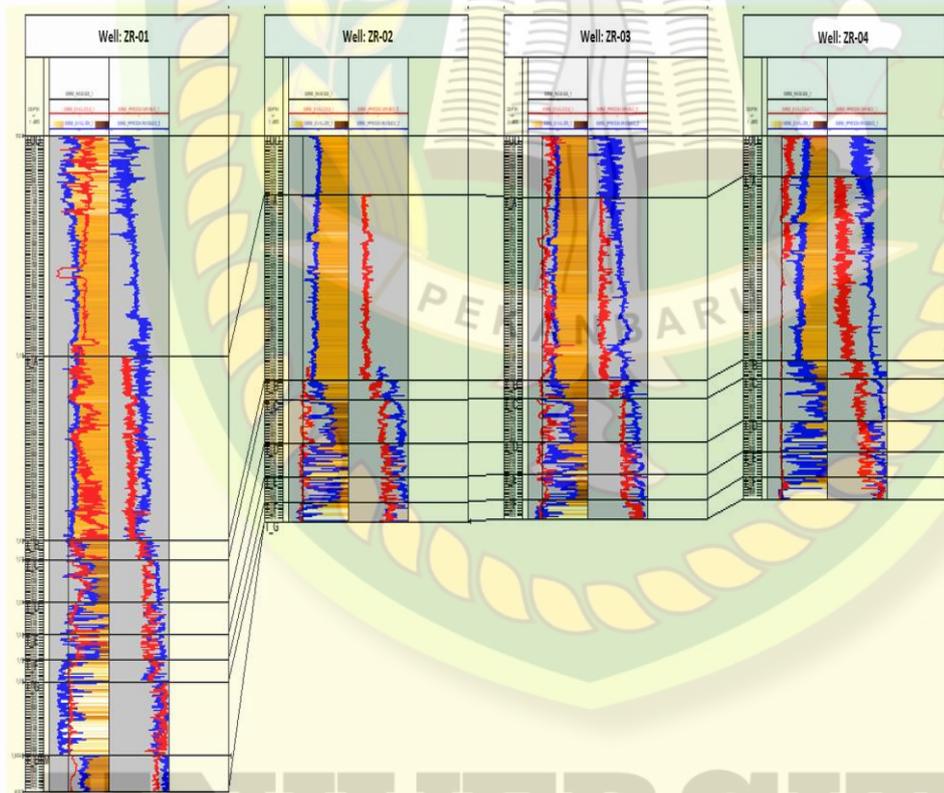
1. Penentuan interval atau *marker* yang digunakan sebagai acuan atau referensi. Dilakukan pemilihan kriteria bahwa *marker* formasi tersebut terdapat pada semua sumur yang dianalisis, **Tabel 3.1** digunakan untuk menampilkan informasi tentang kedalaman formasi di masing-masing sumur dari TOD (*Top of Data*) hingga BOD (*Bottom of Data*). TOD merujuk pada kedalaman paling atas dari data yang direkam, sedangkan BOD adalah kedalaman paling bawah.

ISLAM RIAU

Tabel 3. 1 TOD dan BOD Data

No	Sumur	TOD	BOD	Unit
1	ZR-01	511	6739	Ft
2	ZR-02	2046	5718	Ft
3	ZR-03	2020	5657	Ft
4	ZR-04	2239	5686	Ft

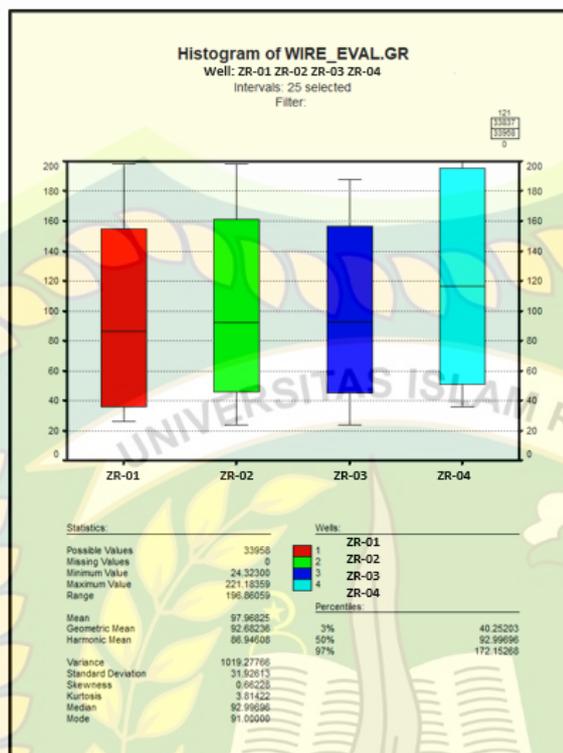
Pada Gambar 3.1 terlihat bahwa interval yang terdapat di semua sumur adalah interval atau *marker* bernama TOD, T_A, T_B, T_C, T_D, T_E, T_F, T-G, dan BOD, yang akan dianalisis dan digunakan sebagai interval formasi untuk melakukan normalisasi terhadap data *log gamma ray*.



Gambar 3. 1 Interval Formasi Lapangan X

2. Penentuan sumur referensi terhadap data *log gamma ray* yang akan digunakan sebagai acuan untuk normalisasi dilakukan dengan menggunakan interval referensi yang telah ditentukan sebelumnya.

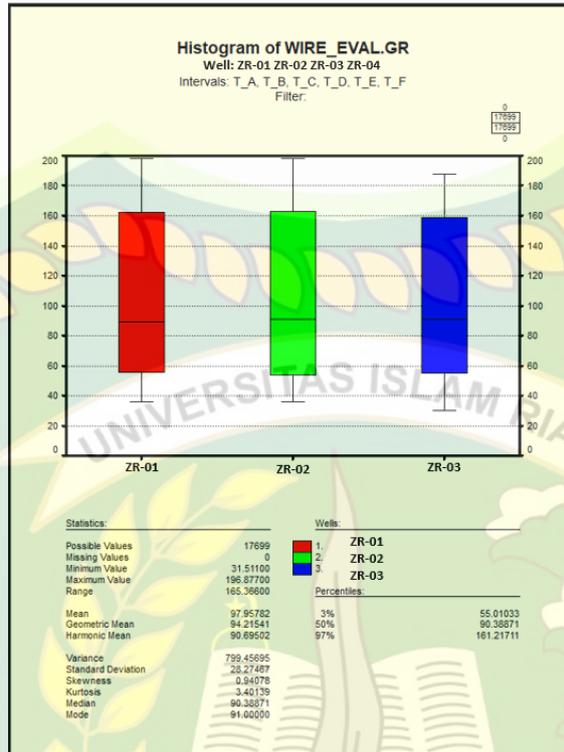




Gambar 3. 2 Histogram *Gamma ray* Seluruh Sumur Pada Setiap Interval Formasi

Pada histogram di **Gambar 3.2**, terlihat bahwa sumur ZR-04 memiliki rentang nilai yang cukup berbeda dibandingkan dengan sumur-sumur di sekitarnya, seperti ZR-01, ZR-02, dan ZR-03, yang rentang nilainya cenderung lebih konsisten satu sama lain. Perbedaan ini dapat disebabkan oleh variasi kualitas alat pencatatan yang digunakan, yang dapat memengaruhi pembacaan log dan ketebalan interval. Oleh karena itu, penting untuk melakukan normalisasi agar pembacaan nilai log minimum dan maksimum dapat disesuaikan dan dibandingkan dengan lebih akurat (Cahyaningati et al., 2021).

3. Penentuan batasan minimum dan maksimum dari sumur referensi pada interval referensi yang telah ditentukan pada **Gambar 3.3** dilakukan dengan mengidentifikasi nilai minimum pada *persentile* 3% dan nilai maksimum pada *persentile* 97%. Pendekatan ini membantu untuk menetapkan *range* data yang relevan, dengan mengabaikan nilai-nilai yang mungkin tidak seimbang (Chandra, 2022).



Gambar 3.3 Histogram Sumur Referensi Terhadap Interval Referensi

4. Penentuan *gamma ray* normalisasi (GRN) menggunakan *evaluate tool* pada *software* Paradigm Geolog. Proses normalisasi ini menggunakan nilai *percentile* minimum 3% dan maksimum 97% dari sumur referensi, serta nilai *percentile* 3% dan 97% dari masing-masing sumur yang dianalisis. Persamaan (6 dan 7) dapat mengubah nilai *gamma ray* dari setiap sumur agar konsisten dengan nilai dari sumur referensi, sehingga memungkinkan perbandingan yang lebih akurat antar sumur.

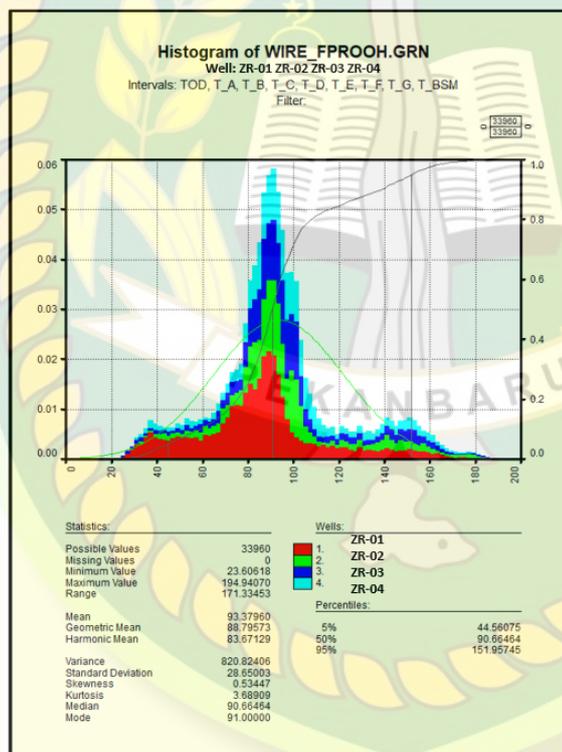
$$Gain = (PCT_HIGH_REF - PCT_LOW_REF) / (PCT_HIGH_WELL - PCT_LOW_WELL) \dots\dots\dots (6)$$

$$GRN = Gain * (GR - PCT_LOW_WELL) + PCT_LOW_REF \dots\dots\dots (7)$$

Keterangan:

- PCT = *Percentile*
- REF = Referensi
- WELL = Sumur
- HIGH = *Percentile* 97%
- LOW = *Percentile* 3%

5. Setelah normalisasi dilakukan pada interval referensi, langkah berikutnya adalah melakukan normalisasi terhadap seluruh interval formasi, untuk melihat bagaimana data interval dari semua sumur telah dinormalisasi, sehingga *range* nilai *gamma ray* menjadi lebih konsisten. **Gambar 3.2** menampilkan histogram yang menggambarkan distribusi data *gamma ray* untuk seluruh interval formasi (TOD hingga BOD) pada keempat sumur yang dianalisis.
6. Langkah selanjutnya adalah membandingkan *log gamma ray* sebelum dan sesudah normalisasi untuk seluruh interval formasi. Perbandingan ini dilakukan menggunakan *tools* histogram, yang memungkinkan visualisasi perbedaan data antara kondisi sebelum normalisasi dan setelah normalisasi dan dapat melihat bagaimana normalisasi mempengaruhi persebaran data.



Gambar 3. 4 Histogram *Gamma ray* Normalisasi Seluruh Formasi

7. Pembuatan histogram menggunakan interval *log GRN* untuk menentukan nilai minimum dan maksimum yang akan digunakan sebagai parameter dalam perhitungan volume shale menggunakan *tools Determine Shale Volume*. Pada **Gambar 3.4**, terlihat nilai minimum dan maksimum dari seluruh formasi untuk sumur ZR-01, ZR-02, ZR-03, dan ZR-04. Histogram ini membantu dalam



mengidentifikasi *range* nilai GRN yang relevan untuk setiap formasi, yang kemudian akan menjadi dasar dalam perhitungan volume shale.

8. Melakukan perhitungan volume shale untuk setiap formasi, dengan menggunakan *tools Determine Shale Volume* dari data histogram GRN. Dalam proses ini, nilai minimum dan maksimum yang diperoleh dari histogram GRN untuk masing-masing formasi diinput ke dalam *tools* tersebut. Pada **Gambar 3.5**, menampilkan *tools* perhitungan volume shale serta parameter input (nilai minimum dan maksimum GRN) yang digunakan untuk setiap formasi.

Volume of shale by gamma ray method

Well: ZR-01 ZR-02 ZR-03 ZR-04

Intervals: TOD, T_A

Input Set WIRE_FPROOH ... Sampling Log Use finest

Output Set WIRE_FPROOH ... Reference DEPTH

Start Cancel Module Help ...

● Min
● Max
● VSH

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	TOD	T_A
1	Interval	In_Out	Option for VSH from gamma ray	ALPHA*8	OPT_GR	P	LINEAR	LINEAR
2	Interval	In_Out	Gamma ray matrix (clean)	GAPI	GR_MA	S	43	43
3	Interval	In_Out	Gamma ray shale	GAPI	GR_SH	S	115	115
4	Interval	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	P	No	No
5	Log	Input	Gamma ray log	GAPI	GR	S	GRN	GRN
6	Log	Output	VSH from gamma ray	V/V	VSH_GR	S	VSH GR	VSH GR
7	Log	Output	Limited volume of shale	V/V	VSH	S	VSH	VSH

Gambar 3.5 *Tools* Perhitungan Volume Shale

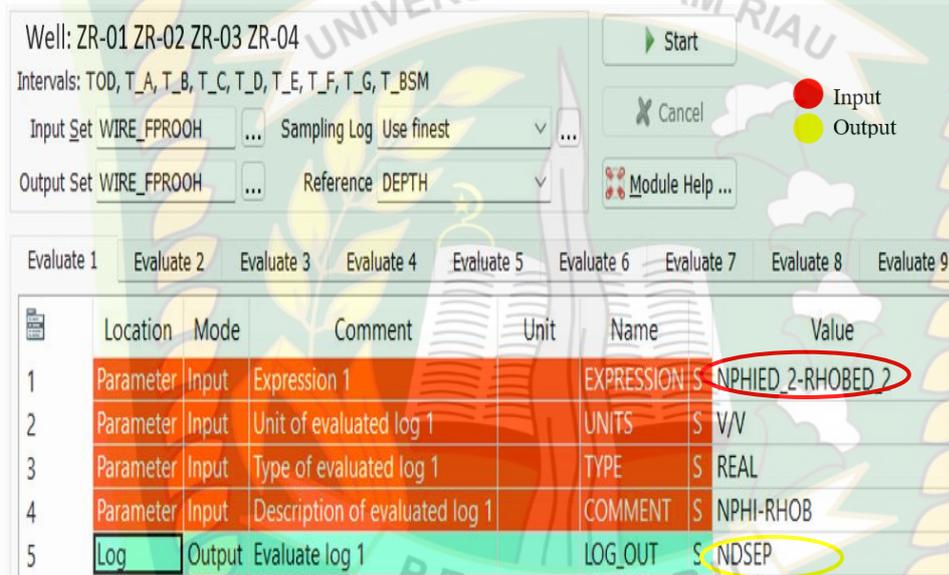
Hasil dari perhitungan volume shale menggunakan *tools Gambar 3.5* tersebut menggunakan metode *linear*, karena dianggap lebih efektif atau akurat dalam memprediksi volume shale dibandingkan metode lain yang tersedia (Krygowski, 2003). Perhitungan tersebut akan menghasilkan output berupa *log* volume shale, *log* VSH dapat dikorelasikan dengan *log* GRN, memungkinkan analisis yang lebih mendalam mengenai distribusi *sand* dan *shale* dalam formasi. Korelasi ini membantu dalam memahami hubungan antara kandungan *shale* dengan respons *gamma ray*.

3.1.2 Perhitungan Porositas

Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode *crossplot neutron-density*, yang akan menghasilkan nilai porositas total dan porositas efektif. Berikut adalah prosedur perhitungan porositas menggunakan metode *neutron-density*:

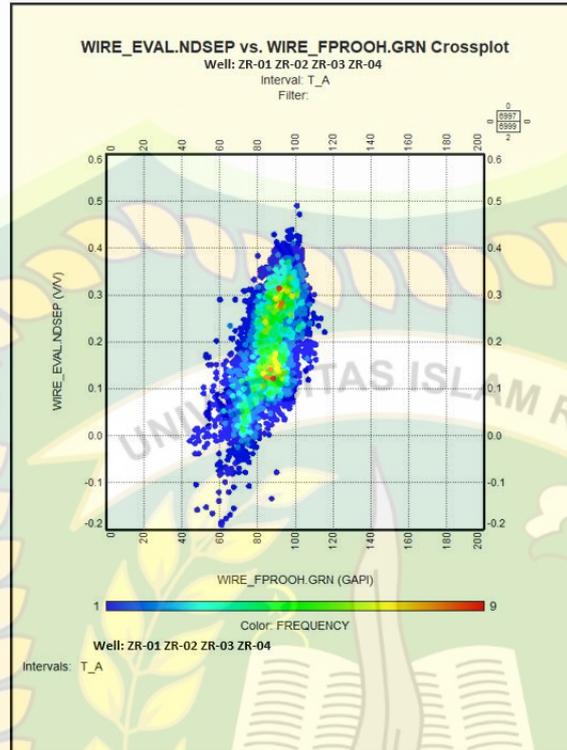
1. Membuat *log neutron-density* separasi (NDSEP), *log* ini berguna untuk melihat keberadaan *shale*, yang akan dikorelasi dengan *log* GRN pada tahap penentuan titik *shale point*. *Log* NDSEP pada **Gambar 3.6** didapatkan dengan menghitung perbedaan antara *log neutron* dan *log density* menggunakan persamaan (8), ketika dalam suatu formasi terdapat indikasi keberadaan *shale*, maka *log neutron* dan *log* densitas akan menunjukkan nilai yang tinggi (Anastasya, 2015).

$$NDSEP = NPHI - RHOB \dots \dots \dots (8)$$



Gambar 3. 6 Tools Perhitungan Log NDSEP

2. Membuat *crossplot* antara NDSEP dan GRN, menurut (Al Al-Azazi et al., 2022) *crossplot gamma ray* dan neutron-densitas bertujuan untuk memperkirakan persebaran data yang menggambarkan volume shale, berdasarkan separasi *neutron-density* dengan nilai *gamma ray* yang dinormalisasi, dapat dilihat pada **Gambar 3.7** dibawah ini. Tingginya nilai GRN mengidentifikasi kandungan *shale* dan tingginya nilai pembacaan *log neutron* menandakan indikasi *shale effect*, serta tingginya nilai densitas matriks mengindikasikan keberadaan *shale* Penjelasan ini sesuai dengan temuan yang diuraikan oleh (Marhaendrajana, 2023)



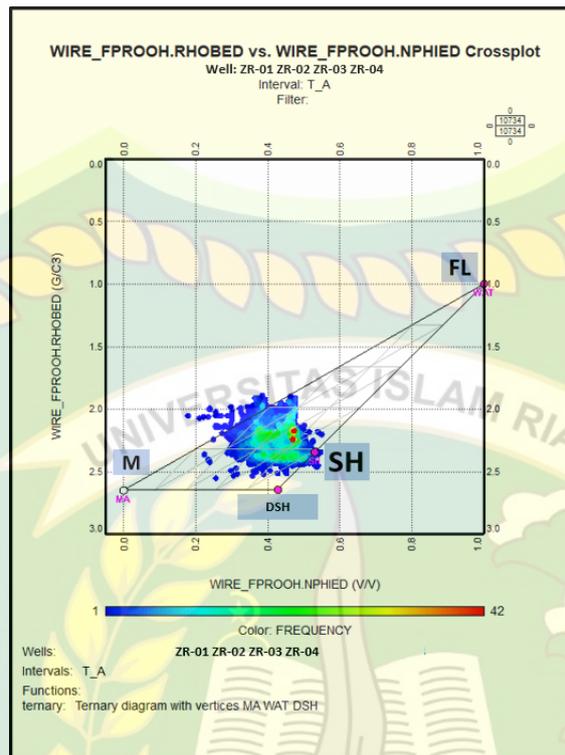
Gambar 3. 7 Crossplot NDSEP vs GRN Formasi T_A

3. Membuat *crossplot neutron-density* digunakan untuk menentukan porositas efektif dengan menentukan nilai matriks batuan (M) yang digunakan sebagai referensi jenis batuan, menentukan titik fluida (FL) kondisi dimana $\log RHOB$ sama dengan 1 g/cm^3 dan $\log NPHI$ sama dengan 1 V/V , menentukan titik *dry shale* (DSH) kondisi dimana formasi dalam kondisi *shale* seutuhnya tanpa adanya porositas, dan menentukan titik *shale point* (SH) posisi dimana *shale* mulai terindikasi dalam formasi (Al Al-Azazi et al., 2022). Titik ini akan mendefinisikan nilai $NPHI_SH$ dan $RHOB_SH$, didalam formasi, pada **Gambar 3.8**, dapat dilihat *crossplot* yang menunjukkan titik – titik seperti M, FL, DSH dan SH.

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



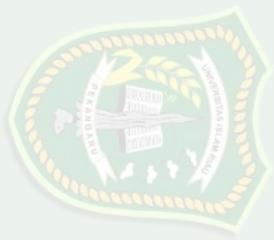
DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS
UNIVERSITAS ISLAM RIAU



Gambar 3. 8 Crossplot Neutron - Density Formasi T_A

4. Menentukan titik *shale point* untuk masing-masing formasi pada seluruh sumur. Proses ini melibatkan korelasi antara *crossplot* NDSEP vs GRN (**Gambar 3.7**) dan *crossplot* neutron-density (**Gambar 3.8**).
5. Melakukan perhitungan porositas menggunakan *porosity tools* pada *software* Paradigm Geolog dengan memasukkan nilai NPHI_SH dan RHOB_SH yang telah ditentukan dari *shale point*, hasil running akan menghasilkan dua jenis *log* baru yaitu porositas total (PHIT) dan *log* porositas efektif (PHIE). *Porosity tools* pada **Gambar 3.9** merupakan perhitungan yang dilakukan dengan input nilai NPHI_SH dan RHOB_SH sebagai parameter utama dalam perhitungan, yang akan mempresentasikan koreksi terhadap efek *shale* dalam perhitungan porositas juga memastikan bahwa *shale* tidak memberikan nilai porositas yang berlebihan.

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK:
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

SandStone Petrophysical Workflow

Well: ZR-01 ZR-02 ZR-03 ZR-04

Intervals: T_A, T_B, T_C, T_D, T_E, T_F, T_G

Input Set: WIRE_FFROOH | Sampling Log: Use finest

Output Set: WIRE_FFROOH | Reference: DEPTH

Start | Cancel | Module Help ...

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	T_A	T_B	T_C
1	Interval	In_Out	Neutron value of matrix point	V/V	NPHI_MAT	<input type="checkbox"/> 0	0	0	0
2	Interval	In_Out	Bulk density value of matrix point	G/C3	RHOB_MAT	<input type="checkbox"/> 2.65	2.65	2.65	2.65
3	Interval	In_Out	Neutron value of measured shale	V/V	NPHI_SH	<input type="checkbox"/> 0.55	0.55	0.55	0.55
4	Interval	In_Out	Bulk density value of measured shale	G/CC	RHOB_SH	<input type="checkbox"/> 2.4	2.4	2.4	2.4
5	Interval	In_Out	Dry Shale Grain Density (0 p.u. shale)	G/C3	RHOB_DSH	<input type="checkbox"/> 2.71	2.71	2.71	2.71
6	Interval	In_Out	Volume of Clay Bound water in shale (wet)	V/V	VOL_CBW_SH	<input type="checkbox"/> 0.1	0.1	0.1	0.1
7	Interval	In_Out	Minimum Irreducible water saturation	V/V	SWIRR_MIN	<input checked="" type="checkbox"/> 0.02	0.02	0.02	0.02
8	Interval	In_Out	Bulk Density of Invaded Zone Fluid Mixture	G/C3	RHOB_FL	<input type="checkbox"/> 1	1	1	1
9	Interval	In_Out	Neutron response to flushed zone fluid	V/V	NPHI_FL	<input type="checkbox"/> 1	1	1	1
10	Log	Input	Bulk Density	G/C3	RHOB	<input checked="" type="checkbox"/>	RHOBED	RHOBED	RHOBED
11	Log	Input	Neutron Porosity in Sandstone unit	V/V	NPHI	<input checked="" type="checkbox"/>	NPHIED	NPHIED	NPHIED
12	Log	Input	Shale index (Shale Volume)	V/V	VSH	<input checked="" type="checkbox"/>	VSH	VSH	VSH
13	Log	Output	Total Porosity - SSPW	V/V	PHIT	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIT_SSPW	PHIT_SSPW	PHIT_SSPW
14	Log	Output	Effective Porosity - SSPW	V/V	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIE_SSPW	PHIE_SSPW	PHIE_SSPW
15	Log	Output	Porosity Excluding Shale Water (Free Fluid) - SSPW	V/V	PHIFF	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIFF_SSPW	PHIFF_SSPW	PHIFF_SSPW
16	Log	Output	Unflushed volume of clay bound water - SSPW	V/V	VOL_CLYBNDWAT	<input checked="" type="checkbox"/>	VOL_CLYBNDWAT_SSPW	VOL_CLYBNDWAT_SSPW	VOL_CLYBNDWAT_SSPW
17	Log	Output	Volume of capillary bound water - SSPW	V/V	VOL_CAPBNDWAT	<input checked="" type="checkbox"/>	VOL_CAPBNDWAT_SSPW	VOL_CAPBNDWAT_SSPW	VOL_CAPBNDWAT_SSPW
18	Log	Output	Volume of bound water (clay + capillary) - SSPW	V/V	VOL_BOUNDWAT	<input checked="" type="checkbox"/>	VOL_BOUNDWAT_SSPW	VOL_BOUNDWAT_SSPW	VOL_BOUNDWAT_SSPW
19	Log	Output	Irreducible water saturation - SSPW	V/V	SWIRR	<input checked="" type="checkbox"/>	SWIRR_SSPW	SWIRR_SSPW	SWIRR_SSPW

Gambar 3. 9 Tools Perhitungan Porositas

3.1.3 Validasi Perhitungan Volume Shale dan Porositas

Validasi dilakukan untuk memastikan bahwa interpretasi yang telah dilakukan sesuai dengan ekspektasi geologi. Dalam konteks ini, validasi bertujuan untuk memastikan bahwa hubungan antara volume shale dan porositas efektif sudah benar, ketika volume shale rendah maka nilai porositas efektif seharusnya tinggi, dan sebaliknya. Berikut adalah beberapa cara untuk melakukan validasi tersebut:

1. *Crossplot* antara *log* volume shale dan *log* porositas efektif (VSH vs PHIE) untuk setiap formasi dan pada seluruh sumur. Validasi dapat dilakukan dengan melihat persebaran data pada *crossplot*, jika volume shale rendah, maka nilai porositas efektif seharusnya tinggi, menunjukkan hubungan yang terbalik antara kedua parameter ini.
2. Validasi dengan menggunakan data *sidewall core* dengan hasil *log* porositas. Validasi ini dilakukan karena *sidewall core* dianggap sebagai representatif yang lebih akurat (Ardo BU, 2016). Perbedaan nilai antara *log* dan *sidewall core* dapat menunjukkan perlunya revisi dalam interpretasi atau perhitungan. Untuk melakukan validasi, data *sidewall core* di input kedalam *layout log*.
3. Validasi dengan data *swabtest* ialah membandingkan zona yang telah dipilih untuk perforasi dengan zona yang tidak dipilih (berdasarkan analisis *log*) dapat memberikan wawasan tentang keakuratan proses seleksi zona. Jika zona yang

tidak dipilih untuk perforasi ternyata memiliki karakteristik yang serupa dengan zona produktif, ini bisa menunjukkan potensi yang terlewatkan atau kesalahan dalam analisa *log*. Validasi dilakukan pada setiap formasi terhadap seluruh sumur, dan jika nilai porositas yang diperoleh tidak sesuai dengan volume shale yang ada, interpretasi penentuan titik *shale point* akan ditinjau kembali hingga nilai porositas sesuai dengan volume shale yang dihasilkan.

3.2 Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan data lapangan yang terdiri dari data *log*, data *sidewall core*, dan data *swabtest*. Data *log* terdiri dari GR, CALI, BS, DRES, SRES, RXO, RHOB, dan NPHI. Sementara data *sidewallcore* dan *swabtest* bertujuan sebagai validasi dari hasil yang diperoleh.

Tabel 3. 2 Data Penelitian

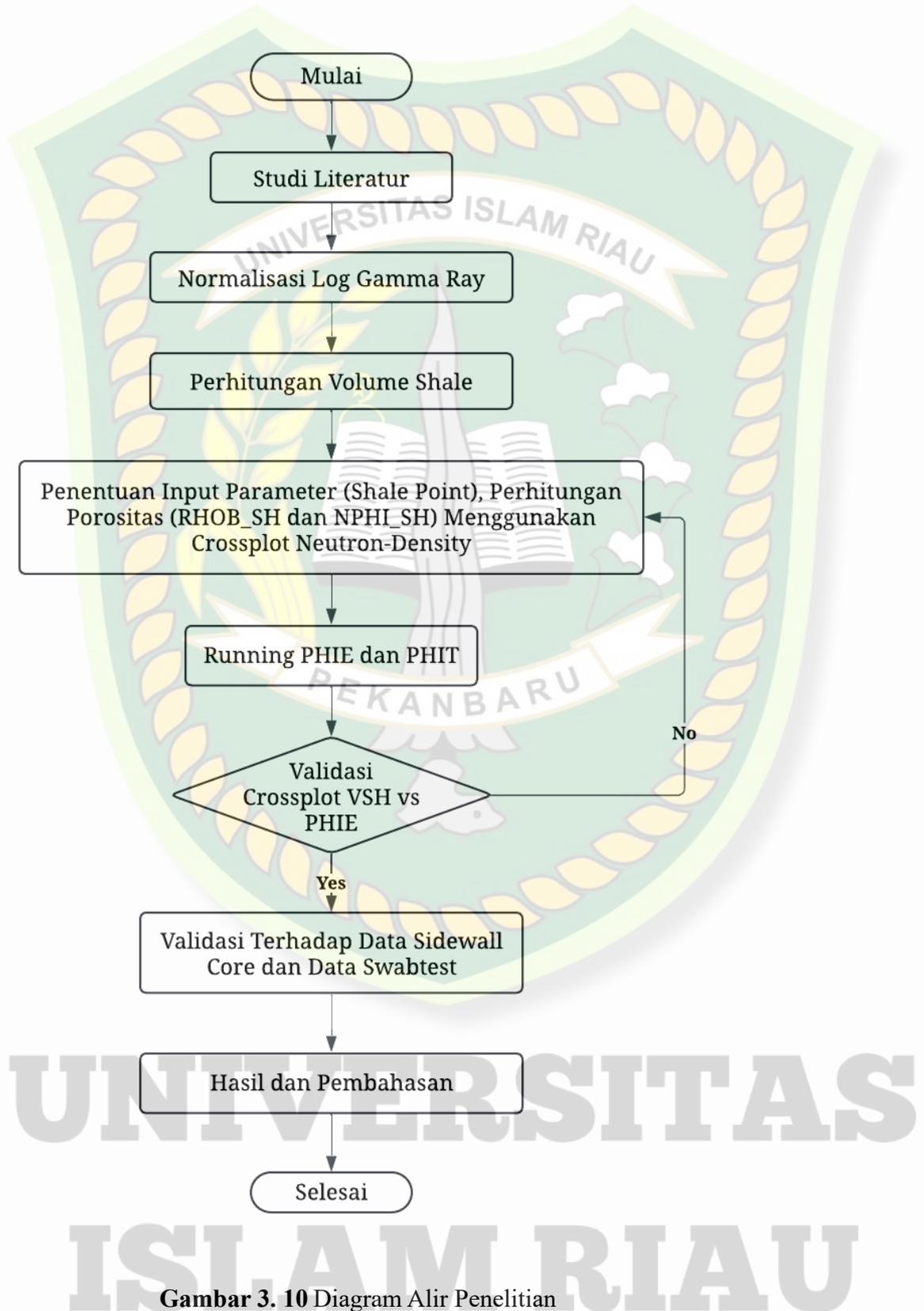
Well Name	Main Log								Data Sidewall Core	Data Swabtest
	GR	CALI	BS	DRES	SRES	RXO	RHOB	NPHI		
ZR-01	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ZR-02	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ZR-03	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
ZR-04	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



3.3 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian ini tertera pada gambar berikut:



Gambar 3. 10 Diagram Alir Penelitian

3.4 Tempat dan Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan di Laboratorium Komputer Fakultas Teknik, Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Jadwal pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut.

Tabel 3. 3 Jadwal Penelitian

No	Deskripsi Kegiatan	Mei		Juni		Juli		Agustus		Sept	
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1.	Studi Literatur										
2.	Normalisasi <i>Gamma ray</i>										
3.	Perhitungan Volume Shale dan Penentuan <i>Shale Point</i>										
4.	Validasi terhadap data sidewallcore dan data swabtest										
5.	Hasil dan Pembahasan										
6.	Penulisan Laporan										

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Perhitungan petrofisika dalam penelitian ini dilakukan menggunakan *software* Paradigm Geolog dengan data logging dari sumur ZR-01, ZR-02, ZR-03, dan ZR-04. Parameter perhitungan petrofisika mencakup Volume Shale (VSH) dan porositas (\emptyset). Setelah mendapatkan nilai dari setiap parameter petrofisik, validasi akan dilakukan menggunakan *crossplot* VSH vs PHIE, data *sidewall core* dan *swabtest*. Langkah ini diambil untuk meningkatkan akurasi hasil pada setiap parameter petrofisik yang dihitung.

4.1 Penentuan Volume Shale

Volume shale menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale* dalam suatu batuan, hal ini berpengaruh terhadap sifat batuan karena *shale* menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida karena *shale* bersifat impermeable. Sebelum melakukan perhitungan volume shale, langkah pertama yang harus dilakukan adalah normalisasi data *log gamma ray*. Normalisasi ini adalah langkah penting dalam proses pengolahan data untuk memastikan bahwa data - data yang berbeda berada dalam skala yang sama. Hal ini dilakukan untuk mengurangi ketidakseimbangan dalam *range* nilai antar data, yang dapat mempengaruhi kualitas analisis data (Chandra, 2022). Hasil dari normalisasi membuat distribusi data menjadi merata, sehingga dapat mengetahui batas antara *gamma ray sandstone* dan *gamma ray shale* dan dapat membuat perhitungan volume shale lebih akurat (Sudarsono et al., 2021).

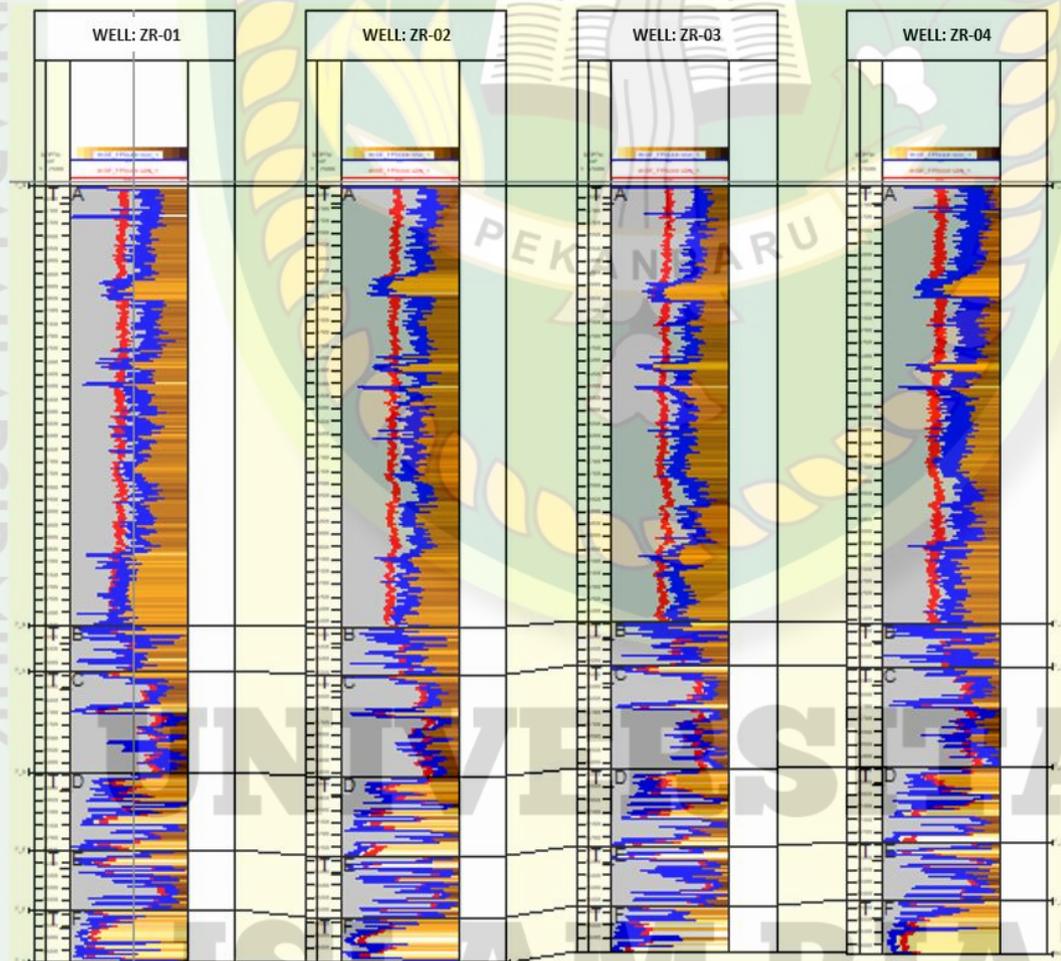
1. Penentuan Interval Acuan Normalisasi *Gamma ray*

Pada proses normalisasi *gamma ray*, penting untuk mengetahui interval atau *marker* yang dijadikan acuan, yaitu interval formasi yang ada pada setiap sumur yang dianalisis. *Marker* ini merujuk pada interval formasi tertentu yang ada di setiap sumur yang dianalisis. Normalisasi adalah proses pengelompokan atribut data yang bertujuan untuk memastikan bahwa kualitas data tetap konsisten (Moruk et al., 2020). Dengan kata lain, normalisasi membantu untuk menyamakan *range*

data dari berbagai sumur sehingga hasil interpretasi menjadi lebih akurat dan dapat dibandingkan antara satu sumur dengan sumur lainnya.

Dalam kasus ini, setiap sumur memiliki interval formasi yang berbeda-beda, seperti yang ditunjukkan dalam **Gambar 3.1**, pada sumur ZR-01 interval formasi yang dicakup mulai dari yang paling atas, yaitu TOD hingga yang paling bawah BOD. Ini berarti bahwa sumur tersebut mencakup seluruh *range* data yang tersedia, mulai dari lapisan teratas hingga lapisan terbawah yang diukur.

Sebaliknya, sumur ZR_02 hanya mencakup interval formasi dari TOD hingga T_G, sumur ZR-03 dan ZR-04 hanya mencakup interval formasi dari TOD hingga T_F, yang berarti bahwa sumur tersebut tidak mencakup seluruh *range* data seperti ZR-01. Karena keempat sumur ini memiliki interval formasi yang berbeda-beda, proses normalisasi harus mempertimbangkan interval yang ada di semua sumur agar hasil yang didapat lebih akurat.



Gambar 4. 1 Interval Acuan Seluruh Sumur

Untuk mempermudah proses normalisasi, pemilihan interval acuan atau *marker* acuan dilakukan seperti yang ditampilkan dalam **Gambar 4.1**. Interval yang dipilih sebagai referensi adalah dari T_A hingga T_F. Alasannya adalah bahwa interval ini terdapat pada semua sumur yang dianalisis, sehingga dapat dijadikan sebagai referensi untuk menormalisasi data *gamma ray* di seluruh sumur. Dengan memilih interval yang terdapat pada semua sumur, normalisasi dapat dilakukan dengan lebih efektif dan efisien.

2. Penentuan Sumur Acuan Normalisasi *Gamma ray*

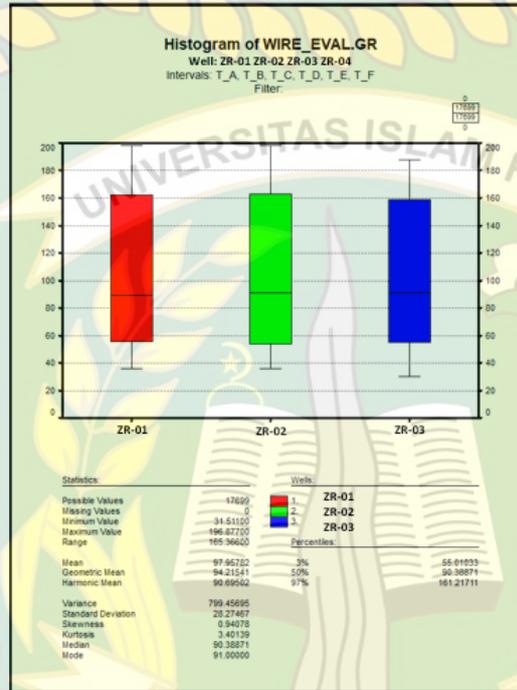
Setelah menentukan interval atau *marker* referensi, langkah berikutnya adalah memilih sumur yang akan dijadikan sebagai acuan atau referensi untuk nilai minimum dan maksimum pada proses normalisasi. Normalisasi dalam konteks ini bertujuan untuk menyamakan rentang nilai *gamma ray* pada sumur-sumur yang berbeda sehingga interpretasi data menjadi lebih konsisten dan akurat.

Pemilihan sumur acuan dilakukan dengan mengamati distribusi nilai *gamma ray* pada histogram, seperti yang ditunjukkan dalam **Gambar 3.2**. Dalam histogram ini, dapat dilihat sebaran nilai *gamma ray* untuk setiap sumur. Tujuan dari pengamatan ini adalah untuk memilih sumur yang memiliki nilai batas atas (*percentile 97%*) dan batas bawah (*percentile 3%*) yang tidak terlalu jauh berbeda antara satu sumur dengan sumur lainnya. Sumur-sumur dengan rentang nilai yang konsisten akan memudahkan proses normalisasi, karena nilai-nilai yang dihasilkan akan lebih akurat dan dapat diaplikasikan secara merata pada sumur-sumur lain yang ada di lapangan tersebut.

Berdasarkan analisa yang dilakukan pada **Gambar 4.2** dibawah, sumur ZR-01, ZR-02, dan ZR-03 dipilih sebagai sumur acuan. Hal ini karena nilai batas atas dan bawah pada sumur-sumur ini menunjukkan kesamaan yang cukup tinggi, yang berarti rentang nilai *gamma ray*-nya relatif konsisten. Sebaliknya, sumur ZR-04 menunjukkan perbedaan yang signifikan antara nilai batas atas dan bawah dibandingkan dengan sumur disekitarnya. Perbedaan ini menunjukkan bahwa *range* nilai *gamma ray* pada sumur ZR-04 sangat berbeda, yang bisa disebabkan kesalahan sistematis (Akkurt et al., 2019). Jika sumur dengan *range* nilai yang sangat berbeda ini digunakan sebagai acuan, bisa terjadi kesalahan dalam interpretasi data, terutama dalam menentukan batas antara batu pasir (*sandstone*)



yang biasanya memiliki nilai *gamma ray* rendah, dan batu serpih (*shale*) yang memiliki nilai *gamma ray* tinggi. Oleh karena itu, ZR-04 tidak dipilih sebagai sumur acuan untuk normalisasi *gamma ray*, karena bisa mempengaruhi keakuratan hasil interpretasi.



Gambar 4. 2 Histogram GR Sumur Referensi Pada Interval Referensi

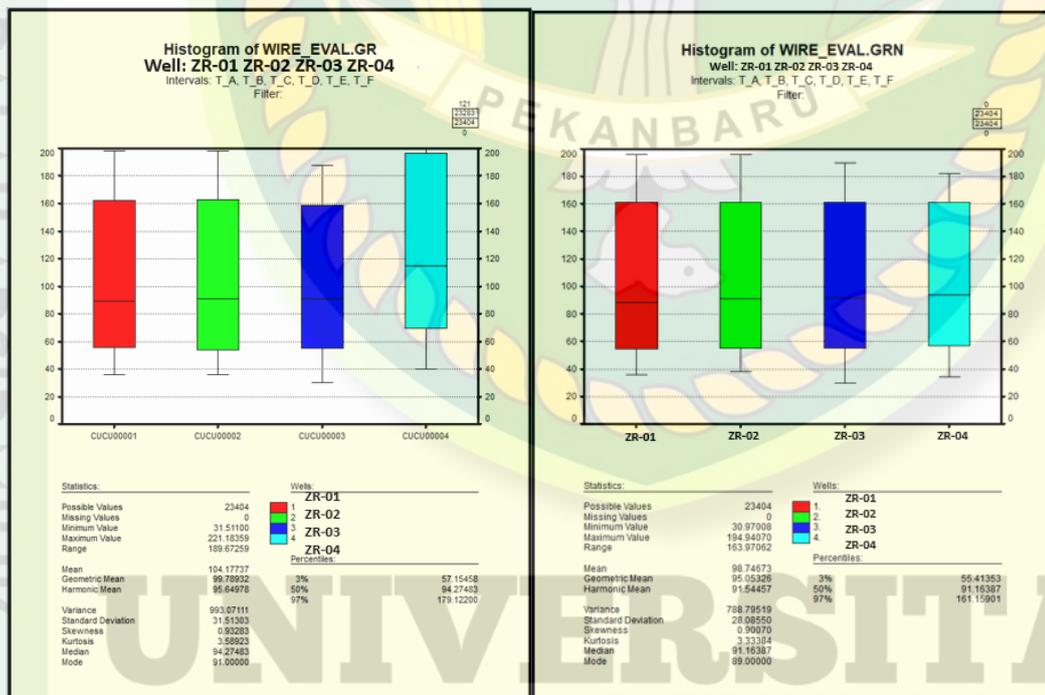
3. Normalisasi *Gamma ray* Pada Interval Acuan

Nilai minimum dan maksimum yang digunakan diambil dari *persentile* 3% dan 97%. Berdasarkan histogram yang ditunjukkan pada **Gambar 4.2**, nilai referensi untuk normalisasi *gamma ray* diperoleh dari *persentile* 3% dengan nilai 55.01033 GAPI dan *persentile* 97% dengan nilai 161.21711 GAPI. Nilai *persentile* 3% dan 97% dari masing-masing sumur juga dicatat sebagai parameter input untuk persamaan normalisasi *gamma ray*, seperti yang tercantum dalam **Tabel 4.1**. Terlihat bahwa sumur ZR-04 memiliki rentang nilai yang berbeda jauh dibandingkan dengan sumur lainnya.

Tabel 4. 1 Nilai *Percentile 3%* dan *Percentile 97%* dari Histogram Masing – Masing Sumur Terhadap Interval Referensi

No	Sumur	Percentile 3%	Percentile 97%
1	ZR-01	55.95444	162.42625
2	ZR-02	54.05829	162.70839
3	ZR-03	54.97700	156.64682
4	ZR-04	69.57222	196.64250

Berdasarkan parameter input yang telah ditentukan, dilakukan proses normalisasi *gamma ray* menggunakan *evaluate tools gamma ray* normalisasi pada interval referensi. Proses ini bertujuan untuk menyamakan rentang nilai *gamma ray* pada sumur ZR-04 setelah normalisasi. **Gambar 4.3** menunjukkan perbedaan rentang nilai pada sumur ZR-04 sebelum dan sesudah normalisasi. Perubahan rentang nilai pada sumur ZR-04 sangat signifikan, dengan nilai *percentile 97%* yang awalnya 196.64250 GAPI berubah menjadi 161.08145 GAPI setelah normalisasi.



Gambar 4. 3 GR dan GR Normalisasi dengan Interval Referensi: a) GR Interval Referensi Sebelum Normalisasi, b) GR Interval Referensi Sesudah Normalisasi

Normalisasi dengan menstandarisasi data diperlukan ketika terdapat perbedaan nilai yang signifikan pada variabel data, karena perbedaan ini dapat mengakibatkan ketidakakuratan dalam analisis. Oleh karena itu, proses standarisasi diterapkan pada data *log gamma ray* sebelum melanjutkan ke analisis yang lebih rinci (Ulinuh & Veriani, 2020).

4. Normalisasi *Gamma ray* Pada Seluruh Interval Formasi

Setelah tahap normalisasi awal dilakukan pada interval referensi tertentu, langkah selanjutnya adalah memperluas normalisasi ini ke seluruh interval formasi, dari bagian paling atas hingga paling bawah yang diukur dalam sumur. Ini mencakup semua lapisan formasi yang terekam dalam data sumur. Interval yang dianalisis dimulai dari TOD (*Top of Data*) hingga BOD (*Bottom of Data*), sebagaimana ditunjukkan pada **Gambar 3.1**. Proses ini melibatkan pembuatan histogram menggunakan data dari seluruh interval formasi terhadap seluruh sumur, dan menentukan nilai minimum dari *persentile* 3% serta nilai maksimum dari *persentile* 97% untuk masing-masing sumur. Nilai – nilai yang telah ditentukan dapat dilihat pada **Tabel 4.2**.

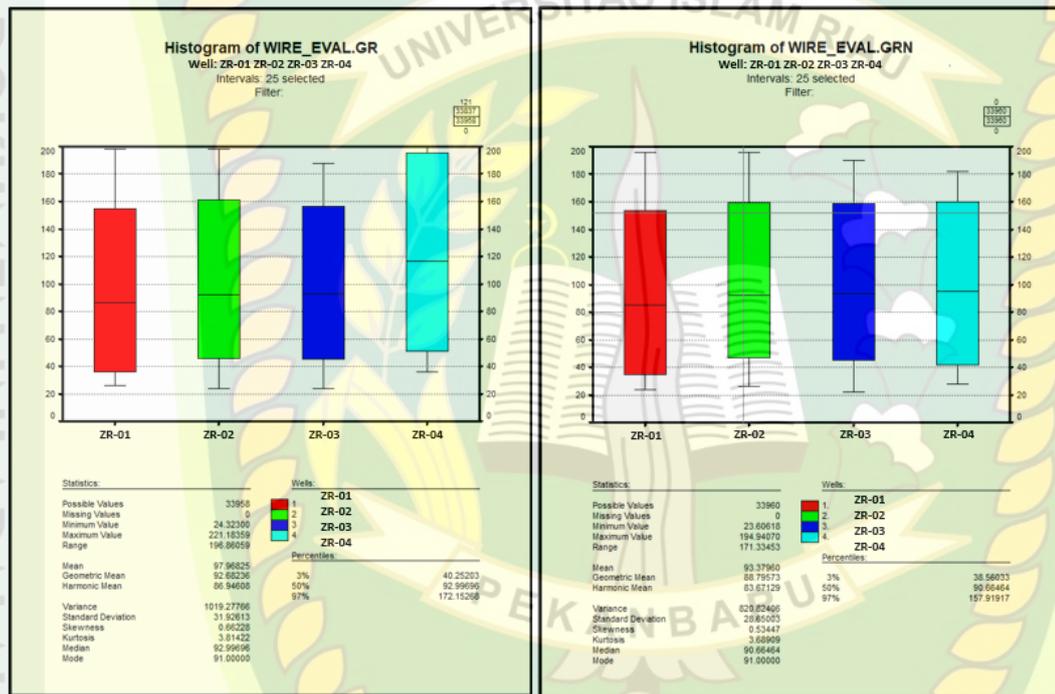
Tabel 4. 2 Nilai *Percentile* 3% dan *Percentile* 97% dari Masing – Masing Sumur Terhadap Seluruh Interval

No	Sumur	<i>Percentile</i> 3%	<i>Percentile</i> 97%
1	ZR-1	35.91059	154.89280
2	ZR-2	45.88706	161.13081
3	ZR-3	45.39692	156.47784
4	ZR-4	51.21692	195.13887

Setelah menentukan parameter *input* yang diperlukan, proses normalisasi *gamma ray* dilakukan dengan menggunakan *evaluate tool* pada seluruh interval formasi. Proses normalisasi ini melibatkan penyesuaian data *gamma ray* dari setiap sumur sehingga memiliki rentang nilai yang seragam, dengan tujuan untuk memastikan konsistensi dan keakuratan data yang digunakan dalam analisis. Normalisasi dilakukan dengan mengacu pada nilai-nilai referensi yang diperoleh dari sumur acuan, yang telah dipilih berdasarkan analisis histogram. Dengan



menggunakan sumur referensi sebagai acuan, nilai *gamma ray* dari sumur-sumur lainnya diatur ulang agar sesuai dengan rentang yang ditentukan. Hasil dari proses normalisasi ini kemudian dibandingkan untuk mengevaluasi perubahan yang terjadi dalam distribusi nilai *gamma ray*. Hasil perbandingan dari normalisasi tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.4** di bawah ini, yang menunjukkan bagaimana rentang nilai *gamma ray* dari setiap sumur setelah normalisasi menjadi lebih seragam dan dapat lebih mudah dibandingkan satu sama lain.

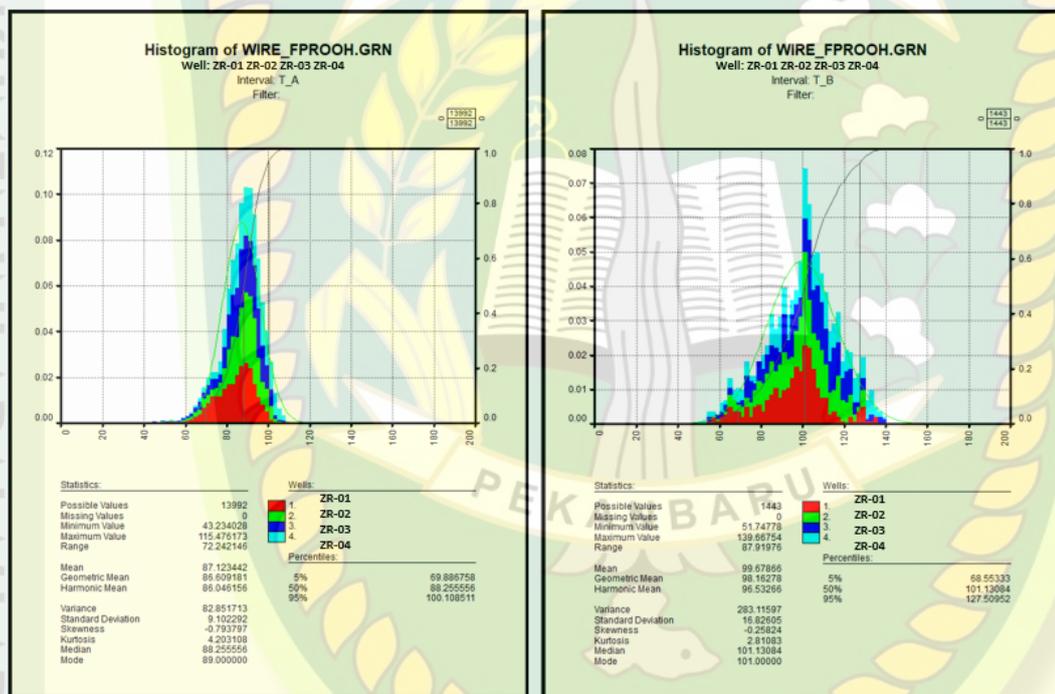


Gambar 4.4 Histogram GR dan GR Normalisasi Terhadap Seluruh Interval Formasi

Normalisasi yang dilakukan, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.4** menunjukkan perbedaan rentang nilai pada sumur ZR-04 sebelum dan sesudah normalisasi. Perubahan rentang nilai pada sumur ZR-04 sangat signifikan, dengan nilai *persentile* 97% yang awalnya 195.13887 GAPI berubah menjadi 160.00655 GAPI setelah normalisasi. Normalisasi bertujuan untuk memastikan kualitas data yang baik dan mendistribusikan data secara merata. Dengan menormalkan *log* sumur sehingga menghasilkan kumpulan data berkualitas baik yang siap digunakan dalam interpretasi petrofisika berikutnya (Akkurt et al., 2019). Hal ini penting untuk mengetahui nilai *gamma ray* minimum (*sand*) dan maksimum (*shale*) pada masing – masing formasi, yang akan digunakan dalam perhitungan volume shale.

5. Perhitungan Volume Shale

Perhitungan volume shale dilakukan untuk menentukan kandungan *shale* dalam suatu formasi. Proses ini menggunakan data *log gamma ray* yang telah dinormalisasi (GRN). Sebelum melakukan perhitungan volume shale, histogram dibuat dari data GRN untuk masing – masing formasi. Histogram ini berguna untuk mengidentifikasi nilai minimum dan maksimum *gamma ray* pada formasi tersebut, yang kemudian digunakan dalam perhitungan volume shale **Gambar 4.5**, menunjukkan bagaimana histogram digunakan untuk menentukan nilai minimum dan maksimum tersebut.



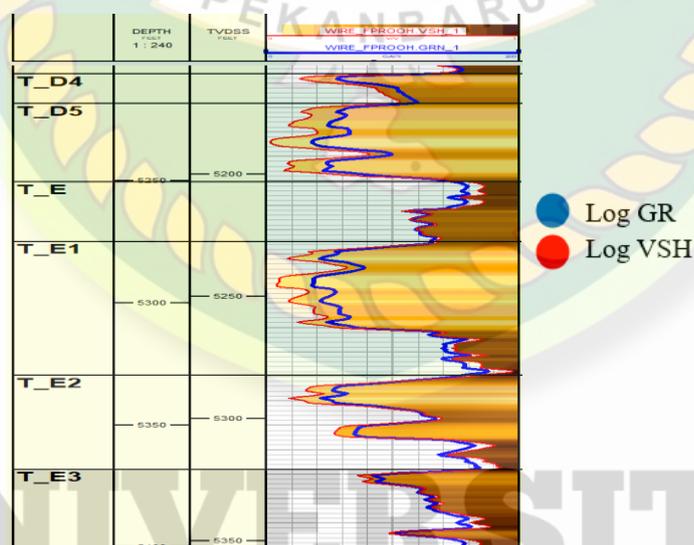
Gambar 4.5 Histogram *Gamma ray* Normalisasi Formasi T_A dan T_B

Pada **Tabel 4.3** di bawah ini memperlihatkan nilai minimum dan maksimum *gamma ray* untuk setiap formasi pada semua sumur, yang diperoleh dari analisis histogram *gamma ray* yang telah dinormalisasi. Nilai-nilai ini penting untuk mengetahui batasan yang digunakan untuk mengidentifikasi keberadaan pasir (*sand*) dan serpih (*shale*) dalam formasi. Dengan kata lain, nilai minimum dan maksimum ini membantu dalam menentukan karakteristik litologi formasi, seperti di mana pasir atau serpih berada, berdasarkan respon *gamma ray* (Muhammad et al., 2022).

Tabel 4. 3 Nilai Minimum dan Maksimum Masing – Masing Formasi

No	Formasi	Minimum	Maksimum
1	TOD, T_A	26.50103	128.23895
2	T_B	51.74778	139.66754
3	T_C	42.22712	168.24232
4	T_D	34.41675	194.94070
5	T_E	30.97008	179.11499
6	T_F	23.60618	184.28896
7	T_G	25.32197	156.24428
8	BOD	95.18464	165.07326

Perhitungan indeks *gamma ray* atau volume shale dilakukan menggunakan *determine gamma ray tools* untuk setiap formasi, dengan menggunakan nilai-nilai yang tercantum pada **Tabel 4.3** di atas. Hasil dari perhitungan volume shale ini akan menghasilkan *log* baru yang disebut *log VSH*. *Log* ini kemudian dikorelasikan dengan *log gamma ray* normalisasi, sehingga memungkinkan untuk identifikasi kandungan *shale* dalam formasi geologi yang dianalisis. Hasil korelasi ini dapat dilihat pada gambar di bawah ini.

**Gambar 4. 6** Log GRN dan VSH Pada Formasi T_D dan T_E

Gambar 4.6 diatas menampilkan hasil perhitungan volume shale dalam bentuk *log* baru. Korelasi yang terlihat pada gambar tersebut menunjukkan bahwa nilai volume shale yang tinggi atau rendah tervalidasi oleh tinggi rendahnya

defleksi kurva *log gamma ray* yang telah dinormalisasi (Novita et al., 2022). Hal ini mengindikasikan bahwa kandungan *shale* dalam suatu formasi berperan penting dalam menentukan kualitas batuan reservoir yang ada dalam formasi tersebut.

Tabel 4. 4 Nilai Volume Shale Masing - Masing Formasi

No	Formasi	Volume Shale (%)
1	T_A	61
2	T_B	55
3	T_C	70
4	T_D	44
5	T_E	63
6	T_F	24
7	T_G	19

Tabel 4.4 menunjukkan rata-rata nilai volume shale untuk setiap formasi di semua sumur pada lapangan X yang dianalisis. Kandungan *shale* yang lebih tinggi biasanya menunjukkan permeabilitas yang lebih rendah, kandungan *shale* dalam suatu formasi akan memengaruhi kualitas batuan *reservoir* di dalam formasi tersebut sehingga menyebabkan fluida dalam batuan tersebut tidak mengalir dengan baik (Ramadhan et al., 2019).

Formasi T_A memiliki volume shale yang cukup tinggi sebesar 61%, dengan ketebalan 1754 ft. Berdasarkan stratigrafinya, formasi ini terletak di bagian paling atas cekungan Sumatera Tengah. Lapisan atas suatu formasi cenderung mengalami pelapukan lebih lama, sehingga material yang terbawa oleh erosi cenderung lebih halus, seperti lempung atau *shale*, yang menyebabkan peningkatan volume shale pada lapisan ini. Hal ini didukung oleh penelitian (Williams & Eubank, 1995), yang menunjukkan bahwa formasi T_A terbentuk pada fase *tertiary depositional cycle*, di mana sedimen yang diendapkan terdiri dari campuran sedimen kasar dan halus seperti *clay* dan *shale*. Selain itu, ketebalan formasi yang signifikan juga berkontribusi terhadap tingginya volume shale di formasi ini.

Formasi T_B memiliki volume shale yang cukup tinggi, yaitu 55% dengan ketebalan 181 ft. Formasi ini terbentuk pada periode geologi *early miocene* dan terdiri dari *calcareous shale* dengan sedikit kandungan *siltstone* (batu lanau)



(Williams & Eubank, 1995). Shale pada formasi T_B bertindak sebagai batuan penutup terbaik untuk menjebak hidrokarbon direservoir (Julikah et al., 2021). Komposisi tersebut menyebabkan kandungan *shale* pada formasi T_B cukup besar.

Formasi T_C memiliki volume shale sebesar 70% dengan ketebalan 404 ft. Formasi ini terdiri dari batu pasir berbutir halus hingga sedang yang tersisipkan shale (Williams & Eubank, 1995). Kandungan *shale* pada formasi T_C juga berperan sebagai batuan penutup (*cap rock*) dalam *petroleum system* di cekungan Sumatera Tengah. Ketebalan formasi yang besar serta jenis batuan penyusunnya turut berkontribusi terhadap tingginya volume shale pada formasi ini (Hardiansal et al., 2016).

Pada formasi T_D memiliki nilai volume shale sebesar 44% dengan ketebalan 311 ft. Formasi T_D terdiri dari batu pasir berukuran sedang hingga halus, *shale*, dan *limestone*. Pada formasi T_E memiliki nilai volume shale sebesar 63% dengan ketebalan 240 ft. Formasi T_E terbentuk pada waktu geologi *early miocene* yang terdiri dari batu pasir berukuran sedang-sangat halus, bahkan terdapat sisipan batu lanau dan batu lempung, serta adanya aktifitas organisme yang mencerminkan bahwasannya sudah dipengaruhi oleh proses *marine*. Formasi T_E berfungsi sebagai batuan tudung (*seal*) bagi batu pasir yang ada di bawahnya (Felizarda et al., 2016).

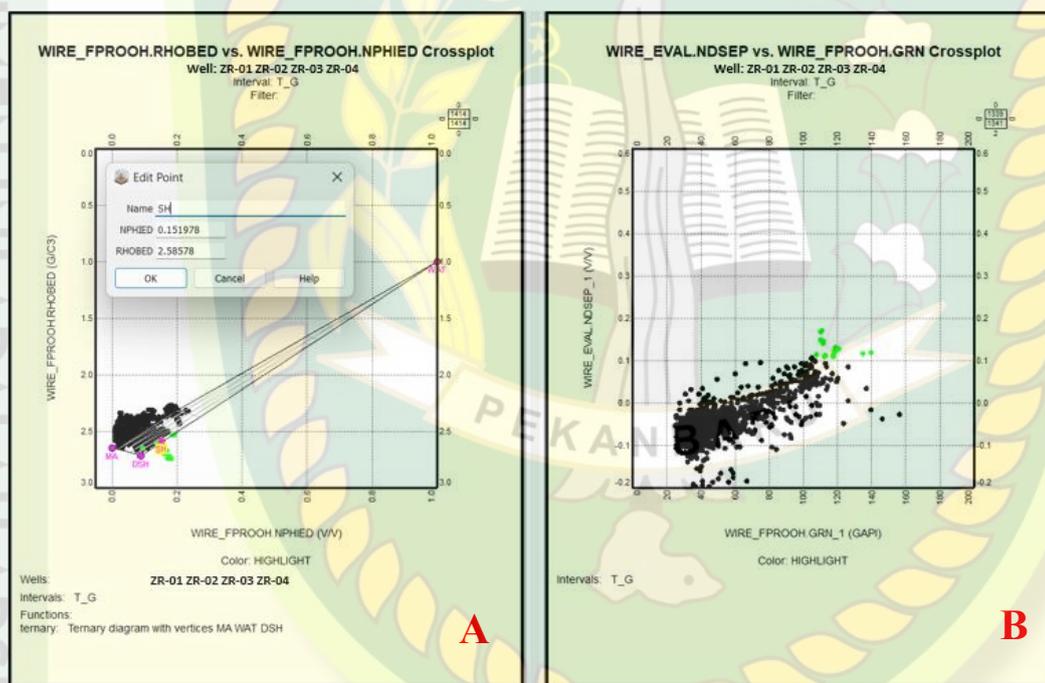
Pada formasi T_F memiliki nilai volume shale sebesar 24% dengan ketebalan 206 ft. Formasi T_F tersusun dari batuan sandstone berukuran kasar hingga sedang (Williams & Eubank, 1995). Pada formasi T_G memiliki nilai volume shale sebesar 19% dengan ketebalan 689 ft. Formasi T_G merupakan salah satu *source rock* yang berada di cekungan sumatera tengah yang tersusun atas batuan pasir yang berukuran halus hingga sedang (Williams & Eubank, 1995). Hal ini mengakibatkan volume shale pada formasi ini bernilai kecil karena didominasi oleh batuan pasir.

Menurut penelitian Anastasya (2015), formasi dengan volume shale di atas 35% dianggap tidak produktif karena kandungan shale yang tinggi menghambat pergerakan fluida. Berdasarkan hasil analisis rata-rata volume shale pada setiap formasi, disimpulkan bahwa formasi T_F dan T_G memiliki volume shale yang lebih rendah dari 35%, sehingga formasi ini lebih berpotensi produktif karena fluida dapat lebih mudah mengalir dan mengisi pori-pori batuan (Suwondo et al., 2022).



4.2 Perhitungan Porositas

Pada perhitungan porositas, langkah pertama yang dilakukan adalah menentukan nilai-nilai yang akan di *input* ke dalam *tools* perhitungan porositas, seperti NPHI_SH dan RHOB_SH. Nilai-nilai ini diperoleh dari hasil *crossplot* yang terlihat pada **Gambar 4.7** di bawah ini, yang menunjukkan hubungan antara *log* NPHI dan *log* RHOB yang dikorelasikan dengan *crossplot* GRN dan NDSEP. *Crossplot* tersebut memperlihatkan titik *shale point* yang terletak pada garis *neutron-density*, menunjukkan posisi di mana *shale* pertama kali teridentifikasi dalam formasi. *Shale point* ini untuk mendefinisikan nilai-nilai NPHI_SH dan RHOB_SH yang akan digunakan dalam perhitungan porositas.



Gambar 4.7 a) *Crossplot* NPHI vs RHOB Pada Formasi T_G dan b) GRN vs NDSEP Pada Formasi T_G

Penentuan titik *shale point* dilakukan pada setiap formasi dengan menganalisis persebaran data kandungan *shale* pada *crossplot* antara GRN dan NDSEP. Dalam interpretasi ini, nilai *gamma ray* yang tinggi menunjukkan adanya indikasi *shale*, dan semakin besar nilai NDSEP (*neutron* tinggi dan densitas tinggi), menunjukkan indikasi adanya *shale* (Sephiana et al., 2023). Oleh karena itu, untuk menentukan titik *shale point*, identifikasi difokuskan pada bagian kanan atas *crossplot* GRN vs NDSEP, di mana data *shale* cenderung terkonsentrasi.

Nilai yang diperoleh dari *crossplot* (**Gambar 4.7**) akan digunakan sebagai *input* dalam *tools* perhitungan porositas. Setelah memasukkan nilai-nilai tersebut, perhitungan akan menghasilkan *output* berupa porositas total dan porositas efektif. **Tabel 4.5** di bawah ini menunjukkan nilai NPHI_SH dan RHOB_SH untuk masing-masing formasi pada semua sumur, yang akan dimasukkan ke dalam *tools* perhitungan porositas. Nilai-nilai ini telah melalui proses interpretasi berulang-ulang untuk memastikan hasil yang akurat dan sesuai.

Tabel 4.5 *Running Nilai Shale Point*

No	Formasi	NPHI_SH	RHOB_SH
1	T_A	0.703	1.86429
2	T_B	0.60387	2.02006
3	T_C	0.405609	2.35994
4	T_D	0.352717	2.41407
5	T_E	0.341565	2.49019
6	T_F	0.321739	2.48665
7	T_G	0.151978	2.5878

Setelah menentukan *shale point* untuk masing-masing formasi, langkah selanjutnya adalah melakukan perhitungan porositas menggunakan *porosity tools* pada *software* Paradigm Geolog. Perhitungan ini dilakukan dengan menggunakan nilai NPHI_SH dan RHOB_SH yang telah ditentukan sebelumnya. *Porosity tools* ini akan menghasilkan nilai-nilai baru yang berupa log, seperti *log* porositas total, *log* porositas efektif, dan *log volume capillary bound water*.

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



SandStone Petrophysical Workflow

Well: ZR-01 ZR-02 ZR-03 ZR-04

Intervals: T_A, T_B

Input Set WIRE_FFROOH ... Sampling Log Use finest ...

Output Set WIRE_FFROOH ... Reference DEPTH

Start Cancel Module Help ...

Parameters

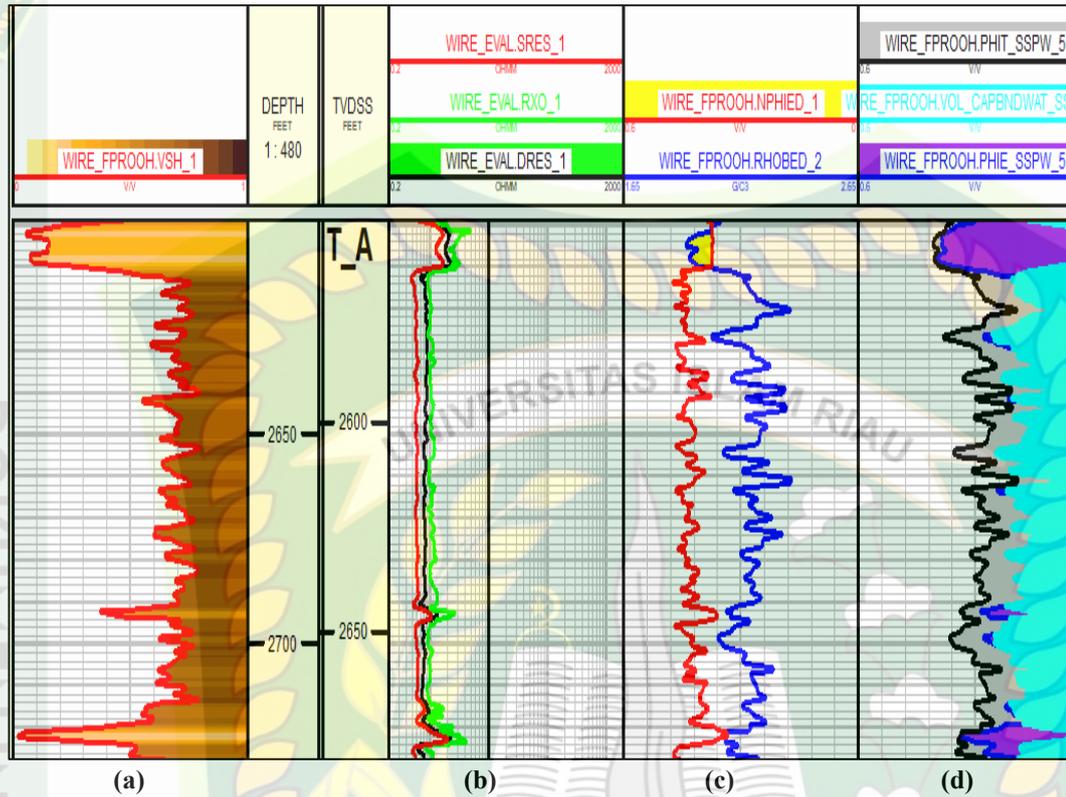
ID	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	T_A	T_B
1	Interval	In_Out	Neutron value of matrix point	V/V	NPHI_MAT	<input type="checkbox"/>	0	0
2	Interval	In_Out	Bulk density value of matrix point	G/C3	RHOB_MAT	<input type="checkbox"/>	2.65	2.65
3	Interval	In_Out	Neutron value of measured shale	V/V	NPHI_SH	<input type="checkbox"/>	0.703	0.60387
4	Interval	In_Out	Bulk density value of measured shale	G/CC	RHOB_SH	<input type="checkbox"/>	1.86429	2.02006
5	Interval	In_Out	Dry Shale Grain Density (0 p.u. shale)	G/C3	RHOB_DSH	<input type="checkbox"/>	2.71	2.71
6	Interval	In_Out	Volume of Clay Bound water in shale (wet)	V/V	VOL_CBW_SH	<input type="checkbox"/>	0.20	0.20
7	Interval	In_Out	Minimum Irreducible water saturation	V/V	SWIRR_MIN	<input checked="" type="checkbox"/>	0.2	0.2
8	Interval	In_Out	Bulk Density of Invaded Zone Fluid Mixture	G/C3	RHOB_FL	<input type="checkbox"/>	1	1
9	Interval	In_Out	Neutron response to flushed zone fluid	V/V	NPHI_FL	<input type="checkbox"/>	1	1
10	Log	Input	Bulk Density	G/C3	RHOB	<input checked="" type="checkbox"/>	RHOBED	RHOBED
11	Log	Input	Neutron Porosity in Sandstone unit	V/V	NPHI	<input checked="" type="checkbox"/>	NPHIED	NPHIED
12	Log	Input	Shale index (Shale Volume)	V/V	VSH	<input checked="" type="checkbox"/>	VSH	VSH
13	Log	Output	Total Porosity - SSPW	V/V	PHIT	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIT_SSPW	PHIT_SSPW
14	Log	Output	Effective Porosity - SSPW	V/V	PHIE	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIE_SSPW	PHIE_SSPW
15	Log	Output	Porosity Excluding Shale Water (Free Fluid) - SSPW	V/V	PHIFF	<input checked="" type="checkbox"/>	PHIFF_SSPW	PHIFF_SSPW
16	Log	Output	Unflushed volume of clay bound water - SSPW	V/V	VOL_CLYBNDWAT	<input checked="" type="checkbox"/>	VOL_CLYBNDWAT_SSPW	VOL_CLYBNDWAT_SSPW
17	Log	Output	Volume of capillary bound water - SSPW	V/V	VOL_CAPBNDWAT	<input checked="" type="checkbox"/>	VOL_CAPBNDWAT_SSPW	VOL_CAPBNDWAT_SSPW
18	Log	Output	Volume of bound water (clay + capillary) - SSPW	V/V	VOL_BOUNDWAT	<input checked="" type="checkbox"/>	VOL_BOUNDWAT_SSPW	VOL_BOUNDWAT_SSPW
19	Log	Output	Irreducible water saturation - SSPW	V/V	SWIRR	<input checked="" type="checkbox"/>	SWIRR_SSPW	SWIRR_SSPW

Gambar 4. 8 Tools Perhitungan Porositas

Pada **Gambar 4.8** di atas, terlihat *tools* yang digunakan untuk perhitungan porositas dalam *software* Paradigm Geolog. Nilai yang di *input* ke dalam *tools* tersebut meliputi NPHI_SH dan RHOB_SH untuk setiap formasi pada semua sumur, serta nilai dari *log* RHOB, NPHI, dan VSH yang ada. Setelah data tersebut diinput, proses perhitungan dilakukan, dan *log* baru akan terbentuk, yang dapat dilihat pada *layout* dalam *software* Paradigm Geolog.

Pada **Gambar 4.9**, *layout* hasil perhitungan porositas yang telah dilakukan terlihat jelas. Pada *track* d menunjukkan nilai porositas total (ditandai dengan *shading* abu-abu), nilai porositas efektif (ditandai dengan *shading* ungu), dan nilai *capillary bound water* (ditandai dengan *shading* biru). *Layout log* ini bisa digunakan sebagai langkah awal untuk mengkorelasikan nilai porositas efektif dengan volume shale.

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



Gambar 4. 9 layout Log Formasi T_A: a) Log VSH, b) Log Resistivitas, c) Log Neutron-Density, dan d) Log PHIT dan PHIE

Gambar 4.9 menunjukkan layout porositas pada formasi T_A, dengan hasil perhitungan nilai porositas efektif yang sesuai dengan nilai volume shale yang telah diperoleh (Track a), layout menunjukkan bahwa interpretasi dalam penentuan titik *shale point* telah dilakukan dengan baik. Dengan demikian didapatkan nilai porositas terhadap masing – masing formasi pada empat sumur, dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4. 6 Hasil Perhitungan Porositas Total dan Porositas Efektif

No	Formasi	PHIT (%)	PHIE (%)
1	T_A	25	17
2	T_B	17	9
3	T_C	12	5
4	T_D	13	9
5	T_E	9	3
6	T_F	11	9
7	T_G	7	5

Pada **Tabel 4.6** menunjukkan hasil perhitungan porositas total dan efektif pada setiap formasi. Porositas efektif memiliki nilai yang lebih kecil dari porositas total, hal ini dikarenakan porositas efektif hanya memperhitungkan porositas yang saling berhubungan saja. Formasi T_A memiliki porositas yang lebih tinggi dibandingkan dengan formasi-formasi lainnya di semua sumur pada lapangan X. Formasi T_A memiliki pori-pori yang lebih banyak untuk menyimpan fluida, sehingga dikategorikan sangat baik menurut Koesoemadinata, (1980). Formasi T_A di bagian bawahnya tersusun dari *shale*, sementara bagian atasnya terdiri dari batu pasir dengan lapisan batu bara sesekali ditemukan (Williams & Eubank, 1995; Yudhianto et al., 2015).

Berdasarkan litologi penyusunnya, formasi T_B, T_C dan T_E berfungsi sebagai batuan penutup atau *cap rock*, dengan dominasi *shale* sebagai bahan penyusunnya (Hardiansal et al., 2016; Williams & Eubank, 1995; Yudhianto et al., 2015). Formasi T_B terdiri dari *shale* yang dilapisi oleh *siltstone*, berfungsi sebagai batuan penutup (*seal*) untuk *reservoir* di bawahnya. Meskipun formasi T_B memiliki nilai volume shale yang cukup tinggi, *shale* tidak selalu menunjukkan porositas yang rendah. Faktanya, *shale* sering kali memiliki porositas total yang cukup tinggi, meskipun umumnya memiliki permeabilitas yang rendah (Irmaya et al., 2023).

Selain itu, berdasarkan penjelasan mengenai litologi formasi, formasi T_D dan T_F berfungsi sebagai batuan *reservoir* yang memiliki porositas yang baik. Hal ini disebabkan oleh dominasi *sandstone* berukuran halus hingga sedang dalam komposisi penyusun formasi ini (Williams & Eubank, 1995; Yudhianto et al., 2015).

Formasi T_G merupakan formasi tertua di area penelitian dan tertutup oleh formasi T_F. Formasi ini berfungsi sebagai batuan induk yang prospektif di cekungan Sumatera Tengah. Litologi formasi T_G terdiri dari batu pasir berukuran halus hingga sedang. Terletak di bagian paling bawah di antara formasi-formasi lainnya, formasi T_G memiliki volume shale yang relatif kecil serta porositas yang rendah. Nilai porositas yang kecil ini dipengaruhi oleh tekanan *overburden* yang dihasilkan dari enam formasi di atasnya (Williams & Eubank, 1995; Yudhianto et al., 2015).



Formasi yang memiliki nilai volume shale cukup tinggi, tidak selalu memiliki porositas rendah. Pada kenyataannya, *shale* sering kali memiliki porositas total yang cukup tinggi, tetapi biasanya memiliki permeabilitas yang rendah (Irmaya et al., 2023). Ini artinya shale memiliki ruang pori yang cukup banyak, tetapi pori-pori tersebut tidak saling terhubung dengan baik, sehingga sulit bagi fluida seperti minyak, gas, atau air untuk mengalir melalui batuan tersebut.

Namun, untuk memastikan hasil perhitungan ini akurat, validasi dilakukan tidak hanya dengan melihat *layout* data tetapi juga dengan membuat *crossplot* antara Volume shale (VSH) dan porositas efektif (PHIE), serta membandingkannya dengan data dari *sidewall core* dan hasil uji *swabtest*. Validasi tambahan ini dilakukan untuk memastikan bahwa nilai porositas yang dihitung benar-benar mencerminkan kondisi sebenarnya di lapangan.

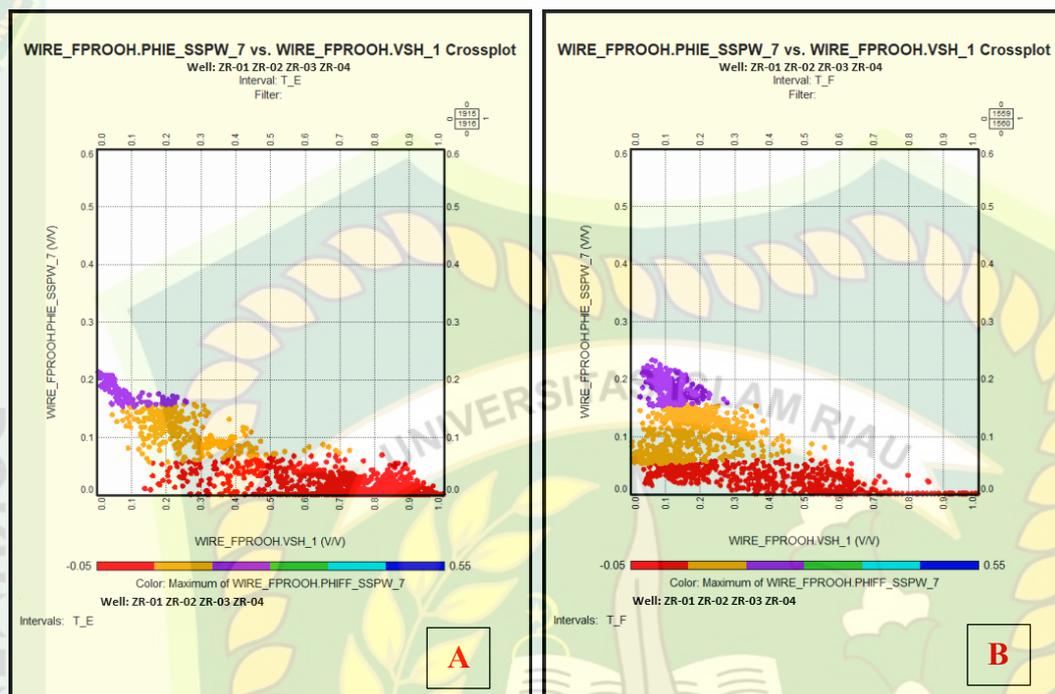
4.4 Validasi Perhitungan Volume shale dan Porositas

Validasi data logging dengan data *core* membantu mengurangi ketidakpastian dalam evaluasi formasi, meningkatkan keakuratan pengukuran properti petrofisika seperti porositas dan permeabilitas, menurut Ardo BU, (Ardo BU, 2016) menyimpulkan bahwasannya mengkorelasikan data *core* dengan data *logging* dapat membantu menentukan sifat-sifat batuan, sehingga mengurangi ketidakpastian dalam formasi.

4.4.1 Validasi Menggunakan *Crossplot* VSH vs PHIE

Melakukan validasi perhitungan porositas dengan membuat *crossplot* VSH vs PHIE pada masing-masing formasi untuk seluruh sumur penting dilakukan untuk memastikan hasil perhitungan akurat. *Crossplot* ini berguna untuk memeriksa hubungan antara volume shale (VSH) dan porositas efektif (PHIE). Karena adanya *shale* dalam formasi dapat mempengaruhi hasil perhitungan porositas, di mana peningkatan volume shale biasanya menyebabkan penurunan nilai porositas. Hal ini terjadi karena ruang pori dalam formasi terisi oleh *shale*, yang mengurangi jumlah pori yang efektif untuk penyimpanan fluida (Aulia et al., 2021).



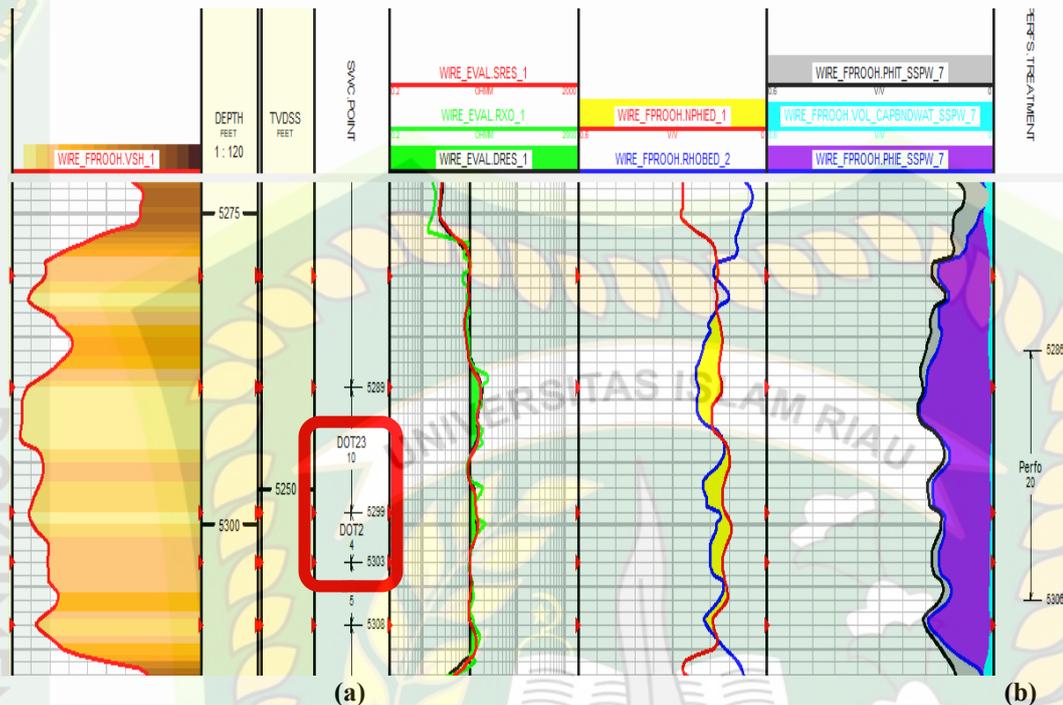


Gambar 4. 10 Crossplot VSH vs PHIE; a) Formasi T_E, dan b) Formasi T_F

Pada **Gambar 4.10**, hasil validasi terhadap nilai PHIE dengan menggunakan *crossplot* VSH vs PHIE, menunjukkan validitas yang baik. Hal itu, dikarenakan pada zona *shale*, PHIE yang diperoleh sangat kecil hingga mendekati nol (tidak berpori). Dengan demikian, hasil yang diperoleh dapat dikatakan telah sesuai dengan *log* VSH yang ditentukan sebelumnya (Adinur et al., 2019). Kondisi ini sesuai dengan prinsip validasi yang digunakan dalam *crossplot* VSH vs PHIE, yang menunjukkan bahwa perhitungan volume shale dan porositas efektif saling berhubungan dan tervalidasi dengan baik.

4.4.2 Validasi Menggunakan Data Sidewall Core

Analisis petrofisika dilakukan berdasarkan data *well log* dan divalidasi dengan data *sidewall core*. Data *sidewall core* dalam penelitian ini digunakan untuk mengoreksi atau memvalidasi hasil perhitungan porositas yang telah dilakukan. Data *sidewall core* digunakan untuk menentukan keberadaan hidrokarbon dan jenis produksi yang mungkin terjadi (Koepf & Granberry, 1961). Data ini juga berguna untuk mengoreksi nilai porositas yang diperoleh dari *log*, dengan melakukan interpretasi antara data *log* dan data *sidewall core*, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.11** di bawah ini.



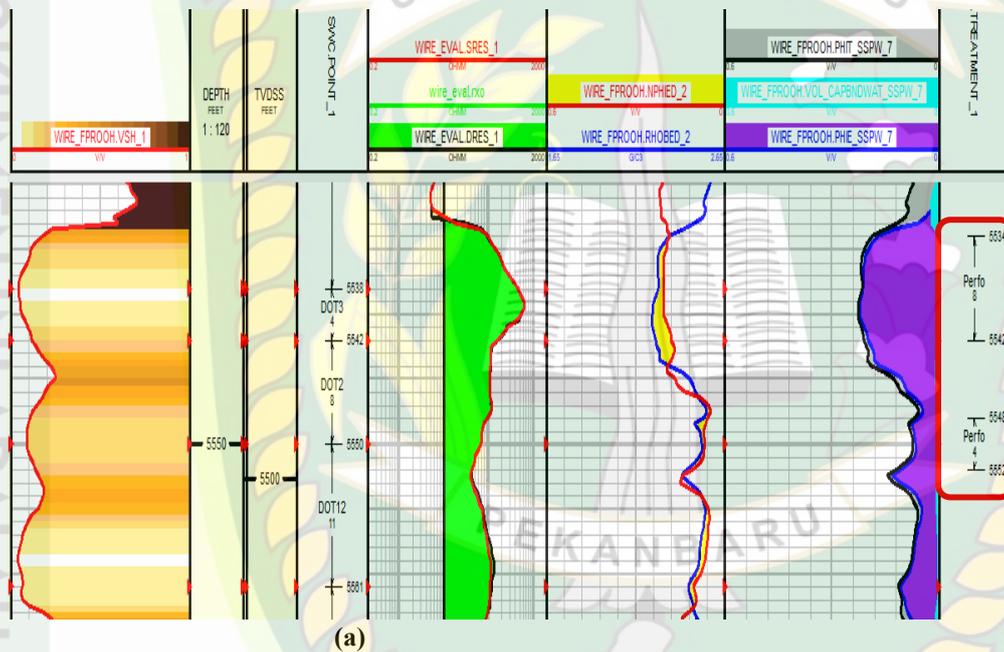
Gambar 4.11 Validasi VSH dan Porositas Dengan Data *Sidewall Core* Formasi T_E. a) *Sidewall Core* Data, b) *Swabtest* Data

Pada **Gambar 4.11** memperlihatkan bahwa nilai porositas yang telah dihitung sesuai dengan data *sidewall core* yang tersedia. Proses validasi telah dilakukan dengan membandingkan hasil perhitungan porositas dari data *log* dengan data *sidewall core*. Hasilnya menunjukkan kesesuaian antara data *sidewall core* dan perhitungan porositas dari *log*, dengan demikian analisis petrofisika yang dilakukan telah akurat ataupun valid (Guspudin, 2021). Dengan hal ini dapat diindikasikan bahwa pada formasi tersebut dapat dilakukan perhitungan lanjutan, karena hasil perhitungan *log* sudah cukup sesuai dengan pengukuran *sidewall core* (Dewanto & Prihadita, 2021).

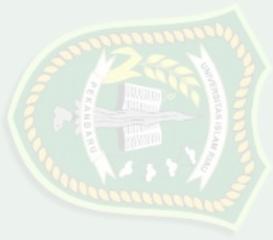
4.4.3 Validasi Menggunakan Data *Swabtest*

Pada penelitian ini data *swabtest* yang ada meliputi data interval perforasi, validasi hasil perhitungan volume shale dan porositas dilakukan terhadap data *swabtest* yang ada, analisis yang dilakukan terhadap penentuan volume shale dan porositas sama halnya dengan melakukan validasi terhadap data *sidewall core*, dimana validasi dilakukan untuk membantu dalam melihat kebenaran atas perhitungan volume shale dan porositas yang telah dilakukan.

Gambar 4.12 menunjukkan hasil perhitungan volume shale dan porositas yang dibandingkan dengan data swabtest pada interval perforasi. Hasil mengindikasikan bahwa interval yang dipilih untuk perforasi memiliki porositas yang tinggi, yang berarti lapisan batuan tersebut mampu menyimpan dan mengalirkan fluida. Selain itu, zona shale berhasil dihindari karena shale bersifat impermeable, sehingga tidak cocok untuk perforasi (Kadhim et al., 2022). Ini memastikan bahwa perforasi dilakukan pada lapisan yang memiliki potensi produktif tinggi untuk aliran fluida.



Gambar 4. 12 Layout validasi VSH dan Porositas Dengan Data Swabtest Formasi T_F, a) Sidewall Core Data, b) Swabtest Data



BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

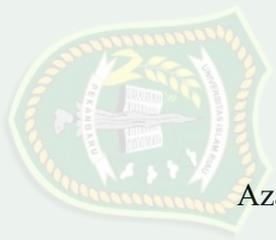
1. Perhitungan volume shale telah berhasil dilakukan dengan mengkorelasikan *log gamma ray* yang telah dinormalisasi. Hasil dari perhitungan volume shale untuk formasi T_A, T_B, T_C, T_D, T_E, T_F, dan T_G adalah masing-masing 61%, 55%, 70%, 44%, 63%, 24%, dan 19%. Berdasarkan perhitungan ini, formasi T_G memiliki kandungan *shale* paling rendah sehingga formasi ini lebih berpotensi produktif karena fluida dapat lebih mudah mengalir dan mengisi pori-pori batuan.
2. Perhitungan porositas menggunakan metode *neutron-density* untuk formasi T_A, T_B, T_C, T_D, T_E, T_F, dan T_G menghasilkan nilai porositas total sebesar 25%, 17%, 12%, 13%, 9%, 11%, dan 7%. Sementara itu, nilai porositas efektif tercatat sebesar 17%, 9%, 5%, 9%, 3%, 9%, dan 5%. Hasil ini menunjukkan bahwa formasi T_A memiliki porositas yang cukup tinggi dibandingkan formasi lainnya. Hal ini dikarenakan shale memiliki ruang pori yang cukup banyak, tetapi pori-pori tersebut tidak saling terhubung dengan baik.
3. Validasi perhitungan volume shale dan porositas yang dilakukan menunjukkan bahwa hasil interpretasi pada setiap formasi tervalidasi dengan *crossplot* VSH vs PHIE, data *sidewall core* dan data *swabtest* yang tersedia. Oleh karena itu, perhitungan volume shale dan porositas yang telah dilakukan akurat dan dapat dipercaya.

5.2 Saran

Penulis menyarankan penelitian selanjutnya dapat melanjutkan analisis petrofisika dengan menambahkan perhitungan parameter lain yang lebih mendalam. Seperti menghitung permeabilitas, serta saturasi fluida dalam pori-pori batuan. Dengan menambahkan perhitungan ini, penelitian selanjutnya dapat memberikan gambaran yang lebih detail mengenai karakteristik reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- Adepehin, D. S., Magi, F. F., Omokungbe, O. R., Olajide, T. A., & Olajide, A. O. (2022). Assessment of Three Non-Linear Approaches of Estimating the Shale Volume Over Yewa Field, Niger Delta, Nigeria. *UMYU Scientifica*, 1(2), 53–60.
- Adinur, M., Syafri, I., Yuniardi, Y., Firmansyah, Y., & Triamindo, D. (2019). *Nilai Pay Summary Formasi Bangko Lapangan “STU” Cekungan Sumatera Tengah Dengan Menggunakan Analisis Petrofisika*. v, 157–162.
- Akkurt, R., Miller, M., Hodenfield, B., & Pirie, I. (2019). Machine Learning for Well Log Normalization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Al Al-Azazi, N. A. S., Alsrory, A. S. A. E., & Albaroot, M. (2022). Effect evaluation of shale types on hydrocarbon potential using well logs and crossplot approach, Halewah oilfield, Sab’atayn Basin, Yemen. *Energy Geoscience*, 3(2), 202–210. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.12.005>
- Alyafei, N. (2021). Fundamentals of Reservoir Rock Properties. In *Fundamentals of Reservoir Rock Properties*. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
- Anastasya, P. R. (2015). Analisis Penentuan Zona Produktif dan Perhitungan Cadangan Minyak Awal dengan Menggunakandata Logging pada Lapangan Apr. In *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 151–157.
- Ardo BU. (2016). Correlating Core Analysis and Well Logging: The Stezyca Oil and Gas Field. *Oil & Gas Research*, 2(2). <https://doi.org/10.4172/2472-0518.1000113>
- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). Basic well log analysis. In *Basic well log analysis*. <https://doi.org/10.1306/mth16823>
- Aulia, A., Gani, R. M. G., Firmansyah, Y., & Zainal, R. M. (2018). Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Tuban Lapangan “Sy” Cekungan Jawa Timur Utara. *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 5(2), 10–27.



Azalia, R. R., Abdurrokhim, & Firmansyah, Y. (2023). Evaluasi Formasi di Lapangan “RA” Pada Formasi Lakat, Cekungan Sumatera Tengah. *Padjajaran Geoscience Journal*, 7(2), 1243–1252.

Bunga T, F., Dewanto, O., Karyanto, Wibowo, R. C., & Widyasari, A. (2019). *Analisi Petrofisika Untuk Menentukan Oil-Water Contact Pada Formasi Talangakar, Lapangan “FBT”, Cekungan Sumatra Selatan*. 5(1), 15–29. <https://doi.org/10.23960/jge.v>

Cahyaningati, W. P., Mariyanto, M., Lestari, W., Amelia, R., Yusroni, S. A., & Sapdawati, S. (2021). Effect of gamma ray normalization on net pay calculation, a case study of “pE” field, central Sumatra basin. *Journal of Physics: Conference Series*, 1876(1). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1876/1/012024>

Chandra, R. (2022). Comparison of Data Normalization for Wine Classification Using K-NN Algorithm. *IJIS: International Journal of Informatics and Information Systems*, 5(4), 175–180. <https://doi.org/10.47738/ijis.v5i4.145>

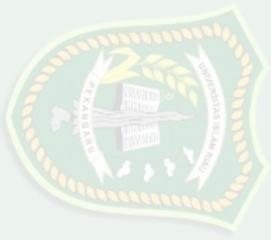
Chasandra, B., Dewanto, O., Haerudin, N., & Juniari, N. P. (2018). Karakterisasi Reservoir Melalui Analisis Petrofisika Berdasarkan Data Log Sumur “ TRD ” FORMASI AIR BENAKAT. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(1), 60–72. <https://jge.eng.unila.ac.id/index.php/geoph/article/view/7>

Darling, T. (2005). *Well logging and formation evaluation*. Elsevier.

Dewanto, O., & Prihadita, W. P. (2021). Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri Perbandingan nilai porositas hasil perhitungan log dan pengukuran core pada sumur A-1 dan B-1 di cekungan Sumatera Tengah. *Prosiding Seminar Nasional Ilmu Teknik Dan Aplikasi Industri (SINTA)*, 137.

Felizarda, D., Siki, C., Burara, I. L., & Triwibowo, B. (2016). Evaluation B Sandstone Layer of Bekasap Formation in Tri Field to Determine Infill Well. *Promine Journal*, 4(1), 8–16.

Gahana, A. G., Sjafrri, I., Moh, R., Gani, G., & Firmansyah, Y. (2019). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Lapangan Y Formasi



Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 3(1), 29–37.

Ganat, T. A. A. O. (2022). Fundamentals of reservoir rock properties. In *Fundamentals of Reservoir Rock Properties* (Issue September). <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>

Ghalambor, A., Louisiana, U., & Asadi, M. (2002). *A Study of Relevant Parameters To Predict Sand Production in Gas Wells*. June, 27–29.

Hafizha, S. R., Abdurrokhim, Firmansyah, Y., Akbar, I., & Purnomo, A. L. (2023). Evaluasi Formasi Pada Interval Formasi “Ngrayong” Berdasarkan Analisis Petrofisika SUMUR “SR-01, SR-02, SR03” Lapangan “Z” Cekungan Jawa Timur Utara. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 7(1).

Hardiansal, T., Jatmiko, T., & Triwibowo Bambang. (2016). Geologi Dan Studi Fasies Lapisan “Tfk” Berdasarkan Data Inti Batuan Dan Log Sumur Di Formasi Duri, Lapangan Duri, Cekungan Sumatra Tengah. *Jurnal Ilmiah Geologi Pangea*, 3(1), 69–75.

Haris, A. (2020). Integrated Geological and Geophysical Approach to Reservoir Modeling: Case Study of Jambi Sub-basin, Sumatra, Indonesia. *Journal of the Geological Society of India*, 95(2), 197–204. <https://doi.org/10.1007/s12594-020-1410-7>

Herninda, G., Abdurrokhim, & Mohamad, F. (2021). Petrofisika Reservoir Sand A Formasi Talang Akar Berdasarkan Data Well Log di Lapangan “FR”, Cekungan Asri. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 5(1), 24–33.

Irmaya, A. I., Rahmad, B., Kristanto, D., & Buntoro, A. (2022). Perhitungan dan Analisa Petrofisik Lapangan Betung, Formasi Air Benakat, Sub-Cekungan Jambi-Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan (SEMATAN)*, 1(1). <https://ejurnal.itats.ac.id/sematan>

Irmaya, A. I., Rahmad, B., Kristanto, D., Buntoro, A., & Deliana Siregar, A. (2023). Analisa Komposisi Mineral Clay Terhadap Kualitas Reservoir Batupasir Lapangan Betung, Formasi Airbenakat, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan



Sumatera Selatan A. *Jurnal Offshore: Oil, Productivities and Renewable Energy*, 7(2), 68–77.

Islami, N. (2011). Penerapan Metode Principal Component Proximity Transform Dan Geostatistik Untuk Pemodelan Penyebaran Volume Shale Sebagai Pencitraan Karakteristik Reservoir Pada Seismic 3D. *Makara Journal of Technology*, 15(2), 147–152. <https://doi.org/10.7454/mst.v15i2.932>

Jamaluddin, & Maria. (2019). Identifikasi Zona Shale Prospektif Berdasarkan Data Well-Log di Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geocelesbes*, 3(1), 19–27. <https://doi.org/10.20956/geocelesbes.v3i1.6108>

Julikah, Rahmat, G., & Wiranatanegara, M. B. (2021). Subsurface Geological Evaluation of the Central Sumatra Basin in Relation to the Presence of Heavy Oil. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 44(1), 65–81. <https://doi.org/10.29017/scog.44.1.491>

Kadhim, F., Al-Khdheawi, E., Al-Rbeawi, S., Jaffer, M., & Abbas, F. (2022). Detection of perforation intervals in oil well completion based on geological, drilling and well logging data. *Iraqi Journal of Oil and Gas Research (IJOGR)*, 2(2), 112–123. <https://doi.org/10.55699/ijogr.2022.0202.1032>

Kamayou, V. M., Ehirim, C. N., & Ikiensikimama, S. S. (2021). Estimating Volume of Shale in a Clastic Niger Delta Reservoir from Well Logs: A Comparative Study. *International Journal of Geosciences*, 12(10), 949–959. <https://doi.org/10.4236/ijg.2021.1210049>

Kardeta, E., Adhitya, B., & Megasukma, Y. (2022). Evaluasi dan Penentuan Zona Prospek Hidrokarbon dengan Analisis Petrofisika dan Analisis Gas Rasio pada Formasi Air Benakat , Lapangan X Sub Cekungan Jambi. *Jurnal Teknik Kebumian*, 07(April), 49–55.

Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak Dan Gas Bumi* (2nd ed.). Institut Teknologi Bandung.

Krygowski, D. A. (2003). Guide to petrophysical interpretation. *American Association of Petroleum Geologists, Austin, TX*, Chapter Caliper page



5,Chapter Neutron page 5, Cha.

Kusuma, M. F. H., Lepong, P., & Arifullah, E. (2023). Studi Karakteristik Reservoir Berdasarkan Data Petrofisika (Studi Kasus Lapangan “X” Lemigas Cekungan Sumatera Selatan). *Geosains Kutai Basin*, 6(1), 1. <https://doi.org/10.30872/geofisunmul.v6i1.1044>

Marhaendrajana, T. (2023). *Interpretasi Well Logging*. ITB PRESS.

Marvita, Y., Iqbal, F., Ikhlas, & Masrurah, Z. (2021). Identifikasi Lapisan Akuifer Berdasarkan Data Electrical Logging dan Cutting Pada Lokasi Sumur Bor di Bireun, Aceh. *Jurnal Hadron*, 3(1), 23–29. <https://doi.org/10.33059/jh.v3i1.3751>

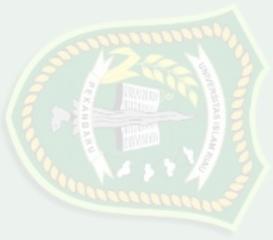
Maulana, M. I., Utama, W., & Hilyah, A. (2017). Analisis Petrofisika dan Penentuan Zona Potensi Hidrokarbon Lapangan “Kaprasida” Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Teknik ITS*, 5(2), 503–505. <https://doi.org/10.12962/j23373539.v5i2.18238>

Moruk, C. P. M., Setiati, R., & Ristawati, A. (2020). Penentuan Volume Shale, Porositas, Resistivitas Air Formasi dan Saturasi Air Pada Lapisan P Lapangan C. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(3), 105–111. <https://doi.org/10.25105/petro.v9i3.7651>

Muhammad, N. S., Nugrahanti, A., & Rahmawan, S. (2022). Analisis Penentuan Nilai Parameter Petrofisika Pada Sumur N & M Lapangan X Analysis of Determination of Petrophysical Parameter Values in N & M Wells Field X. *Jurnal Eksakta Kebumihan (Jek)*, 3(2), 140–145.

Natasia, N., Syafri, I., Kurniawan Alfadli, M., & Arfiansyah, K. (2017). Analisis Fasies Reservoir a Formasi Menggala Di Lapangan Barumun Tengah, Cekungan Sumatra Tengah. *Bulletin of Scientific Contribution*, 15(2), 139–150.

Ningsih, I. A., & Isnawan, D. (2022). Analisis dan Interpretasi Data Well Logging Berdasarkan Parameter Petrofisika pada Sumur South Onin AI-X dan Sumur North Onin-1x di Lapangan X Papua. *ReTII*, 2022(November), 239–246.



<http://journal.itny.ac.id/index.php/ReTII>

Novita, D., Badaruddin, D. F., Koesuma, S., & Ramelan, H. (2022). Interpretasi Sumur Log untuk Menentukan Zona Prospek Hidrokarbon pada Cekungan Akimeugah, Papua. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 56(1), 1–10. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.44.3.709>

Nuryanto, A., & Santosa, B. J. (2014). Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Bagian Utara. *Jurnal Sains Dan Seni ITS*, 3(2), B112–B117.

Ordas, P. R., Abdurrokhim, Sendjaja, Y. A., & Nainggolan, T. B. (2023). Identifikasi Parameter Petrofisika dan Jenis Fluida Berdasarkan Sw dan Sequence Stratigraphy di Pesisir Cekungan Sumatra Tengah. *Jurnal Geosains Dan Remote Sensing*, 4(1), 49–58.

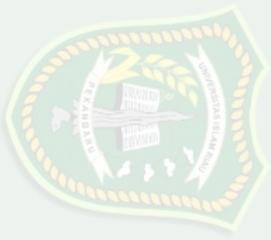
Purba, L. R., Dewanto, O., & Mulyatno, B. S. (2012). Estimasi Kandungan Serpih (Vsh), Porositas Efektif (ϕE) Dan Saturasi Air (Sw) Untuk Menghitung Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir Limestone Lapangan "Prb" Di Sumatera Selatan Menggunakan Data Log Dan Petrofisika. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(3), 313–324. <https://doi.org/10.23960/jge.v4i3.43>

Quartero, E. M., Bechtel, D., Leier, A. L., & Bentley, L. R. (2014). Gamma-ray normalization of shallow well-log data with applications to the Paleocene Paskapoo formation, Alberta. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 51(5), 452–465. <https://doi.org/10.1139/cjes-2013-0148>

Ramadhan, M. N. D., Syafri, I., Mohamad, F., & Alfadli, K. (2019). Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Talang Akar Lapangan "DR" Cekungan Sumatera Selatan Berdasarkan Data Batuan Inti dan Data Sumur. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 3(1), 78–85.

Rosyidan, C., Satiawati, L., & Satiyawira, B. (2015). Analisa Fisikaminyak (Petrophysics) Dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal)*, IV, 1–6.

Sephiana, S. E., Karyanto, & Sinambela, R. Z. (2023). Analisis Petrofisika Dalam



Mengidentifikasi Zona Potensi Hidrokarbon Pada Formasi Tualang Dan Lakat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 9(3), 165–183.

Sudarsono, E., Abdurrokhim, & Firmansyah, Y. (2021). Pengaruh Jenis Porositas Vugy Pada Reservoir Karbonat Formasi Kujung. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 5(6), 574–580.

Suwondo, S., Utomo, W., Zera, T., & Almuqtadir, M. T. (2022). The analysis of Reservoir Porosity Calculation based on Well Log in Bintuni Basin Area. *Journal of Natural Sciences and Mathematics Research*, 8(1), 28–36. <https://doi.org/10.21580/jnsmr.2022.8.1.11259>

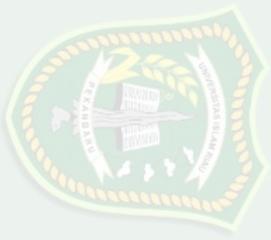
Tali, A. H., & Farman, G. M. (2021). Use conventional and statistical methods for porosity estimating in carbonate reservoir in southern iraq, case study. *Iraqi Geological Journal*, 54(2), 30–38. <https://doi.org/10.46717/igj.54.2D.3Ms-2021-10-22>

Ulinuh, N., & Veriani, R. (2020). Analisis Cluster dalam Pengelompokan Provinsi di Indonesia Berdasarkan Variabel Penyakit Menular Menggunakan Metode Complete Linkage, Average Linkage dan Ward. *InfoTekJar : Jurnal Nasional Informatika Dan Teknologi Jaringan*, 5(1), 40–43. <https://doi.org/10.30743/infotekjar.v5i1.2464%0Ahttps://doi.org/10.30743/infotekjar.v5i1.1997>

Ulum, Y. N., Hastuti, E. W. D., & Herlina, W. (2014). Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batu Pasir Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batu Pasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Form. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3).

Vu, D. H., & Nguyen, H. T. (2021). Estimation of shale volume from well logging data using Artificial Neural Network. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 62(3), 46–52. [https://doi.org/10.46326/jmes.2021.62\(3\).06](https://doi.org/10.46326/jmes.2021.62(3).06)

Widhiyatmoko, M., Isnania Putri, N., Heri Hermiyanto Zajuli, M., Iskandar, Y., Siallagan, R., Sukma Gumilar, I., & Indra Nurdiana, dan. (2022). Petrofisika dan Pemodelan untuk Evaluasi Potensi Hidrokarbon Serpih Formasi Kelesa,



Cekungan Sumatra Tengah Petrophysics and Modeling for Shale Hydrocarbon Potential Evaluation of Kelesa Formation, Central Sumatra Basin Geo-Resource. *Jurnal Geologi Dan Sumberdaya Mineral*, 21(4), 205–215.

Williams, H. H., & Eubank, R. T. (1995). Hydrocarbon habitat in the rift graben of the Central Sumatra Basin, Indonesia. *Geological Society Special Publication*, 80(80), 331–371. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1995.080.01.16>

Worthington, P. F. (1994). Effective Integration Of Core And Log Data. *Marine and Petroleum Geology*, 11(4), 457–466. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(94\)90079-5](https://doi.org/10.1016/0264-8172(94)90079-5)

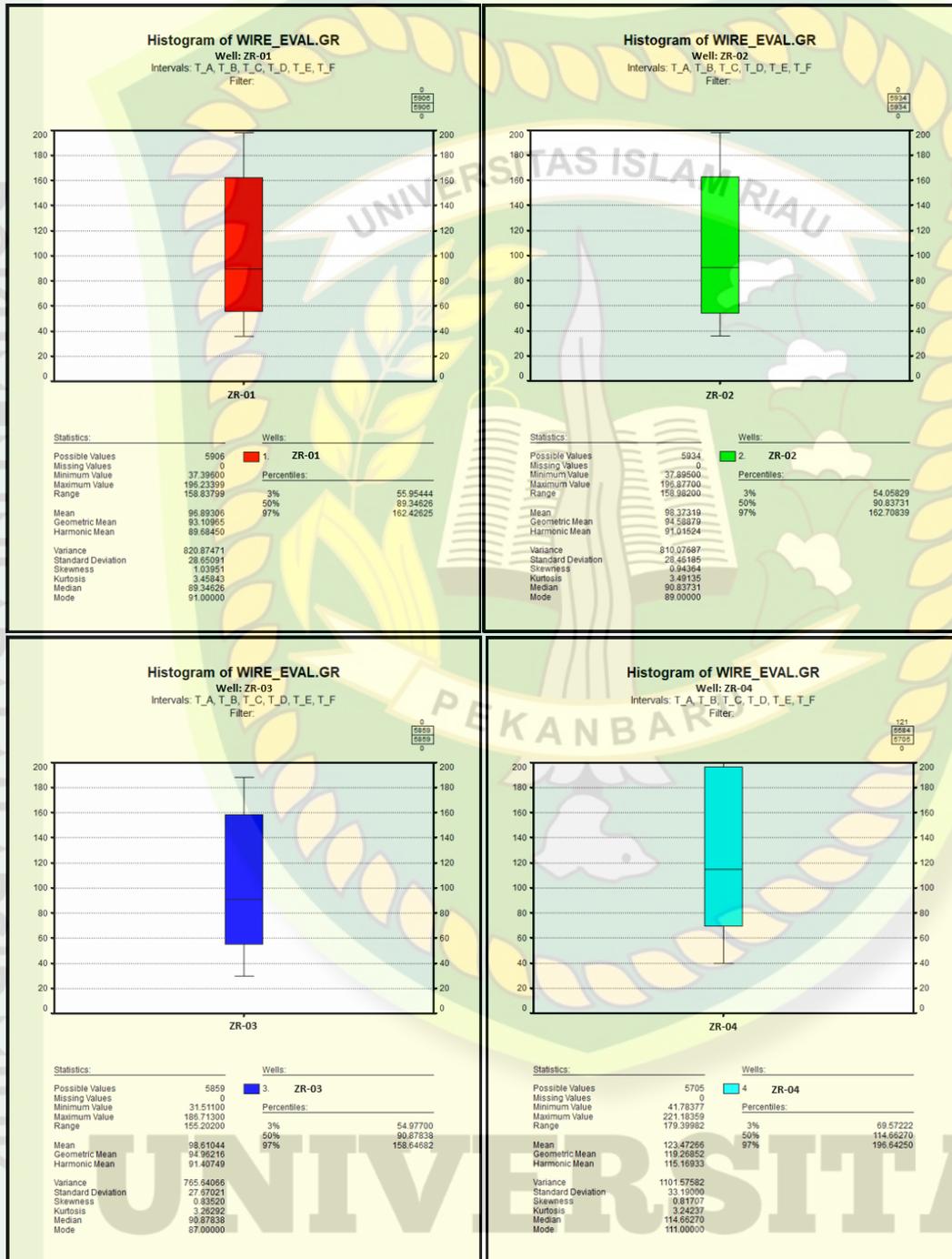
Yudhianto, M. O., Widada, S., & Pontjomojono. (2015). Lapisan Batupasir X Formasi Bekasap Lapangan Tmy Cekungan Sumatra Tengah. *Jurnal Ilmiah Geologi Pangea*, 2(2), 1–11.

Zangana, H. A., Sherwani, G. H., Tawfeeq, Y. J., & Al-Ansari, N. (2020). Reservoir Characterization of the Early Jurassic Butmah Formation Using Well Log Data in Selected Wells from Iraqi Kurdistan Region. *Open Journal of Geology*, 10(12), 1173–1188. <https://doi.org/10.4236/ojg.2020.1012057>

**UNIVERSITAS
ISLAM RIAU**

DAFTAR LAMPIRAN

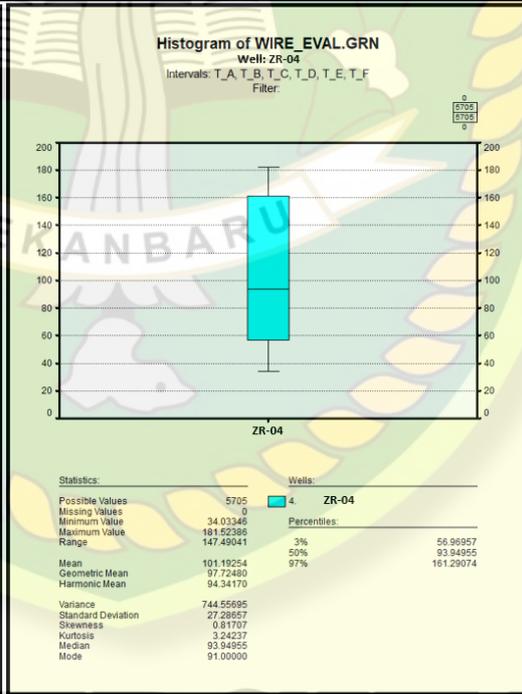
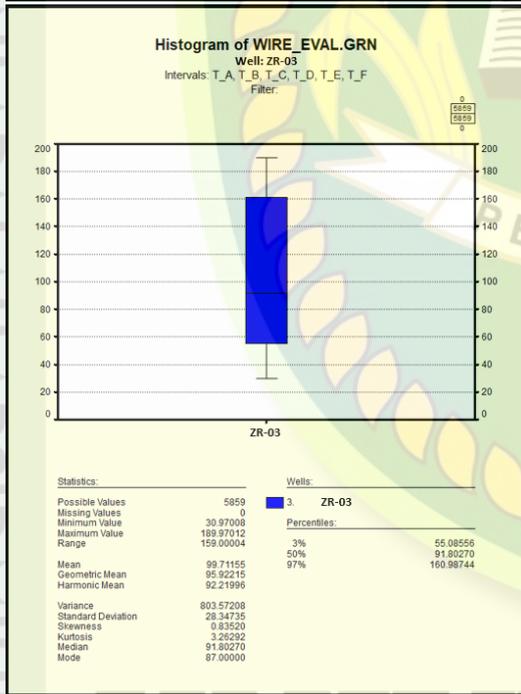
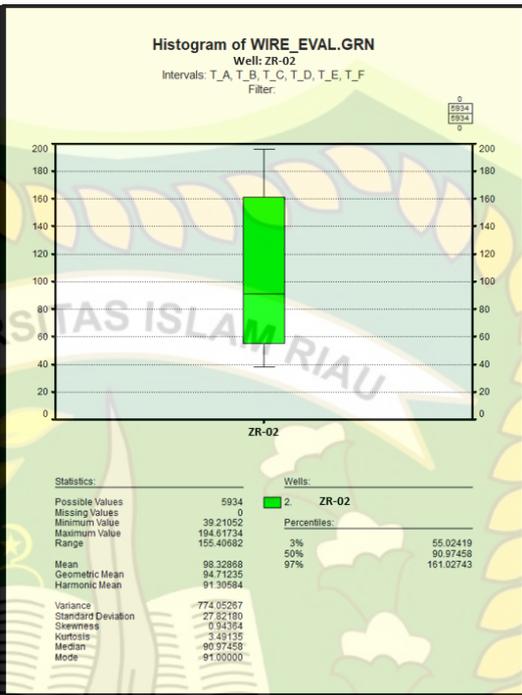
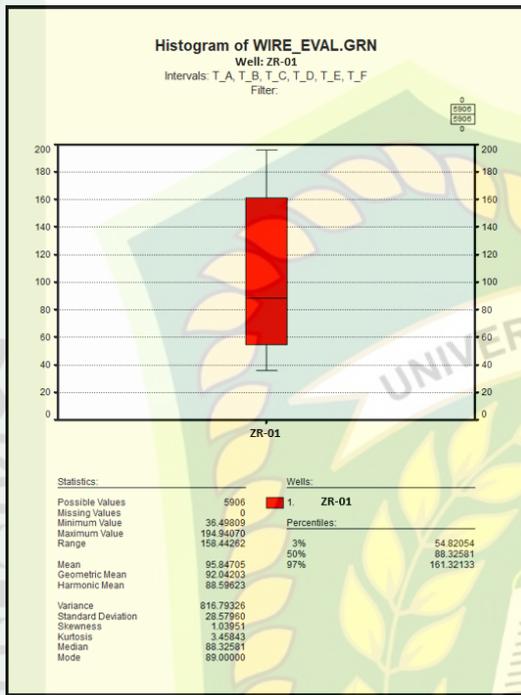
LAMPIRAN I Histogram GR Masing-Masing Sumur Pada Interval Referensi



ISLAM RIAU



LAMPIRAN II Histogram GRN Masing-Masing Sumur Pada Interval Referensi



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK:

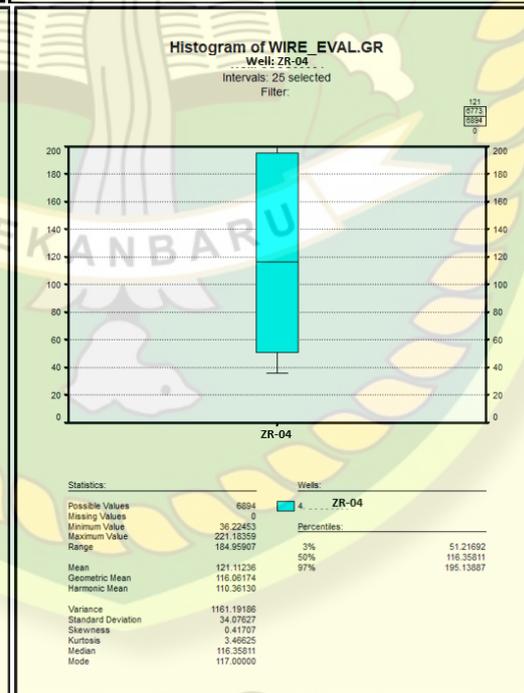
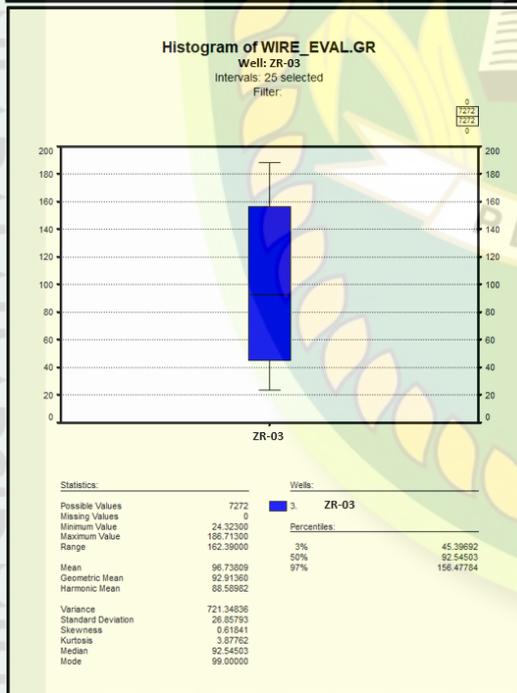
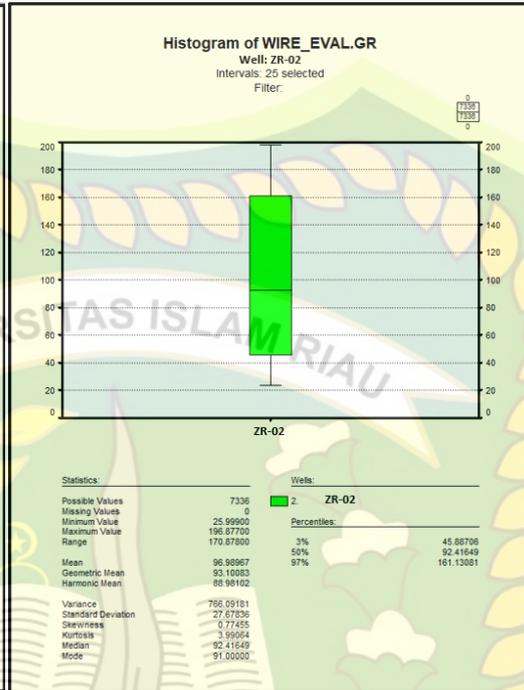
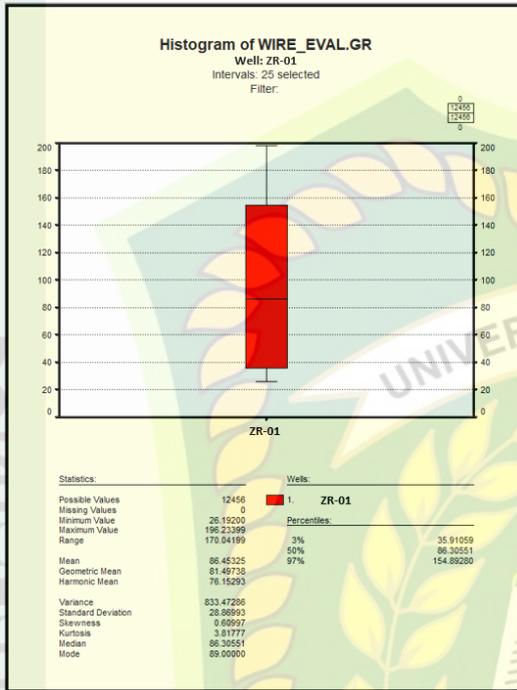
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin



LAMPIRAN III Histogram GR Masing-Masing Sumur Pada Seluruh Interval



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK:

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

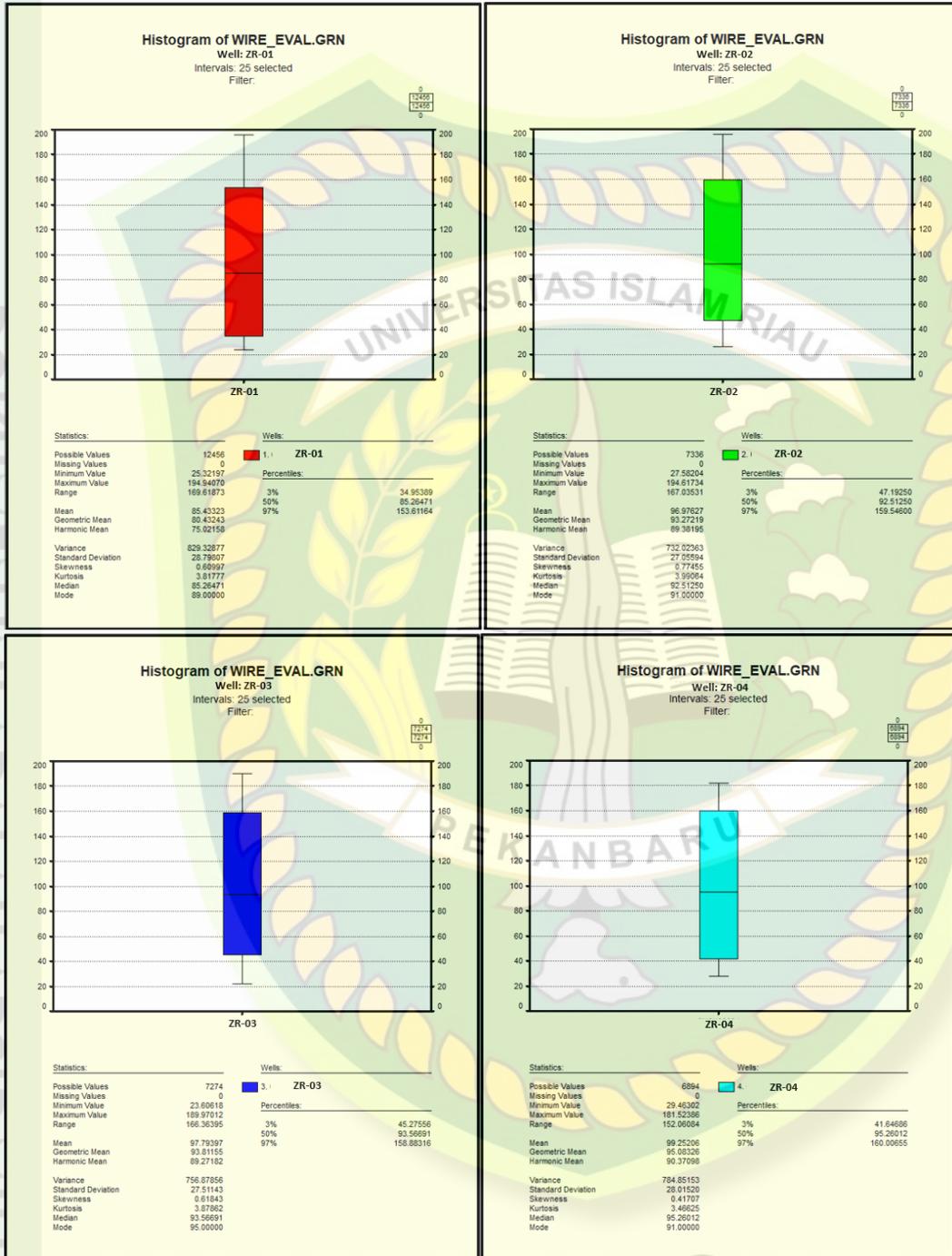
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin



LAMPIRAN IV Histogram GRN Masing-Masing Sumur Pada Seluruh Interval



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK:

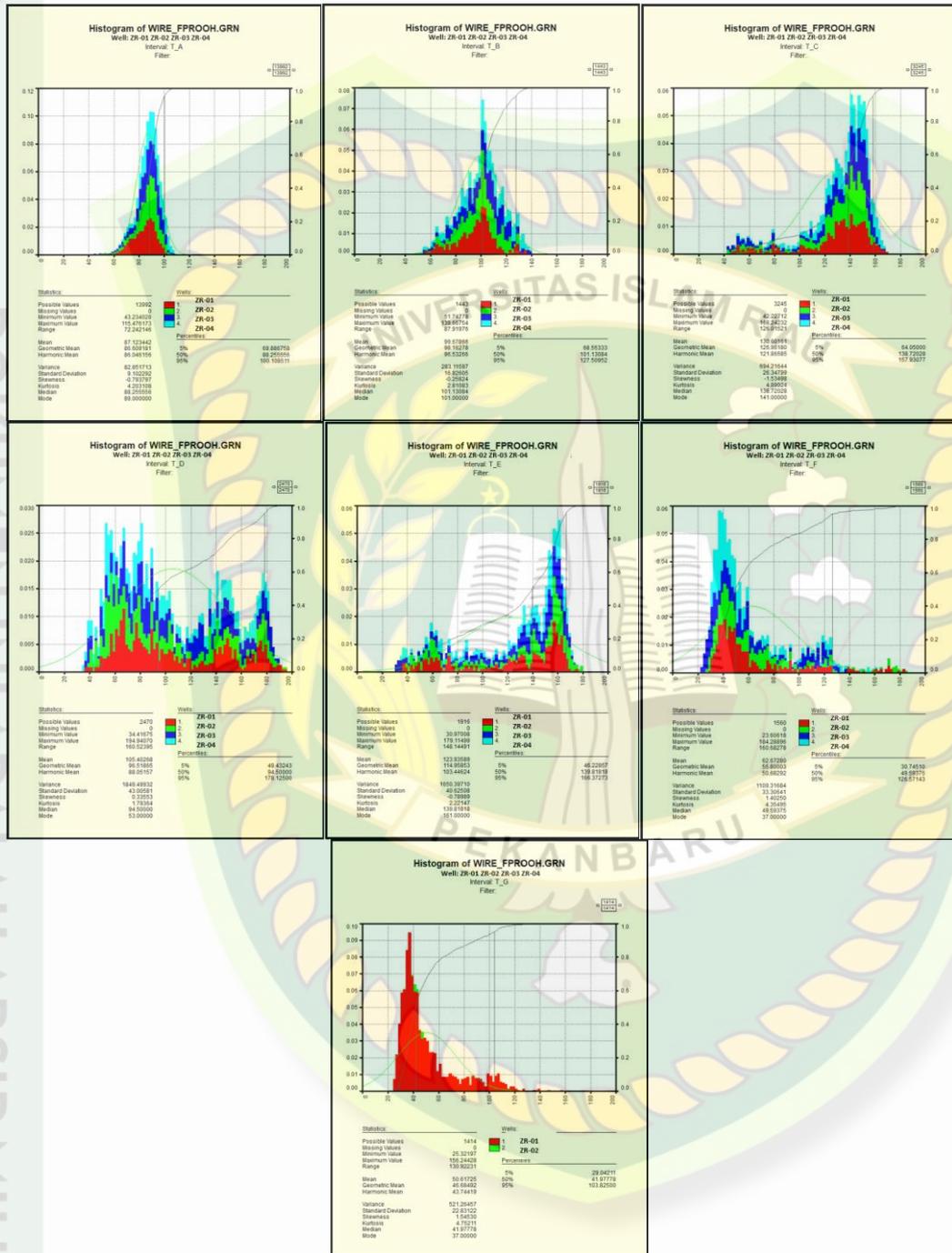
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin

UNIVERSITAS ISLAM RIAU



LAMPIRAN V Histogram GRN Masing-Masing Formasi Pada Seluruh Sumur



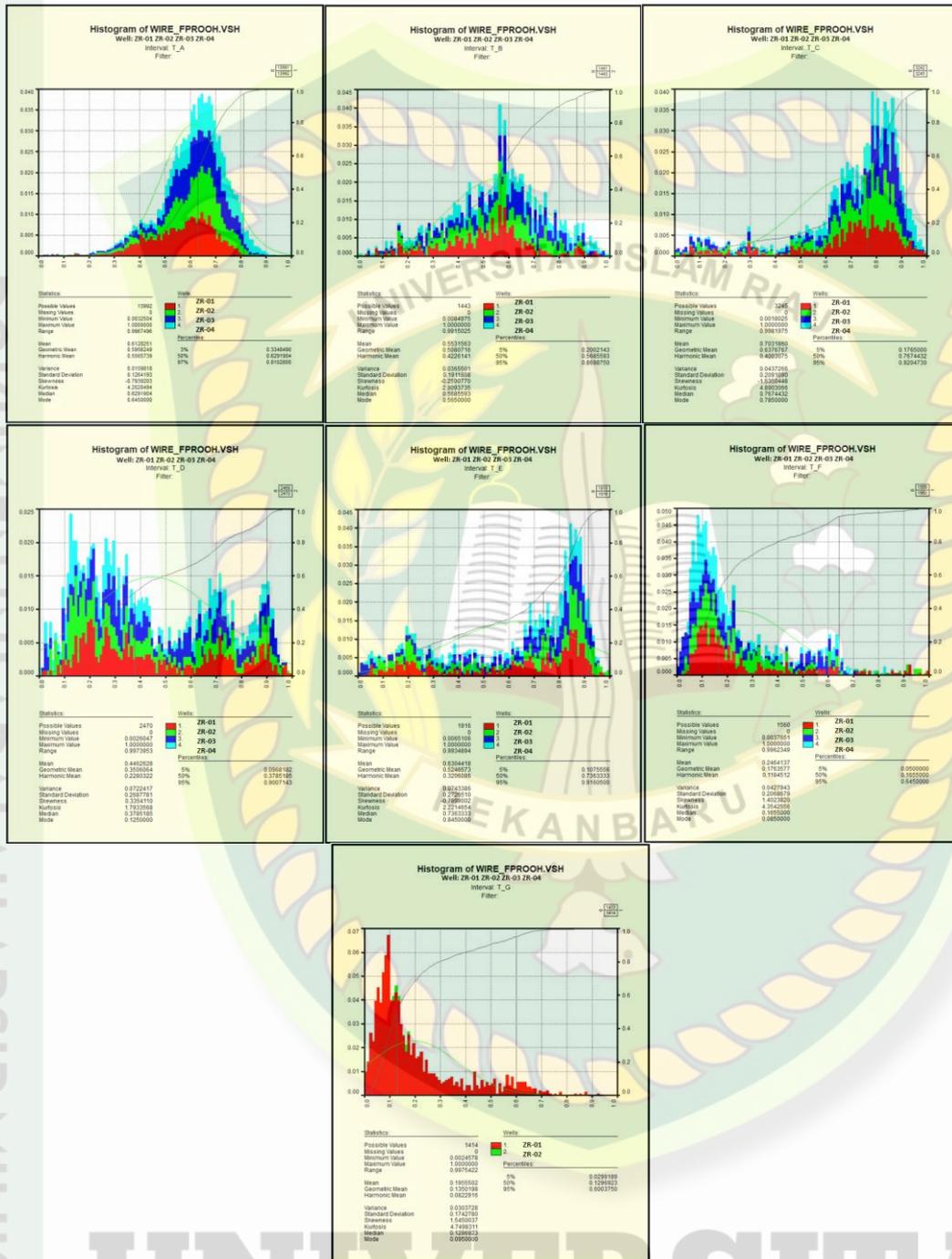
Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK: PERPUSTAKAAN SOEMAN HS UNIVERSITAS ISLAM RIAU

UNIVERSITAS ISLAM RIAU



LAMPIRAN VI Histogram Volume Shale Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

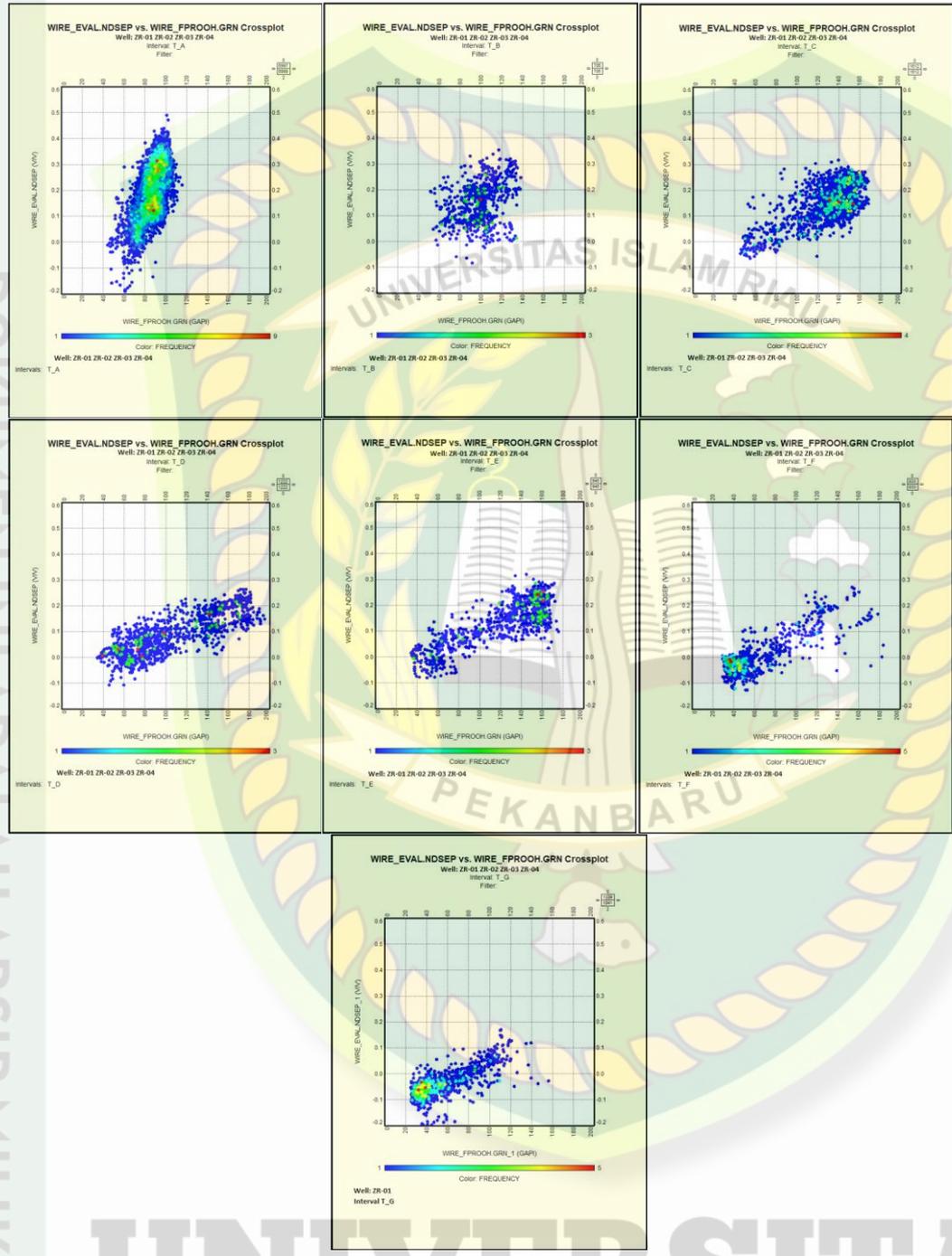
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

UNIVERSITAS ISLAM RIAU



LAMPIRAN VII Crossplot GRN vs NDSEP Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS

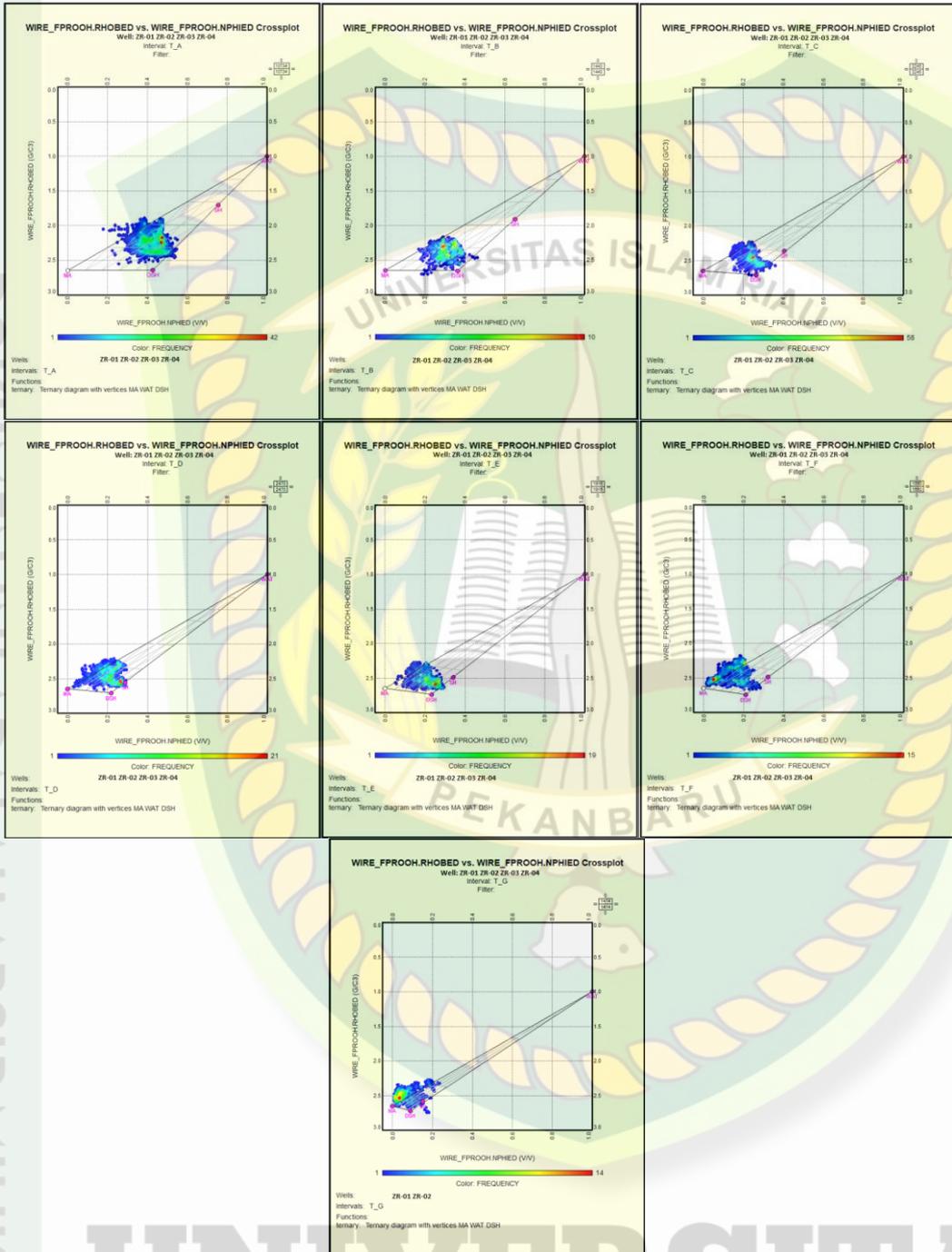
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin



LAMPIRAN VIII Crossplot Neutron-Density Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur



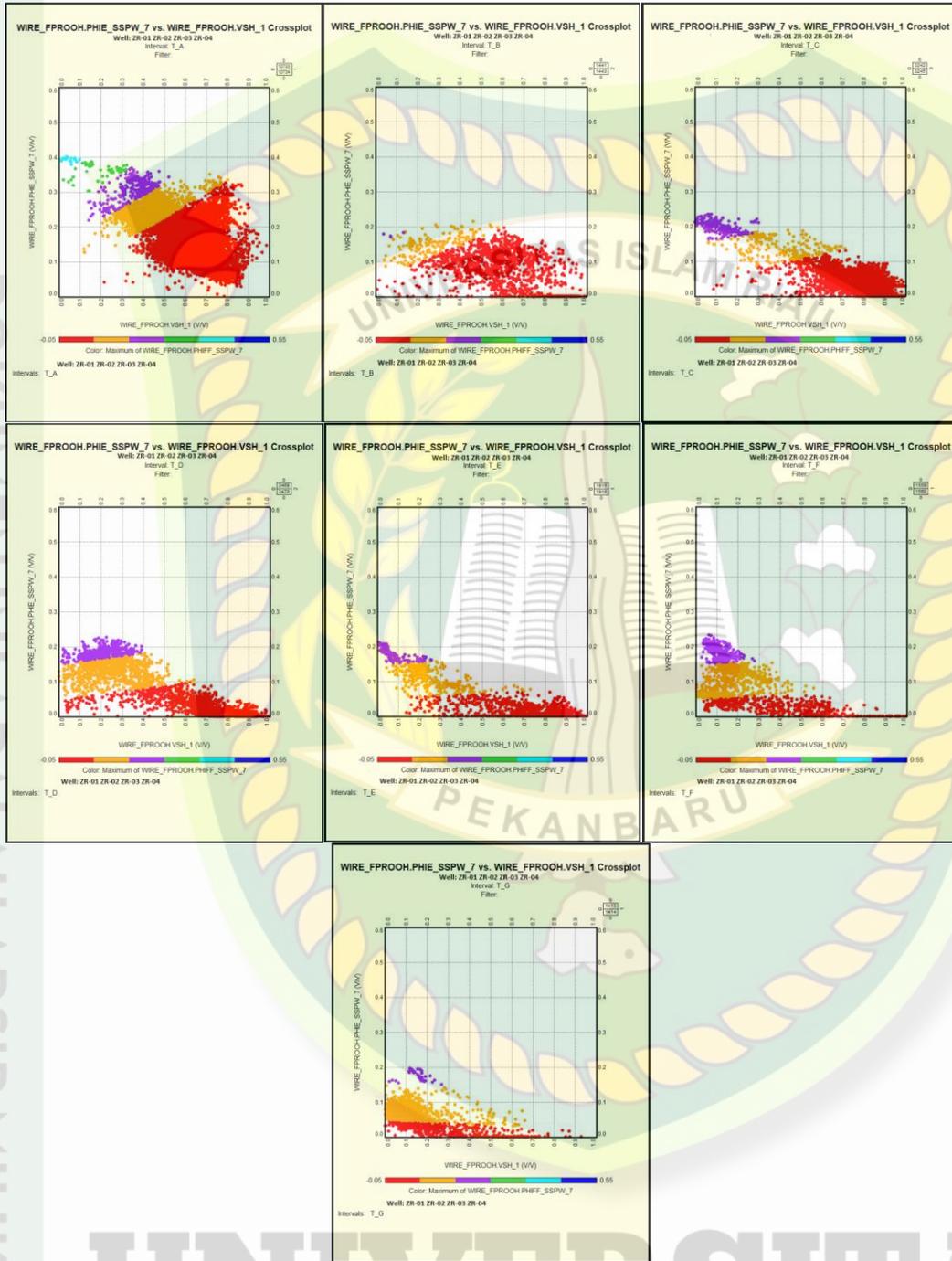
Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin

DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK:
PERPUSTAKAAN SOEMAN HS
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU



LAMPIRAN IX Crossplot VSH vs PHIE Masing-Masing Formasi Terhadap Seluruh Sumur



DOKUMEN INI ADALAH ARSIP MILIK :

PERPUSTAKAAN SOEMAN HS
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

UNIVERSITAS
ISLAM RIAU

Dilarang mengemukakan dan memperbanyak sebagian atau seluruh karya tulis ini dalam bentuk apapun tanpa izin



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284
Telp. +62 761 674674 Website: www.eng.uir.ac.id Email: fakultas_teknik@uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 25 September 2024, Nomor: 1471 /KPTS/FT-UIR/2024, maka pada hari Selasa, tanggal 01 Oktober 2024, telah dilaksanakan Ujian Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2023/2024 berikut ini.

1. Nama : Nazra Abdillah Mendoza
2. NPM : 203210646
3. Judul Skripsi : Perhitungan Volume Shale Dan Porositas Sebagai Parameter Analisis Petrofisika Dalam Studi Geologi Geofisika Dan Reservoir Pada lapangan X.
4. Waktu Ujian : 16.00 s.d. Selesai
5. Tempat Pelaksanaan Ujian : Ruang Sidang Prodi Teknik Perminyakan UIR

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:

Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*

**Coret yang tidak perlu.*

Nilai Ujian:

Nilai Ujian Angka = 80.96 Nilai Huruf = A

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Dr. Ir. Ira Herawati, S.T.,M.T	Ketua	1.
2	Dr. Mursyidah, M.Sc.	Anggota	2.
3	Fiki Hidayat, S.T., M.Eng.	Anggota	3.

Panitia Ujian
Ketua,

Dr. Ir. Ira Herawati, S.T.,M.T.
NIDN. 1012077902

Pekanbaru, 01 Oktober 2024
Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. Dedy Purnomo Retno, S.T., M.T.GP.A-UTAMA
NIDN. 1005057702

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.
2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan dengan Surat Keputusan Dekan.

Mengingat : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan : 1. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya dibawah ini :
Nama : Nazra Abdillah Mendoza
NPM : 203210646
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : Perhitungan Volume Shale Dan Porositas Sebagai Parameter Analisis Petrofisika Dalam Studi Geologi Geofisika Dan Reservoir Pada lapangan X.

2. Penguji Skripsi/Komprehensif mahasiswa tersebut terdiri dari :
1. Dr. Ir. Ira Herawati, S.T.,M.T Sebagai Ketua Merangkap Penguji
2. Dr. Mursyidah, M.Sc. Sebagai Anggota Merangkap Penguji
3. Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.

4. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada Tanggal : 21 Rabiul Awal 1446 H
25 September 2024 M

Dekan,



Dr. Deddy Purnomo Retno, S.T., M.T., GPA-Utama

NPK : 100502353

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yth. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
3. Yth. Pembimbing dan Penguji Skripsi
3. Mahasiswa yang bersangkutan
5. Arsip

**Surat ini ditandatangani secara elektronik*

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 0636/KPTS/FT-UIR/2024
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

- Membaca** : Surat Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Nomor : 063/TA-TP/FT/2024 tentang persetujuan dan usulan pengangkatan Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi.
- Menimbang** : 1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan.
- Mengingat** : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

- Menetapkan** : 1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian & penyusunan Skripsi Mahasiswa Fak. Teknik Program Studi Teknik Perminyakan.

No	Nama	Pangkat	Jabatan
1.	Dr. Ira Herawati, S.T., M.T.	Lektor	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : Nazra Abdillah Mendoza
NPM : 203210646
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : Perhitungan Volume Shale Dan Porosity Sebagai Parameter Analisis Petrofisika Dalam Studi Geologi Geofisika Dan Reservoir Pada Lapangan X

3. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru

Pada Tanggal : 14 Dzulkaidah 1445 H

22 Mei 2024 M

Dekan,



Dr. Deddy Purnomo Retno, S.T., M.T., GP.A-Utama

NPK : 100502353

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Bapak Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yth. Sdr. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
3. Arsip

**Surat ini ditandatangani secara elektronik*



LANGUAGE CENTRE ISLAMIC UNIVERSITY OF RIAU

TOEFL PREDICTION SCORE REPORT

No. 7215/PB/TOEFL-P/8/2024

Name : Nazra Abdillah Mendoza
Student Number : 203210646
Sex : M DOB : 12/20/2002
Times taken TOEFL Prediction : 3 Test Date : August 28, 2024

Scaled Score

Listening Comprehension	46
Structure and Written Expression	46
Reading Comprehension	43
Total Score	450



Shalawati, MA. TESOL.

Director

TOEFL is a registered trade mark of Educational Testing Service (ETS) New Jersey, USA. This program is not approved or endorsed by ETS. This score card is valid for 2 years.

Dilarang mengemukakan data



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

DIREKTORAT DAKWAH ISLAM KAMPUS

الجامعة الإسلامية الريوية

Dengan ini memberikan

SERTIFIKAT

NOMOR : 19322.EKIS/BBQ/DDIK-UIR/2022

Berdasarkan

Peraturan Rektor Universitas Islam Riau Nomor : 11 Tahun 2022

Pasal 2 tentang Kewajiban Bisa Membaca Al-Qur'an bagi Dosen, Tenaga Kependidikan dan Mahasiswa Universitas Islam Riau

Kepada :

NAZRA ABDILLAH MENDOZA

NPM. 203210646

Lahir di PEKANBARU, 20 Desember 2002

Pada Prodi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik

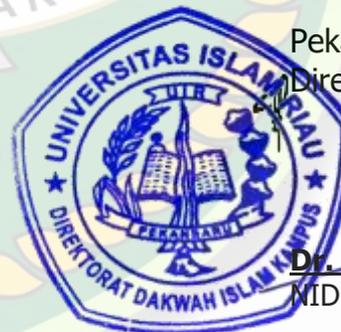
LULUS Tes Baca Al-Qur'an Dengan Predikat **Baik**

Pekanbaru, 10 Mei 2022

Direktur,



Diuji Pada: 09.09.21



Dr. Anton Afrizal Candra, S.Ag., M.Si

NIDN. 1013047704