

LAPORAN
PENELITIAN DOSEN PEMULA (PDP)

Properti Fisik Batuan Karbonat Miosen Cekungan Banggai Sulawesi Tengah

TIM PENELITIAN

Firman Herdiansyah, S.T., M.T.	(0310068805)	Ketua
Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc., IPU.	(0310106704)	Anggota
Surya Darma Hafiz, S.T., M.T.	(0316089201)	Anggota
Nabil Suharsana Pribadi	07200180040	Anggota



TEKNIK GEOLOGI
Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi
UNIVERSITAS TRISAKTI
2024/2025



UNIVERSITAS TRISAKTI

LEMBAGA PENELITIAN DAN PENGABDIAN KEPADA MASYARAKAT

Jl. Kyai Tapa No. 1 Grogol, Jakarta Barat 11440, Indonesia

Telp. 021-5663232 (hunting), ext. 8141, 8161, Fax. 021-5684021

<http://lppm.trisakti.ac.id/>

lppm@trisakti.ac.id

LEMBAR PENGESAHAN LAPORAN PENELITIAN TAHUN AKADEMIK 2024/2025 0756/PDP/FTKE/2024-2025

1. **Judul Penelitian** : Properti Fisik Batuan Karbonat Miosen Cekungan Banggai Sulawesi Tengah
2. **Skema Penelitian** : Penelitian Dosen Pemula (PDP)
3. **Ketua Tim Pengusul**
 - a. Nama : Firman Herdiansyah, S.T., M.T.
 - b. NIDN : 0310068805
 - c. Jabatan/Golongan : Asisten Ahli/III-B
 - d. Program Studi : TEKNIK GEOLOGI
 - e. Perguruan Tinggi : Universitas Trisakti
 - f. Bidang Keahlian : Sedimentologi & Stratigrafi, Geologi Migas
Jl. Dahlia IV no.04 RT 002/005 Beji Depok
 - g. Alamat Kantor/Telp/Fak/surel : firman.herdiansyah@trisakti.ac.id
4. **Anggota Tim Pengusul**
 - a. Jumlah anggota : Dosen 2 orang
 - b. Nama Anggota 1/bidang keahlian : Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc., IPU./Petroleum Geology
 - c. Nama Anggota 2/bidang keahlian : Surya Darma Hafiz, S.T., M.T./Geologi
 - d. Jumlah mahasiswa yang terlibat : 1 orang
 - e. Jumlah alumni yang terlibat : 0 orang
 - f. Jumlah laboran/admin : 0 orang
5. **Waktu Penelitian**
 - Bulan/Tahun Mulai : Oktober 2023
 - Bulan/Tahun Selesai : Juni 2024
 - Hak Kekayaan Intelektual
 - Publikasi di Conference Series Bereputasi
 - Artikel Ilmiah
 - Hak Kekayaan Intelektual
6. **Luaran yang dihasilkan** :
7. **Biaya Total** : Rp15.000.000,-
(Lima Belas Juta)

Dekan



Dr. Suryo Prakoso, S.T., M.T.
NIDN: 0324017002

Jakarta, 30 September 2024

Ketua Tim Pengusul



Firman Herdiansyah, S.T., M.T.
NIDN: 0310068805

Direktur



Prof. Dr. Ir. Astri Rinanti, M.T., IPM., ASEAN Eng.
NIDN: 0308097001

IDENTITAS PENELITIAN

Skema Penelitian	: Penelitian Dosen Pemula (PDP)
Judul Penelitian	: Properti Fisik Batuan Karbonat Miosen Cekungan Banggai Sulawesi Tengah
Fokus Penelitian	: Green Energy
Rumpun Penelitian	: Green Engineering/ Technology
Mata Kuliah yang terkait	: Sedimentologi & Stratigrafi
Topik Pengabdian kepada Masyarakat yang terkait	: Batuan Karbonat

Tim Peneliti

Peneliti	NIK/ NIM	Posisi	Status	Program Studi	Fakultas
Firman Herdiansyah, S.T., M.T.	3202	Ketua	Dosen Universitas Trisakti	TEKNIK GEOLOGI	FTKE
Dr. Ir. Muhammad Burhannudinnur, M.Sc., IPU.	1978	Anggota	Dosen Universitas Trisakti	TEKNIK GEOLOGI	FTKE
Surya Darma Hafiz, S.T., M.T.	3554	Anggota	Dosen Universitas Trisakti	TEKNIK GEOLOGI	FTKE
Nabil Suharsana Pribadi	07200180 040	Anggota	Mahasiswa Universitas Trisakti	TEKNIK GEOLOGI	FTKE

Lokasi dan atau Tempat Penelitian	: Palu, Luwuk, Luwuk, Banggai, Sulawesi Tengah
Masa Penelitian	
Mulai	: Oktober 2023
Berakhir	: Juni 2024
Dana diusulkan	: Rp15.000.000,-
Sumber Pendanaan	: 5.2.03.08.01
Target Kesiapterapan Teknologi	: TKT 1
Produk Inovasi	:
Luaran	: Hak Kekayaan Intelektual Publikasi di Conference Series Bereputasi Artikel Ilmiah Hak Kekayaan Intelektual

DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Lembar Pengesahan	ii
Identitas Penelitian	iii
DAFTAR ISI	1
DAFTAR TABEL	2
DAFTAR GAMBAR.....	3
RINGKASAN PENELITIAN	4
BAB 1. PENDAHULUAN.....	5
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA.....	6
BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN	12
BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	13
BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN	26
DAFTAR PUSTAKA.....	27
LAMPIRAN 1. ROAD MAP PENELITIAN*#Lampiran_1#*	29
LAMPIRAN 2. LUARAN PENELITIAN	31

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Tata waktu penelitian.....	12
Tabel 4.1 Rekapitulasi ketersediaan data log sumur lapangan TK	16
Tabel 4.1 Koefisien regresi dari log independent untuk perm MLR	24

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Lokasi Cekungan dan Model rekonstruksi tektonik Cekungan Tomori dulunya dengan Kepala Burung Papua (Charlton, 1996)	6
Gambar 2.2 Stratigrafi Cekungan Banggai-Sula Microcontinent (Rusmana dkk, 1993; Burhannudinnur dkk, 2021; Herdiansyah dkk, 2022).....	8
Gambar 2.3 Petroleum System Area Senoro-Toili (Satyana, 2006)	9
Gambar 2.4 Diagram alir prediksi permeabilitas HFU (Amaefule dkk., 1993).....	10
No table of figures entries found.	
Gambar 4.1 Litofasies pada sumur TK-1 litofasies packestone/grainstone	14
Gambar 4.2 Litofasies pada sumur TK-1 litofasies <i>wackestone/mudstone</i>	15
Gambar 4.3 Litofasies pada sumur TK-2	15
Gambar 4.4 Data Formation Faktor hasil analisa SCAL Sumur TK-4.....	16
Gambar 4.5 Data Formation Faktor hasil analisa SCAL Sumur TK-4.....	17
Gambar 4.6 Resistivitas air formasi dengan metode picket plot.....	17
Gambar 4.7 GR clean dan GRr shale untuk (A) Minahaki, (B) Matindok dan (C) Tomori	18
Gambar 4.8 Neutron wet clay, Rhob wet clay dan Rhob dry clay berdasarkan crossplot RHOB dan NPHI ...	19
Gambar 4.9 Perhitungan porositas total, efektif dan skunder serta validasi dengan data porositas core.....	19
Gambar 4.10 <i>Hydraulic flow unit</i> lapangan TK.....	21
Gambar 4.11 Transform porositas-Permeabilitas	21
Gambar 4.12 Hydraulic Unit distribution in TK-1 and TK-4	22
Gambar 4.13 FZI estimation dan validation based on core data Tiaka-1	22
Gambar 4.14 Permeability Estimation and validation of Tomori Fm Tiaka-4	23
Gambar 4.15 Permeability Estimation and validation of Tomori Fm Tiaka-4	23
Gambar 4.16 Multilinear permeability prediction and core-log validation of Minahaki Formation in TK-1...24	24
Gambar 4.17 Multilinear permeability prediction and core-log validation of Tomori Formation in TK-4.....	25

RINGKASAN PENELITIAN

Properti batuan sangat penting dalam kegiatan eksplorasi dan pengembangan lapangan. Batuan karbonat dikenal batuan dengan properti yang sangat kompleks. Dengan kompleksitas tersebut batuan ini menjadi diskusi yang berkepanjangan dari tahun ke tahun. Porositas dan permeabilitas menjadi subjek yang paling kompleks pada batuan karbonat. Kompleksitas disebabkan oleh faktor primer maupun sekunder dari proses sedimentasi dan paska sedimentasi. Dalam perhitungan porositas dan permeabilitas pada batuan karbonat berbeda dengan menghitung pada batuan silisiklastik. Maka dengan penelitian ini peneliti akan membandingkan metode perhitungan properti batuan khususnya adalah perhitungan permeabilitas. Dengan membandingkan metode perhitungan permeabilitas antara metode regresi individu (*single regression*), regresi multi linear (*multi linear regression*), dan *rock typing* diharapkan dapat memberikan acuan dalam mencari metode yang paling tepat untuk dibandingkan dengan hasil perhitungan data permeabilitas dari batuan inti. Peta jalan (*road map*) peneliti menitik beratkan pada batuan sedimen dan stratigrafi, maka dari hasil penelitian diharapkan dapat menjawab hubungan antara proses sedimentasi batuan karbonat dengan properti fisika batuan. Penelitian ini juga dapat memberikan ketahanan energi berkaitan dengan pemanfaatan sumber day amigas di Indonesia. Hasil penelitian ini akan di submit kedalam jurnal internasional yaitu “International Journal of Multidisciplinary Research and Growth Evaluation”.

Kata Kunci :

Properti fisik, batuan sedimen karbonat, permeabilitas, *rocktype*

BAB 1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Batuan karbonat dikenal memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi karena proses syn-depositional dan post-depositional. Pengembangan skema jenis batuan untuk batuan reservoir melibatkan pertimbangan berbagai faktor, termasuk struktur batuan, jenis pori, dan distribusi ukuran tenggorokan pori, dan memerlukan integrasi data multi-skala untuk memastikan keandalan dan prediktabilitasnya dalam menilai sifat dan kinerja reservoir. Pemahaman yang komprehensif mengenai variasi kompleks dalam geometri pori, yang dipengaruhi oleh litofasies, pengendapan, dan kontrol diagenetik, sangat penting untuk mengelola dan mengeksplorasi reservoir hidrokarbon secara efektif. Prediksi permeabilitas memang merupakan komponen kunci dari karakterisasi dan evaluasi reservoir. Penelitian ini diharapkan dapat membandingkan dan mendefinisikan lebih detail antara dua metode prediksi permeabilitas yaitu *multilinear regression* (MLR) dan *hydraulic flow unit* pada reservoir karbonat bioklastik. Tingkat kompleksitas batuan akan berpengaruh pada properti dari batuan karbonat dan silisiklastik. Maka dilakukan penelitian ini sebagai skema pembandingan dalam mencari nilai permeabilitas yang paling sesuai dengan hasil pengukuran permeabilitas data batuan inti.

1.2. Perumusan Masalah

Perhitungan porositas dan prediksi permeabilitas yang tepat akan memberikan efek positif dalam pengembangan lapangan migas. Secara konsep batuan karbonat memiliki properti fisik yang disebabkan bukan hanya karena proses syn-sedimentasi tetapi juga karena proses paska sedimentasi.

1.3. Tujuan Penelitian

Penelitian ini akan menjawab metode permeabilitas yang paling sesuai dengan data batuan inti. Antara metode multilinear regression (MLR) dan hydraulic flow unit pada reservoir karbonat bioklastik.

1.4. Batasan Penelitian

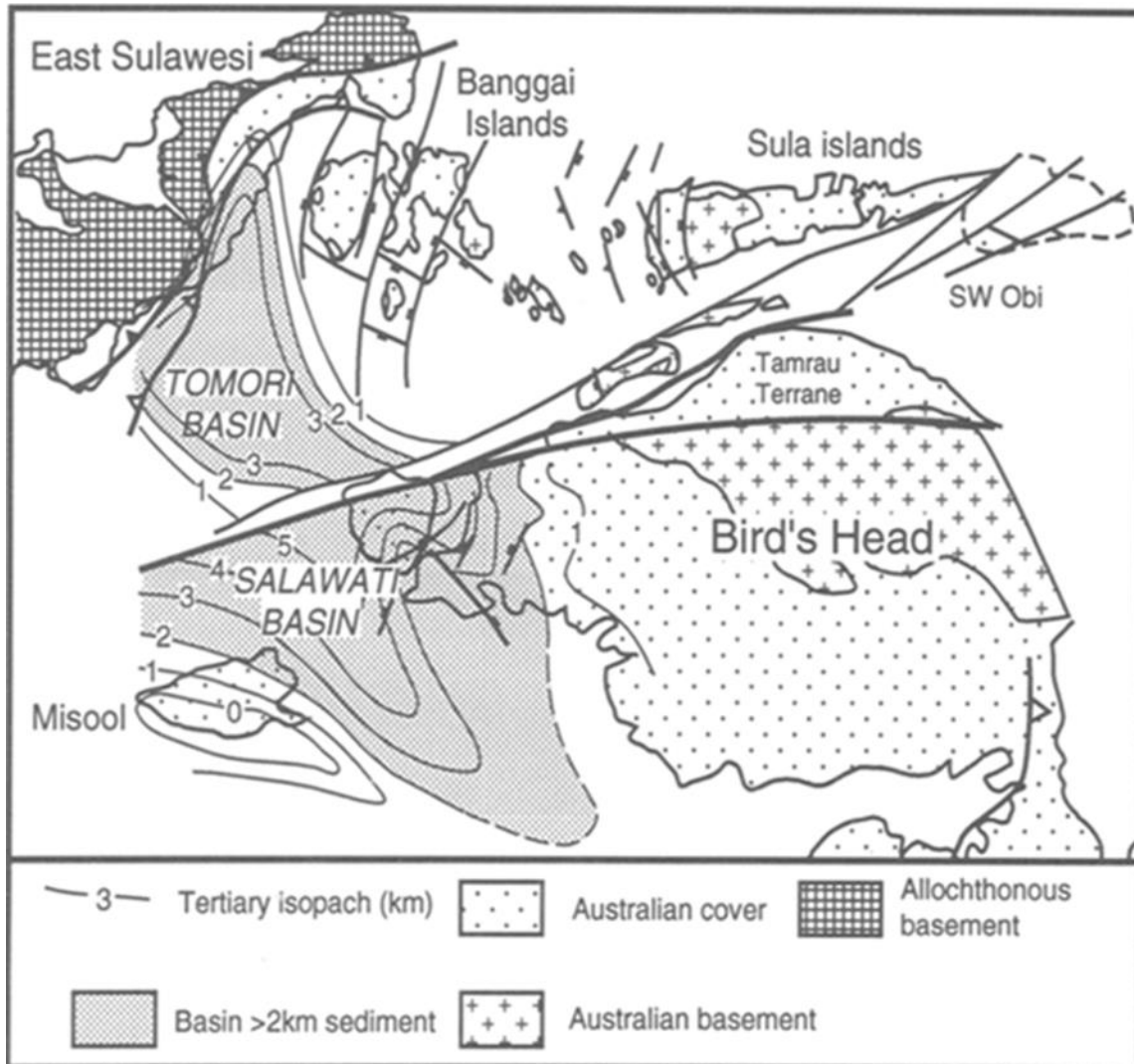
Penelitian menggunakan data log dari 5 sumur dan spesifik membahas dari aspek petrofisika dan sedimentologi.

1.5. Kaitan Penelitian dengan Road Map Penelitian Pribadi dan Road Map Penelitian Fakultas

Peta jalan (*road map*) peneliti menitik beratkan pada batuan sedimen dan stratigrafi, maka dari hasil penelitian diharapkan dapat menjawab hubungan antara proses sedimentasi batuan karbonat dengan properti fisika batumannya. Penelitian ini juga dapat memberikan ketahanan energi berkaitan dengan pemanfaatan sumber daya migas di Indonesia.

BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA

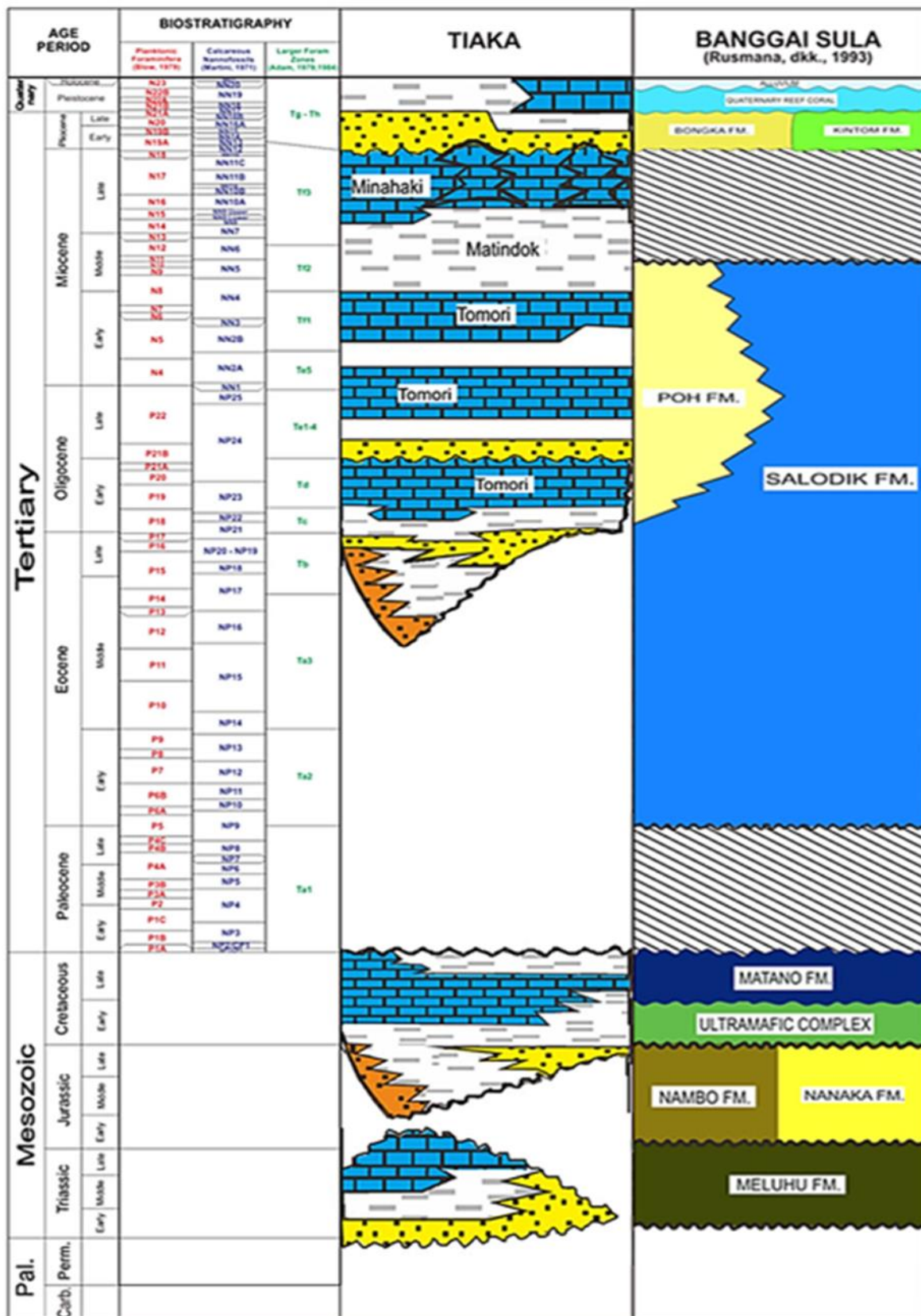
Cekungan Tomori-Banggai merupakan cekungan sedimen yang berada di selatan Lengan Timur Pulau Sulawesi. Cekungan ini dikenal dengan tatanan tektonik yang kompleks, dikarenakan interaksi tiga lempeng tektonik: Filipina, Indo-Australia dan Eurasia (**Gambar 2.1**). Merupakan bagian dari mikro kontinen Banggai-Sula, untuk menjelaskan proses tektonik di Banggai terdapat beberapa model dalam menjelaskan sejarah tektoniknya. Audrey-Charles dkk. (1972) menghubungkan Blok Banggai-Sula dengan Pulau Misool. Dimana, Hamilton (1979) dan Norvick (1979) dan Charlton (1996).



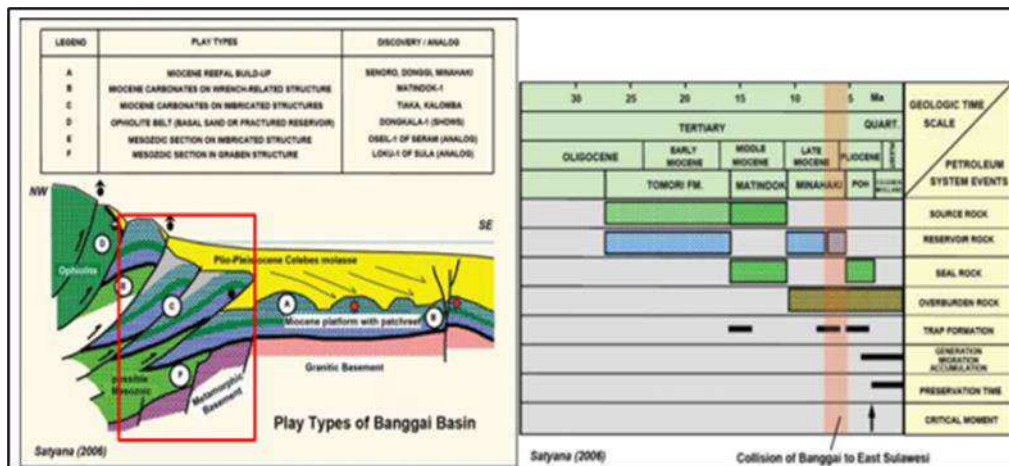
Gambar 2.1 Lokasi Cekungan dan Model rekonstruksi tektonik Cekungan Tomori dulunya menempel dengan Kepala Burung Papua (Charlton, 1996)

Blok Banggai-Sula merupakan potongan bagian Kepala Burung Papua yang mengalami pemisahan oleh akomodasi Sesar Sorong. Sedangkan, Pigram dkk. (1985) dan Gerrard dkk. (1988) berpendapat bahwa blok tersebut telah mengalami translasi sejauh 2500 km dari bagian tengah Papua New Guinea. Sejumlah interpretasi ini merupakan hasil dari pengamatan dalam kesamaan stratigrafi (Rudyawan dan Hall, 2012). Mikro-benua Banggai-Sula berisi urutan stratigrafi yang menarik mulai dari usia Palaeozoik hingga Kuartar (**Gambar 2.2**). Formasi tertua termasuk metamorf yang diganggu oleh

granit Permo-Triassic dan ditindih oleh gunung berapi asam kontemporer. Kompleks basement pada cekungan ini adalah ketidakselarasan yang ditutupi oleh batuan klastik berbutir kasar lingkungan darat sampai laut dangkal dari awal Yura Formasi Kabauw dan Formasi Bobong. Serpih hitam laut dan batulempung dari Jurassic akhir hingga Formasi Buya berumur kapur awal mengikuti secara selaras. Di Kepulauan Taliabu dan Mangole, Formasi Buya ditindih oleh karbonat laut dalam berumur Kapur dari Formasi Tanamu. Di tempat lain, batugamping platform Eosen dan Miosen dari Formasi Salodik dan Pancoran bersandar pada formasi yang lebih tua. Konglomerat karang berumur Kuartar tersebar di seluruh area. Memahami bagaimana berbagai faktor, termasuk litofasies, proses pengendapan, dan diagenesis, mempengaruhi geometri pori sangat penting untuk meningkatkan deskripsi dan eksploitasi reservoir. Data inti memainkan peran kunci dalam mengumpulkan informasi tentang kontrol-kontrol ini, yang pada gilirannya membantu dalam membuat keputusan yang tepat tentang ekstraksi dan pengelolaan sumber daya. Distribusi sedimen Mesozoikum terbatas pada area di timur dari garis yang membentang dari barat laut ke tenggara melalui Peleng Timur dan Banggai tengah di sebelah timur Selue Besar. Di sebelah barat garis ini, sedimen Tersier dan Kuartar terletak langsung di atas batuan dasar Paleozoik. Di timur jauh, klastik kasar berumur Jura awal kurang berkembang dengan baik meskipun sekuen yang lebih tebal memang terjadi lagi di Sulabesi. Batuan dasar ditindih secara local oleh klastik dan karbonat basal berumur Eosen-Oligosen Awal yang tipis, dan secara regional oleh bagian tebal karbonat dan klastik Miosen. Formasi Tomori, yang pada dasarnya berumur Miosen Bawah, sebagian besar terdiri dari batugamping bioklastik laut dangkal, disebagian tempat dolomit, dengan batulempung dan batubara. Model-model stratigrafi ini didokumentasikan dengan relatif baik pada sistem karbonat berskala besar yang berinteraksi dengan sumber-sumber utama masukan silikat. Data geokimia terdahulu dan baru (biomarker, isotop) pada lapangan minyak dan gas, sumur penemuan, dan rembesan minyak-gas di mikro-benua Banggai-Sula, Sulawesi Timur hingga Maluku Utara menunjukkan bahwa di Cekungan Banggai semua minyak dan gas adalah bersumber dari batuan sumber Miosen. Tidak ada bukti untuk kontribusi batuan sumber Pra-Kenozoikum. Asal usul gas yang ditemukan di Cekungan Banggai tampaknya kompleks dengan komponen yang berasal dari asal biogenik (Dongkala, Gas Mantawa dan Minahaki dan asal termogenik (Sukamaju, Kampung Bali, Maleo Raja, Senoro, gas Matindok). Klasifikasi lebih lanjut dari gas termogenik menunjukkan jenis gas genetik terkait dengan gas dari bahan organik humat (Matindok). Berdasarkan geokimia isotop, geologi lapangan, penampang seismik, rembesan gas di Cekungan Sula (platform Taliabu-Mangole dan sumur eksplorasi Loku-1 dianggap berasal dari serpih laut berumur Yura yang diendapkan sebagai bagian syn-rift akhir di grabens dari mikro-kontinen (Satyana dkk., 2016). serpih laut bathyal dari Formasi Kintom Pliosen di dasar sedimen post-tektunik Grup Sulawesi memberikan batuan tudung regional yang efektif untuk reservoir karbonat Miosen yang mendasari. Selain itu, batuan tudung intra-formasi juga terjadi di dalam bagian Miosen karbonat di lengan timur Sulawesi, diwakili oleh serpihan Miosen Tengah dari Formasi Matindok, yang membentuk batuan tudung di Lapangan Tiaka. Batuan reservoir utama adalah fasies karbonat bioklastik Miosen dan karbonat terumbu (**Gambar 2.3**).



Gambar 2.2 Stratigrafi Cekungan Banggai-Sula Microcontinent (Rusmana dkk, 1993; Burhannudinnur dkk, 2021; Herdiansyah dkk, 2022)

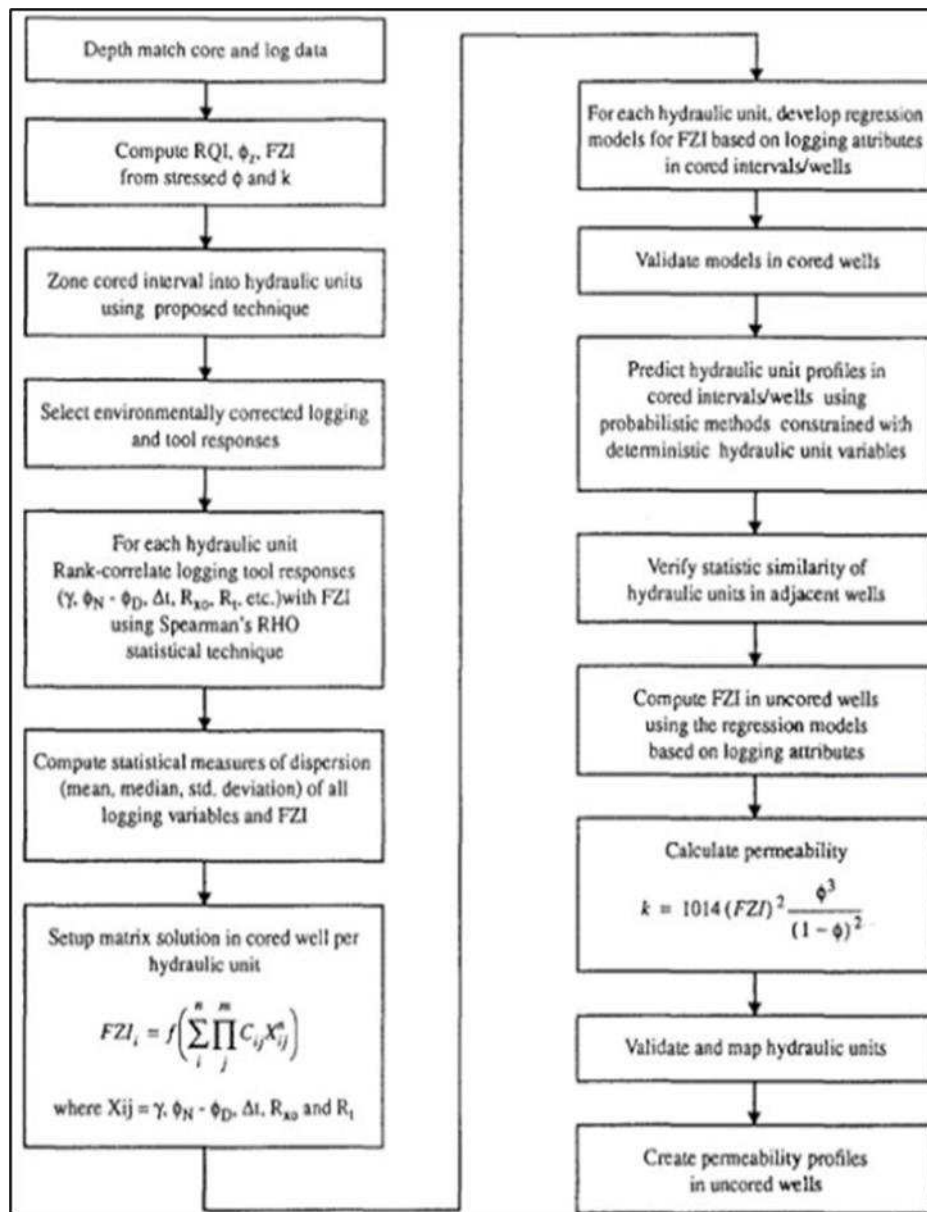


Gambar 2.3 Petroleum System Area Senoro-Toili (Satyana, 2006)

Klasifikasi batuan reservoir yang komprehensif dan sistematis berdasarkan susunan batuan, jenis pori, distribusi ukuran pori, dan sifat-sifat lain yang relevan. Klasifikasi ini dapat sangat berharga untuk memprediksi bagaimana batuan ini akan berfungsi sebagai reservoir dan untuk membuat Keputusan yang tepat di bidang eksplorasi dan produksi minyak bumi (Amaefule dkk., 1993). Batuan karbonat dikenal memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi karena proses syn-depositional dan post-depositional. Karena proses syn-depositional dan post-depositional ini, batuan karbonat dapat menunjukkan berbagai karakteristik, termasuk variasi litologi, porositas, permeabilitas, dan kualitas reservoir. Heterogenitas ini sangat penting dalam geologi, eksplorasi minyak bumi, dan studi lingkungan, karena dapat memengaruhi perilaku cairan di dalam batuan ini dan berdampak pada kesesuaiannya untuk berbagai tujuan. Untuk memprediksi permeabilitas secara akurat, berbagai metode dan teknologi digunakan, termasuk analisis inti, log sumur, data seismik, dan pemodelan geologi. Kualitas hidrolik suatu batuan merupakan interaksi yang kompleks antara geometri pori, mineralogi, dan tekstur. Ahli geologi dan hidrogeologi sering mempelajari faktor-faktor ini untuk memahami bagaimana batuan berperilaku sebagai akuifer atau reservoir untuk cairan seperti air, minyak, atau gas. Diagram alir prediksi permeabilitas HFU ditunjukkan pada **Gambar 2.4**. Metode Reservoir Quality Indicator (RQI) adalah teknik yang digunakan dalam bidang karakterisasi reservoir minyak bumi untuk mengklasifikasikan data reservoir ke dalam Hydraulic Flow Unit (HFU) yang berbeda berdasarkan Fluid Flow Zone Index (Onuh dkk., 2017). Metode ini membantu dalam memahami dan mengkarakterisasi heterogenitas suatu reservoir Analisis Regresi Berganda adalah teknik statistik yang berharga untuk memprediksi permeabilitas dan variabel dependen lainnya berdasarkan seperangkat variabel independen atau prediktor, seperti data inti dan log sumur (Turkey dkk., 2018). Teknik ini membantu membangun hubungan antara variabel dan dapat memberikan wawasan yang berharga tentang faktor-faktor yang mempengaruhi permeabilitas dalam formasi geologi (Luiza & Pereira, 2004). Tiga jenis petroleum play utama hadir dalam Senoro-Toili JOB-PSC: Miosen carbonate build-up, antiklin sesar geser (wrench fault anticline) dan antiklin patahan naik. Pada Lapangan Senoro, jenis play utamanya adalah karbonat terumbu dan antiklin sesar geser, sementara tipe antiklin patahan naik (*thrust fault anticline*) ada di area Toili lepas pantai kompleksitas struktur yang rumit. Jenis play karbonat terumbu adalah play stratigrafi terbesar yang terdapat pada Lapangan Senoro, yang melibatkan Anggota Mentawa berumur Miosen Atas dari Formasi Minahaki. Di Lapangan Senoro, play tersebut telah diuji oleh sumur Senoro-1 dan 2 / 2ST, dan diwakili oleh batugamping terumbu di atas platform karbonat Miosen. Karbonat terumbu lainnya terdapat di daerah tetangga dari lapangan Senoro, dan telah diuji pada sumur Mantawa-1, Minahaki-1, Donggi-1 dan sumur eksplorasi Sukamaju-1. Dalam semua kasus, kualitas reservoir baik hingga sangat baik, dan sebagian besar mengandung gas (Hasanusi dkk., 2004).

Jenis *play* antiklin sesar naik yang hadir di daerah Toili lepas pantai ke selatan dan menyebabkan penutupan struktural di tepi terdepan dari serangkaian imbrikasi patahan naik pada karbonat Miosen. Sumur eksplorasi Tiaka-1 dan Kalomba-1 menguji konsep itu. Minyak diperoleh dari reservoir kualitas buruk dari formasi batugamping bioklastik Formasi Tomori di Lapangan Tiaka.

Di Senoro-Toili JOB-PSC, beberapa horizon reservoir hadir pada karbonat Miosen, mulai dari fasies karbonat bioklastik dari Formasi Tomori dan Minahaki hingga karbonat terumbu dari Anggota Mentawa. Bataugamping bioklastik Miosen dari Formasi Tomori membentuk reservoir untuk akumulasi minyak di Lapangan Tiaka. Formasi Minahaki mewakili target reservoir utama di lapangan Senoro dan daerah yang berdekatan di Tomori utara. Formasi Minahaki terdiri dari platform karbonat dan pembentukan fasies karbonat terumbu di bagian atas, yaitu Anggota Mentawa.



Gambar 2.4 Diagram alir prediksi permeabilitas HFU (Amaefule dkk., 1993)

Beberapa perhitungan permeabilitas di tabulasi pada Tabel 2.1 mulai dari tahun 1938 sampai dengan 1995.

Tabel 2.1 Tabulasi perkembangan rumus permeabilitas

Model	Equation	Variables
KC (1938)	$k = \frac{\phi^3}{f \tau A_g^2 (1 - \phi)^2}$	Specific surface area, tortuosity.
KC (Modified after Archie)	$k = \frac{r_{eff}^2}{8F}$	Effective pore radius, formation factor
Krumbein and Monk(1943)	$k = 760 D_g^2 \exp(-1.3 \sigma_D)$	Geometric mean of grain diameter, standard deviation of grain diameter
Berg (1970)	$k = 80.8 \phi^{5.1} D^2 e^{-1.385 \sigma}$	Median grain diameter
Van Baaren (1979)	$k = 10 D_d^2 \phi^{3.64+m} C^{-3.64}$	Dominant Grain Size
Timur (1968)	$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wir}^2}$	Irreducible Water Saturation
Coates and Denoo(1981)	$k = \left[\frac{100 \phi_e^2 (1 - S_{ui})}{S_{ui}} \right]^2$	Irreducible Water Saturation
Sen et al.(1990)	$k = 10^{-0.1} (\phi^m T_1)^{2.15}$	Volume (V_p) to surface (S) ratio, exchange cation molarity (Q_v), proton NMR decay constant (T_1)
Swanson (1981)	$k = a \left[\frac{S_b}{P_e} \right]_{max}^c$	Maximum Capillary pressure and saturation percent
	$k = 4.6 \phi^4 T_{2lm}^2$	Logarithmic mean of the distribution, T_2 , NMR porosity
Quintero et al. (1999)	$k = C_{pf} 4.6 \phi^4 T_{2lm}^2$	Width of T_2 distribution at a specific depth interval
Amaefule et al. (1993)	$k = 1014 (FZI)^2 \left[\frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \right]$	Reservoir quality index
Ohen et al.(1995)	$k = 1014 (FZI)^2 \left[\frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \right]$	$FZI = \left(\frac{b(1 - NMRS)}{1 + a(NMRS - 1)} \right)^{1/c}$

BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Waktu dan Tempat Penelitian

Waktu penelitian dimulai pada bulan Oktober 2023, satu bulan lebih cepat dari rencana penelitian dan sesuai rencana akan berjalan selama 8 bulan sampai dengan terbitnya luaran. Analisis dilakukan dengan observasi data sumuran dan laboratorium petrografi. Waktu pelaksanaan sesuai dengan tabel dibawah ini:

Tabel 3.1 Tata waktu penelitian

ANALISIS	TEMPAT	OCTOBER				NOVEMBER				DECEMBER				JANUARY				FEBRUARY				MARCH				APRIL				MAY			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Penyiapan Data	Kampus																																
Analisis sumuran	Kampus																																
Analisis Petrografi	Lab Petrografi																																
Analisis Sedimentologi	Kampus																																
Laporan dan Luaran	Kampus																																

3.2. Metode Penelitian

Penelitian dilakukan dengan studi dan analisis integrasi dari berbagai data yang meliputi data sumuran, data petrografi dan data sedimentologi. Dari integrasi beberapa analisis data tersebut, kemudian diinterpretasikan dan digunakan untuk menjawab berbagai permasalahan yang ada pada target penelitian sehingga didapat suatu pemahaman baru pada target penelitian. Secara lebih rinci ruang lingkup pembahasan atau batasan permasalahan tersebut meliputi metode analisis dengan beberapa pekerjaan detilnya.

3.3. Metode Analisis

Analisis dimulai dengan:

- Interpretasi sumuran berupa perhitungan volume serpih dari masing-masing sumur dengan menggunakan metode gamma ray.
- Interpretasi sumuran berupa perhitungan porositas dan permeabilitas dengan 2 MLR dan HFU.
- Interpretasi petrografi untuk melihat tipe porositas.
- Mengidentifikasi sedimentologi.
- Analisis data batuan inti

3.4. Indikator Capaian Penelitian

Penelitian akan menghasilkan kesimpulan pertanyaan permasalahan bahwa adanya pendekatan interpretasi hasil prediksi permeabilitas dengan batuan inti menggunakan metode MLR (*multi linear regression*) dan HFU (*hydraulic flow unit*).

BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Identifikasi Lingkungan Pengendapan dan Fasies

4.1.1 Lingkungan Pengendapan Sumur TK1

Pada interval 0-1860 ft sumur TK-1 disimpulkan bahwa memiliki lingkungan pengendapan inner sublittoral dengan ciri khas batuan klastik perselingan antara batupasir, batulempung dan konglomerat.

Outer sublittoral-upper bathyal Sumur TK-1 (Interval 2500-5620 ft/eq.Celebes Molase).

Interval ini disimpulkan diendapkan pada lingkungan outer sublittoral-upper bathyal dengan ciri khas batulempung karbonatan berselingan dengan lithic sandstone, dan konglomerat dengan butiran subrounded dan dominan fragmen basalt. Interval ini dikenal dengan Celebes Molase.

Inner sublittoral-Outer Sublittoral Sumur TK-1 (Interval 5620-6560 ft/eq.Formasi Minahaki)

Interval ini disimpulkan diendapkan pada lingkungan inner sublittoral-Outer sublittoral dengan ciri khas batugamping wackstone, packstone, dan grainstone dengan fragmen cangkang, sisipan batupasir, foraminifera, interkristaline, dolomitic, dengan porositas mikro vugular. Interval ini dikenal sebagai Formasi Minahaki/Upper platform limestone unit.

Litoral-inner Sublittoral Sumur TK-1 (Interval 6560-6859 ft/eq.Formasi Matindok)

Interval ini diendapkan pada litoral-inner sublittoral dengan ciri khas dominan batulempung dengan warna abu-abu tua, subfissile, karbonatan, brittle, dan berselingan dengan batupasir. Interval ini ekuivalen dengan Formasi Matindok/Clastic/coal unit.

Inner Sublittoral Sumur TK-1 (Interval 6859-7360 ft/eq.Formasi Tomori)

Interval ini diendapkan pada lingkungan inner sublittoral dengan ciri khas batugamping grainstone, dolomitic, silt-fine grains, friable, dengan porositas intergranular dan mikro vugular yang baik. Interval ini ekuivalen dengan Formasi Tomori/lower platform limestone unit yang dibawahnya langsung berbatasan dengan zona patahan naik TK.

4.1.2 Lingkungan Pengendapan Sumur TK2

Inner sublittoral (Interval 560-2160 ft/eq.Konglomerat Ultramafik)

Batuan karbonat paparan dicirikan dengan foram bentonik pada kedalaman 1050 dan 1290, yang mengindikasikan kondisi energi tinggi. Indikasi lingkungan pengendapan batugamping adalah shallow marine dengan shelf condition atau inner sublittoral dengan kehadiran foram bentonik *Eponides praecinctus*. *Calcareous nannofossil* yang hadir yaitu *Sphenolithus* spp, dan small *Coccolithus* spp.

Outer sublittoral-bathyal (Interval 2160-6110 ft/eq.Celebes Molase)

Batulempung dan batupasir yang kaya akan foraminifera dan interval dibawah 4500 ft dicirikan dengan aglusinasi foram bentonik dengan kesimpulan lingkungan pengendapan bathyal. Palynology menunjukan kehadiran *Kylindrocysta* sp, *Nannoceratops* sp, *Chlamydopheralla nyei*.

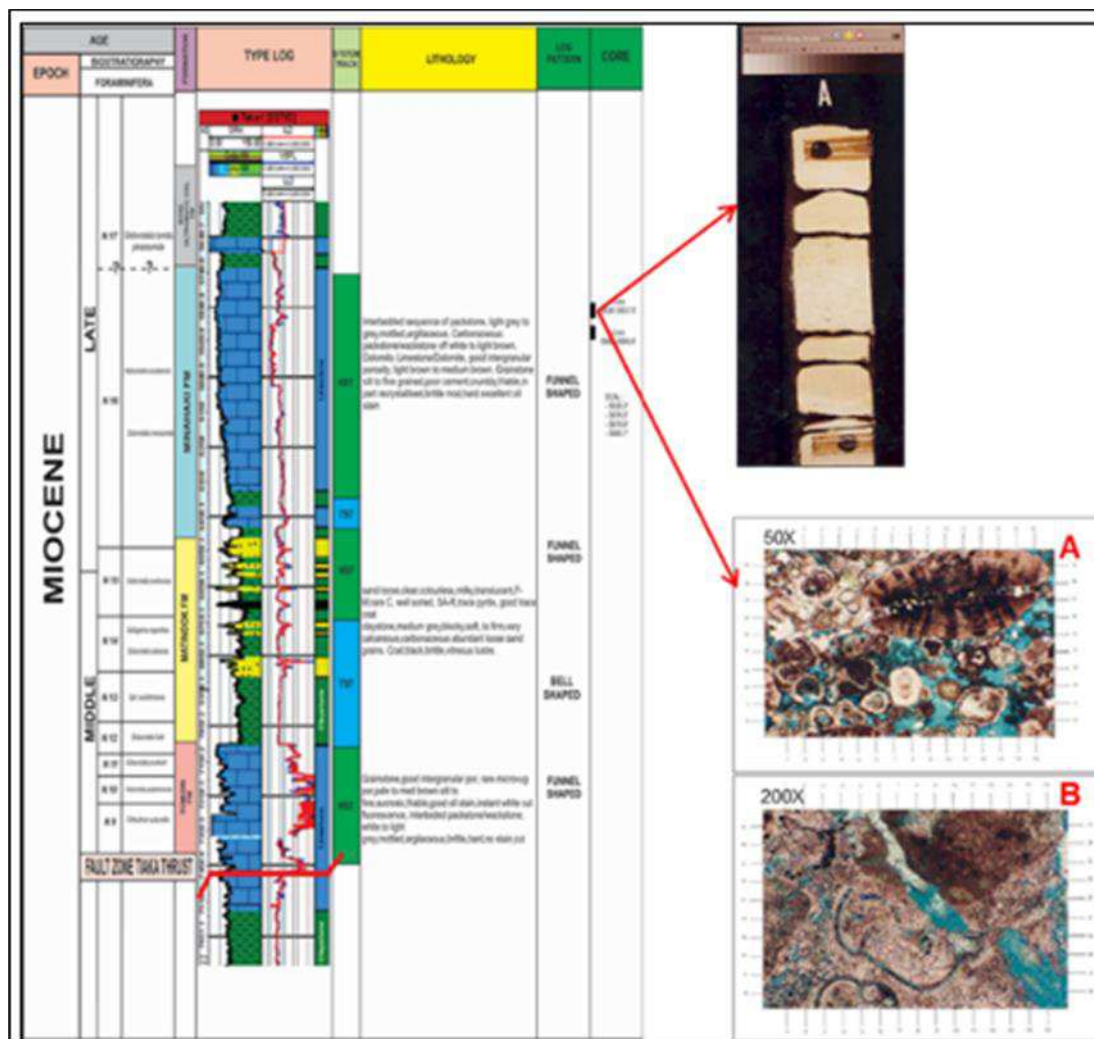
Litoral-inner sublittoral (Interval 6110-6630 ft/eq.Formasi Minahaki)

Interval ini didominasi oleh batugamping yang mengandung foraminifera bentonik besar, dan disimpulkan diendapkan pada inner sublittoral. Interval dicirikan dengan perselingan sedimen klastik dan kehadiran palynomorph mangrove. Tampak batubara pada kedalaman 6790?, mengindikasikan

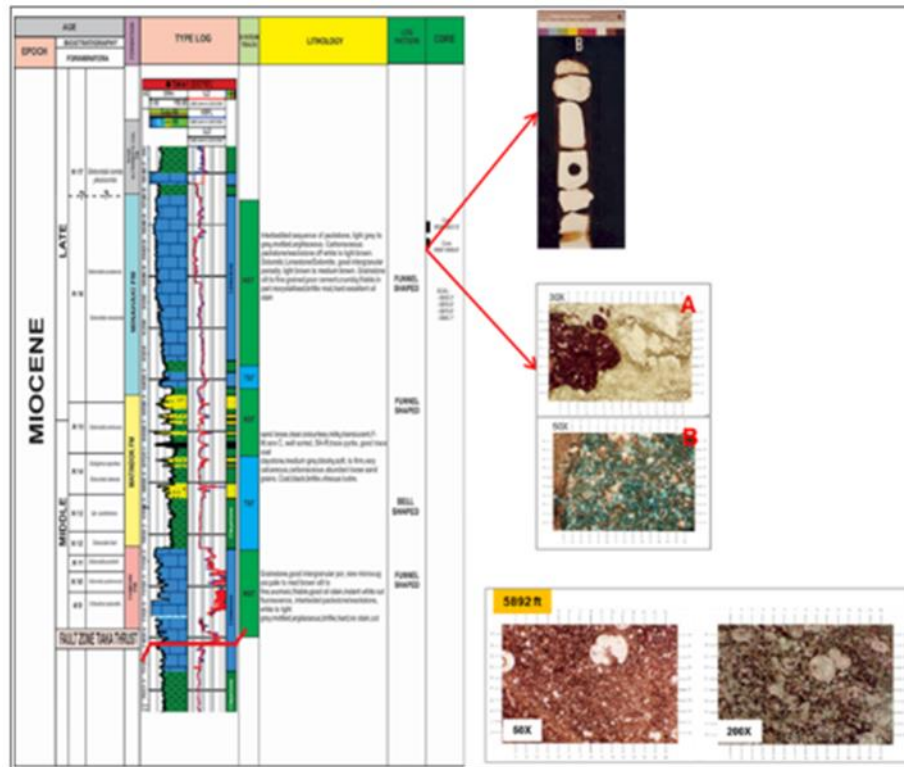
kondisi supralittoral. Zona palynology juga dapat dijelaskan dengan kehadiran *Dacrydiumites florinii*, *Florschuetzia meridionalis*, *Nothofagidites sp* (pollen).

Penentuan fasies dan litofasies di Lapangan Tiaka didasarkan dengan data core, ditch cutting dan data log setiap sumur (TK-1, TK-2, TK-3). Identifikasi fasies pada Formasi Minahaki dan Formasi Tomori dibuat bersamaan dengan asumsi bahwa kedua formasi tersebut memiliki litologi dan karakter yang sama yaitu batugamping dengan pemisahan litofasies berdasarkan Dunham, 1962 yaitu terdiri dari Wackestone/Mudstone, Wackestone/Packstone, Wackestone/Packstone, Boundstone, dan shale. Berbeda dengan Formasi Matindok yang dominan disusun oleh batuan silisiklastik, maka formasi ini dibedakan dalam penentuan fasies. Metode penentuan fasies yaitu dengan mengidentifikasi litofasies pada sumur-sumur yang memiliki data core, kemudian data core tersebut di integrasikan dengan data log pada kedalaman yang sama.

Sumur TK-1 terdiri dari litofasies wackestone/mudstone dan packestone/grainstone berdasarkan data core (**Gambar 4.1-Gambar 4.2**).

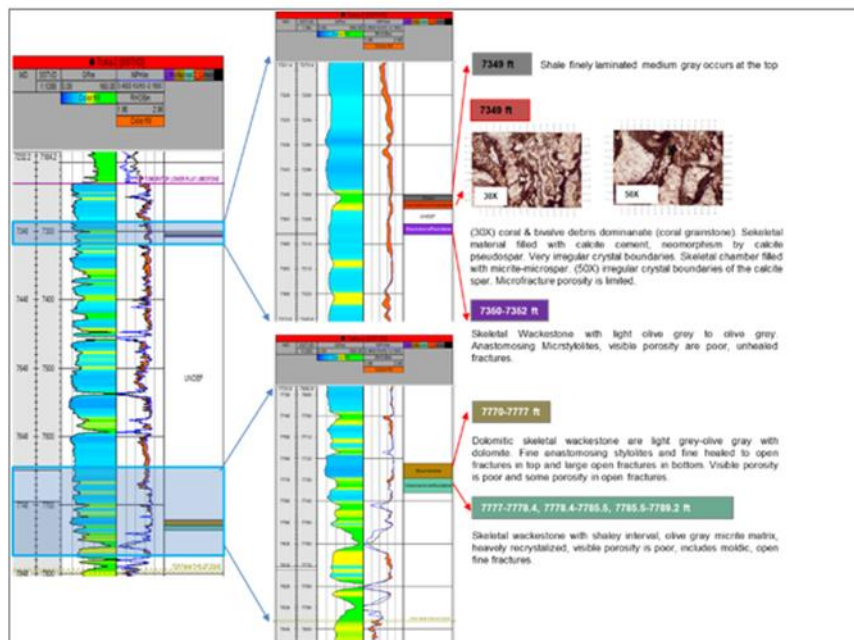


Gambar 4.1 Litofasies pada sumur TK-1 litofasies packestone/grainstone

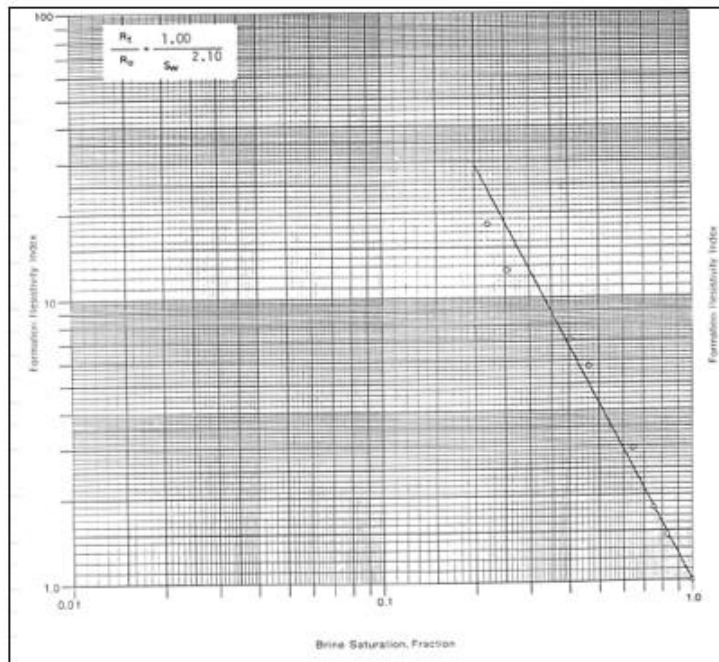


Gambar 4.2 Litofasies pada sumur TK-1 litofasies *wackestone/mudstone*

Sumur TK-2 terdiri dari litofasies wackestone/mudstone, wackestone/packstone, wackestone/grainstone, boundstone dan shale berdasarkan data core pada kedalaman 7349 ft – 7352 ft dan 7770-7789.2 ft (**Gambar 4.3**).

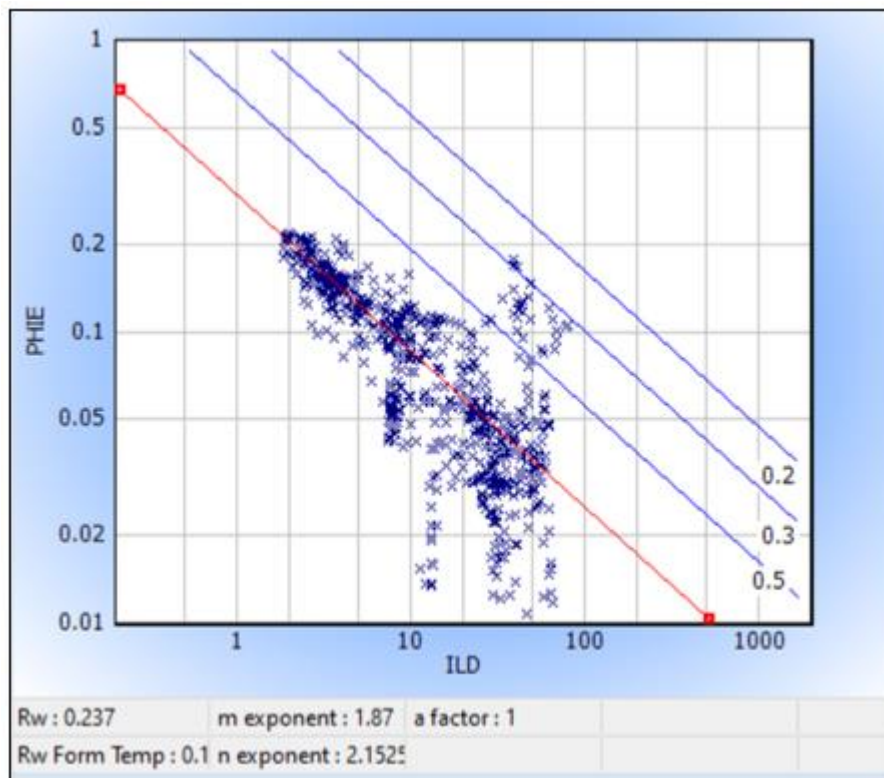


Gambar 4.3 Litofasies pada sumur TK-2



Gambar 4.5 Data Formation Faktor hasil analisa SCAL Sumur TK-4

Untuk mendapatkan resistivity air formasi dilakukan dengan metode picket plot dengan menggunakan data porositas dan resistivity deep yang diperoleh pada zone yang 100 % berisi air. Dari analisa picket plot diperoleh resistivitas air formasi (R_w) 0.237 ohm-m yang ekuivalen salinitas air formasi 24958 ppm (**Gambar 4.6**).

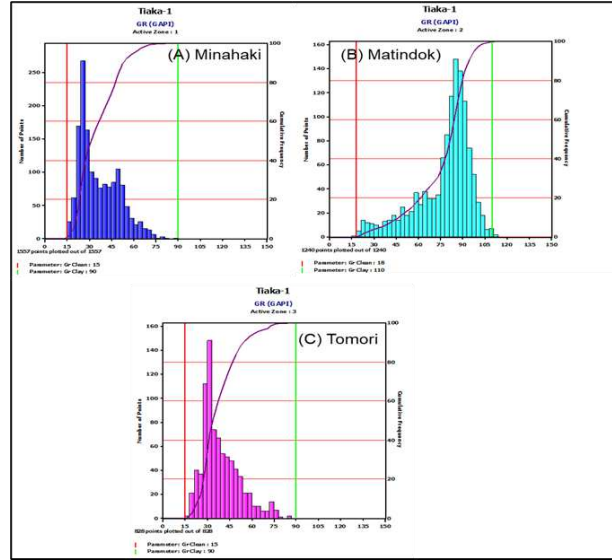


Gambar 4.6 Resistivitas air formasi dengan metode picket plot

Volume Shale (VSh)

Volume serpih diperoleh dengan metode linier dengan menghitung indeks gamma ray (IGR) berdasarkan data log gamma ray (Pers. 1). Untuk menghitung volume serpih dengan metode linier ini diperlukan nilai Gr clean sand dan Gr shale yang diperoleh dengan menggunakan histogram **Gambar 4.7**.

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



Gambar 4.7 GR clean dan GRr shale untuk (A) Minahaki, (B) Matindok dan (C) Tomori

Porositas

Porositas total dan efektif dihitung dengan tiga metode, yaitu: Densitas, Neutron dan Densitas-Neutron. Persamaan berikut digunakan untuk menghitung porositas total dan efektif:

- a. Porositas density (PHID)

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

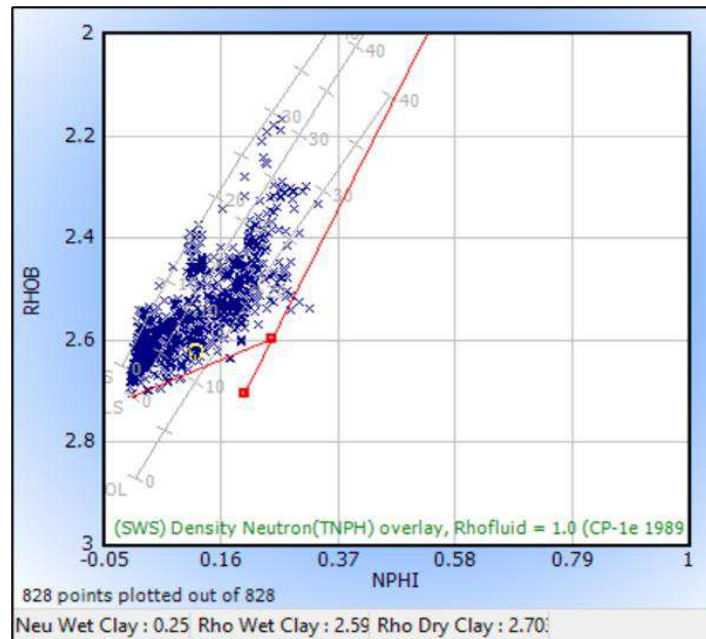
- b. Porositas neutron-density (PHIND)

$$PHIND = \frac{PHID + PHIN}{2} \quad (3)$$

- c. Porositas efektif (PHIE) diperoleh dengan mengoreksi nilai porositas yang diperoleh dari neutron-density (PHIND) dengan porositas total clay (V_{shl}).

$$PHIE = PHIND - (V_{shl} * PHIT_{shl}) \quad (4)$$

Metode crossplot RHOB dan NPHI digunakan untuk menentukan neutron dan density matrik (MA), shale (SH), dan dry shale **Gambar 4.8**. Parameter tersebut diperlukan untuk menentukan nilai porositas total clay pada perhitungan porositas efektif.

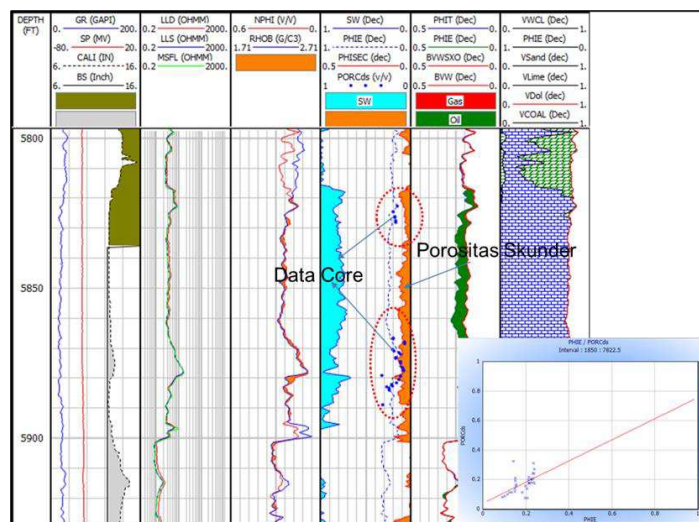


Gambar 4.8 Neutron wet clay, Rhob wet clay dan Rhob dry clay berdasarkan crossplot RHOB dan NPHI

Porositas skunder diestimasi menggunakan selisih porositas neutron density dengan porositas yang diperoleh dari log DT (PHIS). Porositas sonic diperoleh dengan persamaan berikut:

$$\phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (5)$$

Hasil perhitungan porositas divalidasi dengan membandingkan nilai porositas dengan hasil analisa rutin core **Gambar 4.9**.



Gambar 4.9 Perhitungan porositas total, efektif dan skunder serta validasi dengan data porositas core

Saturasi Air (SW)

Perhitungan SW di dalam studi ini menggunakan metode Indonesia yang cukup efektif untuk perhitungan SW di batuan yang terindikasi dengan adanya sejumlah kandungan lempung. Data a , m , dan n diperoleh dari analisis batuan inti dari sumur TK-4 yaitu 1, 1.87 dan 2.15.

Sebelum dilakukan perhitungan SW maka resistivitas air formasi (RW) dan resistivitas shale harus ditentukan terlebih dahulu. RW diperoleh dengan metode picket plot untuk zone yang 100 % berisi air formasi. Resistivity air yang digunakan untuk perhitungan saturasi air adalah 0.237 ohm-m ekuivalen dengan salinitas air formasi 24958 ppm.

Prediksi Permeabilitas

Untuk mendapatkan data permeabilitas dilakukan dengan pendekatan hidraulic unit dari Kozeny-Carmen. Kozeny menurunkan persamaan dasar yang menggambarkan hubungan permeabilitas sebagai fungsi dari porositas dan spesifik surface area. Kualitas hidraulic batuan dikontrol oleh geometri pori yang merupakan fungsi dari mineralogi (jenis, jumlah, morfologi dan posisinya relatif terhadap pore throat) dan texture (grain size, grain shape, sorting, packing). Variasi atribut-atribut geologi tersebut mengindikasikan adanya unit batuan dengan kemiripan pore throat. Konsep mean hydraulic unit radius (r_{mh}) digunakan untuk menyelesaikan hidraulic unit dan hubungan antara porositas, permeabilitas dan tekan kapiler. Kozeny dan Carmen mengidealisasikan batuan reservoir sebagai satu bundel pipa kapiler dan mengaplikasikan konsep Poisseuille's dan Darcy's law untuk menyusun persamaan antara porositas dan permeabilitas. Dalam karakterisasi reservoir prediksi permeabilitas menjadi hal yang penting dan perlu akurasi yang baik. Beberapa metode dilakukan untuk mencari nilai permeabilitas yang paling cocok dengan nilai permeabilitas core. Mulai dari metode *single regresi*, HFU (*Hidraulic Flow Unit*), dan MLR (*Multi Linear Regression*).

➤ Permeabilitas Rocktyping (HFU)

Persamaan Permeabilitas Kozeny-Carmen dapat dituliskan sebagai berikut :

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \frac{1}{s_{vgr} \sqrt{K_T}} \left(\frac{\phi_c}{1 - \phi_c} \right) \quad (6)$$

RQI = Reservoir Quality Index

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_c}} \quad (7)$$

Qz didefinisikan sebagai ratio antara pore volume dengan grain volume sebagai berikut :

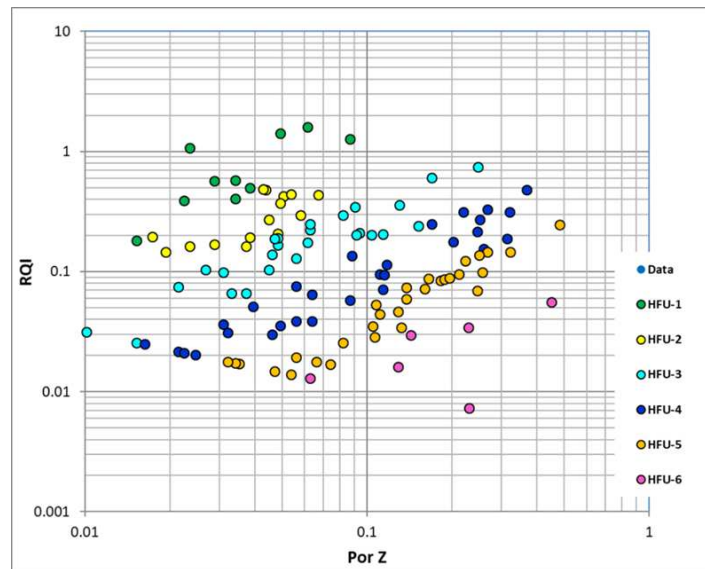
$$\phi_z = \left(\frac{\phi_c}{1 - \phi_c} \right) \quad (8)$$

Sedangkan FZI (μm) didefinisikan sebagai flow zone indikator

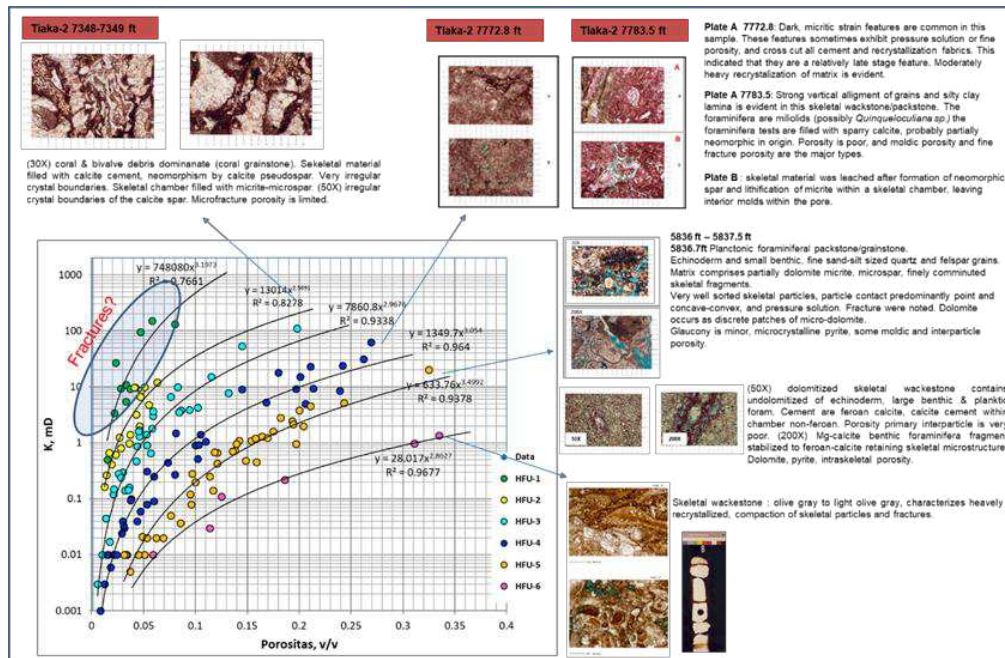
$$FZI = \frac{1}{s_{vgr} \sqrt{K_T}} \quad (9)$$

$$\log(RQI) = \log(\phi_z) + \log(FZI) \quad (10)$$

Pada log-log plot RQI vs ϕ_z semua sample dengan kemiripan FZI akan jatuh pada garis lurus dengan harga slope yang sama. Sample dengan harga FZI yang berbeda akan jatuh pada paralel line. Harga konstanta FZI dapat ditentukan dari intersep garis pada harga $\phi_z = 1$ dimana sample yang jatuh pada garis yang sama memiliki kemiripan *pore throat* yang disebut dengan *hidraulic unit*. Parameter-parameter RQI, PORZ dan FZI ditentukan berdasarkan data core. Berdasarkan plot RQI dan PORZ **Gambar 4.10** diperoleh 6 unit aliran yang berbeda dimana masing-masing unit aliran memiliki hubungan porositas dan permeabilitas sendiri-sendiri **Gambar 4.11**.

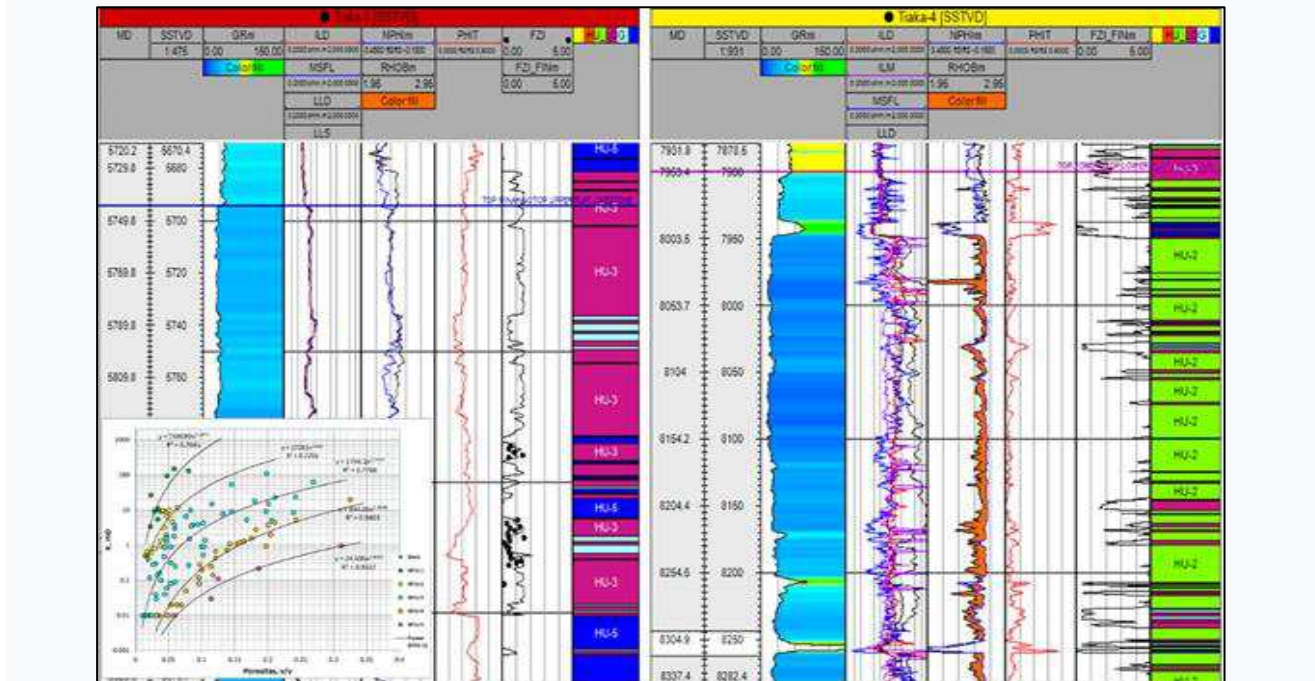


Gambar 4.10 Hydraulic flow unit lapangan TK

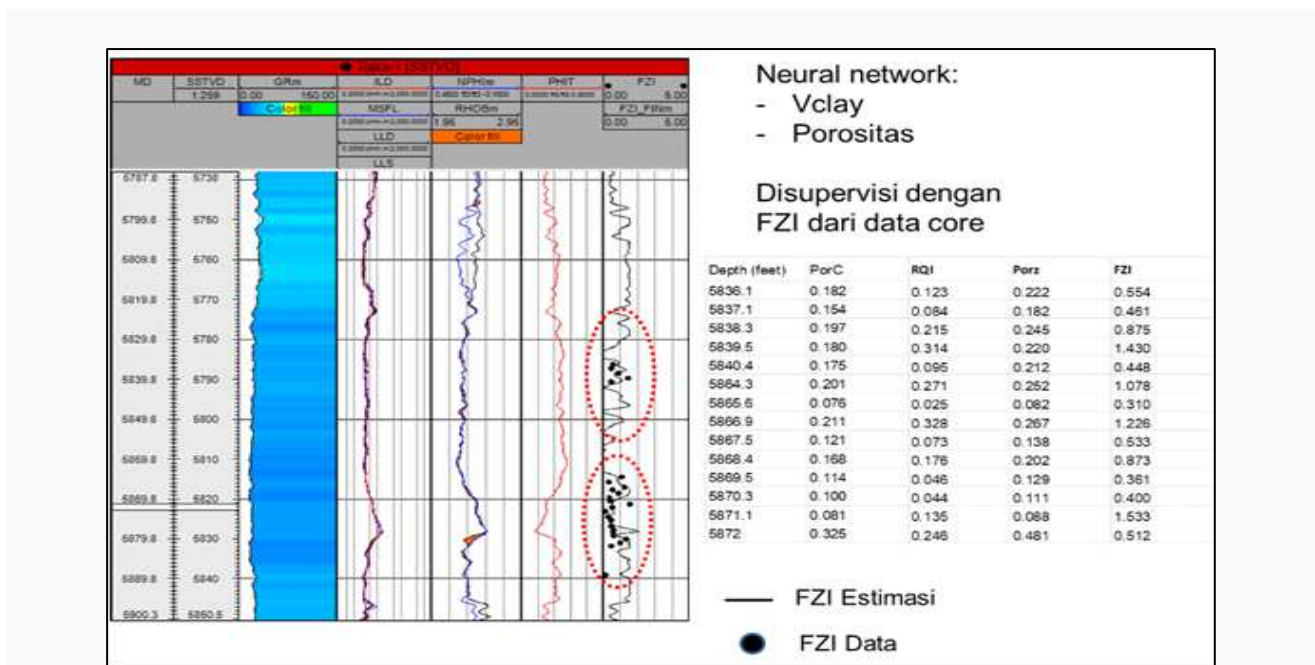


Gambar 4.11 Transform porositas-Permeabilitas

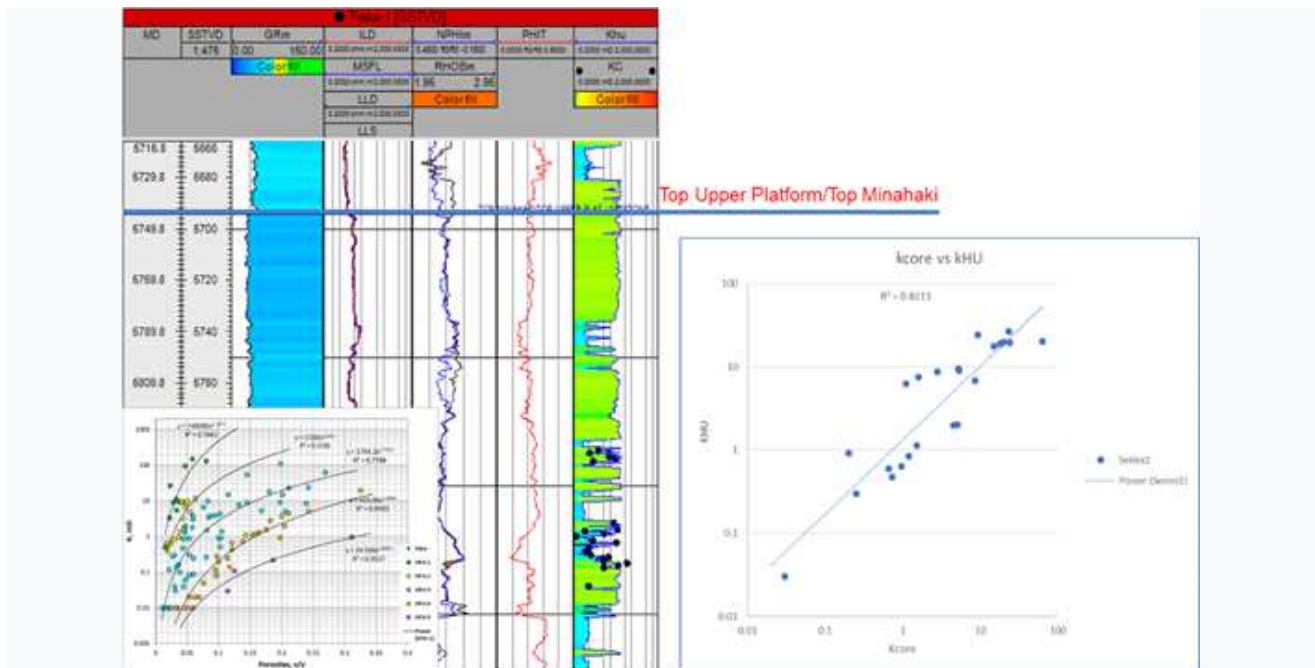
Untuk memperkirakan nilai permeabilitas pada sumur un-core dilakukan dengan pembangkitan RQI, PORZ, dan FZI berdasarkan data inti dan hasil analisis log (vclay dan porositas) dengan metode statistik (neural-network) (Gambar 4.67). Berdasarkan data dasarnya, nilai FZI telah diperkirakan pada sumur un-core. Selanjutnya telah ditentukan satuan hidrolik pada setiap interval kedalaman (**Gambar 4.12**). Permeabilitas setiap unit hidrolik diprediksi dengan persamaan yang diperoleh dari hubungan porositas dengan permeabilitas (**Gambar 4.13**).



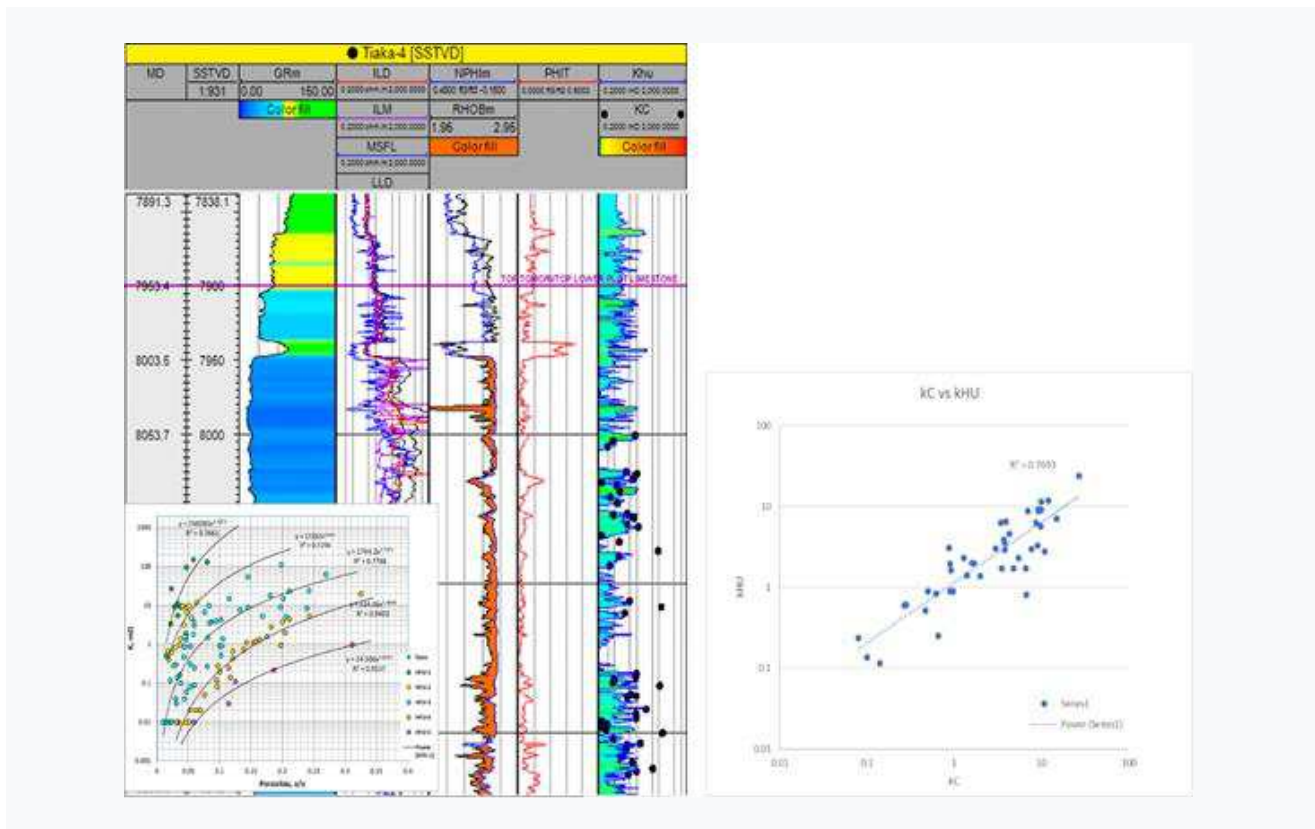
Gambar 4.12 Hydraulic Unit distribution in TK-1 and TK-4



Gambar 4.13 FZI estimation dan validation based on core data Tiaka-1



Gambar 4.14 Permeability Estimation and validation of Tomori Fm Tiaka-4



Gambar 4.15 Permeability Estimation and validation of Tomori Fm Tiaka-4

➤ Permeabilitas Multilinear Regression

Regresi *multilinear* digunakan untuk memprediksi permeabilitas dan membandingkan mana yang paling sesuai dengan data inti. Secara statistik, regresi multilinear memprediksi hubungan antara permeabilitas inti, porositas, dan volume serpih. Porositas total (PHIT) dan volume serpih (VSH)

sebagai log independen. sedangkan permeabilitas inti sebagai log dependen. Korelasi log dependen dan log independen adalah PHIT = 0.13724 dan VSH = 0.03032. Ringkasan koefisien regresi dapat dilihat pada **Tabel 4.2** di bawah ini:

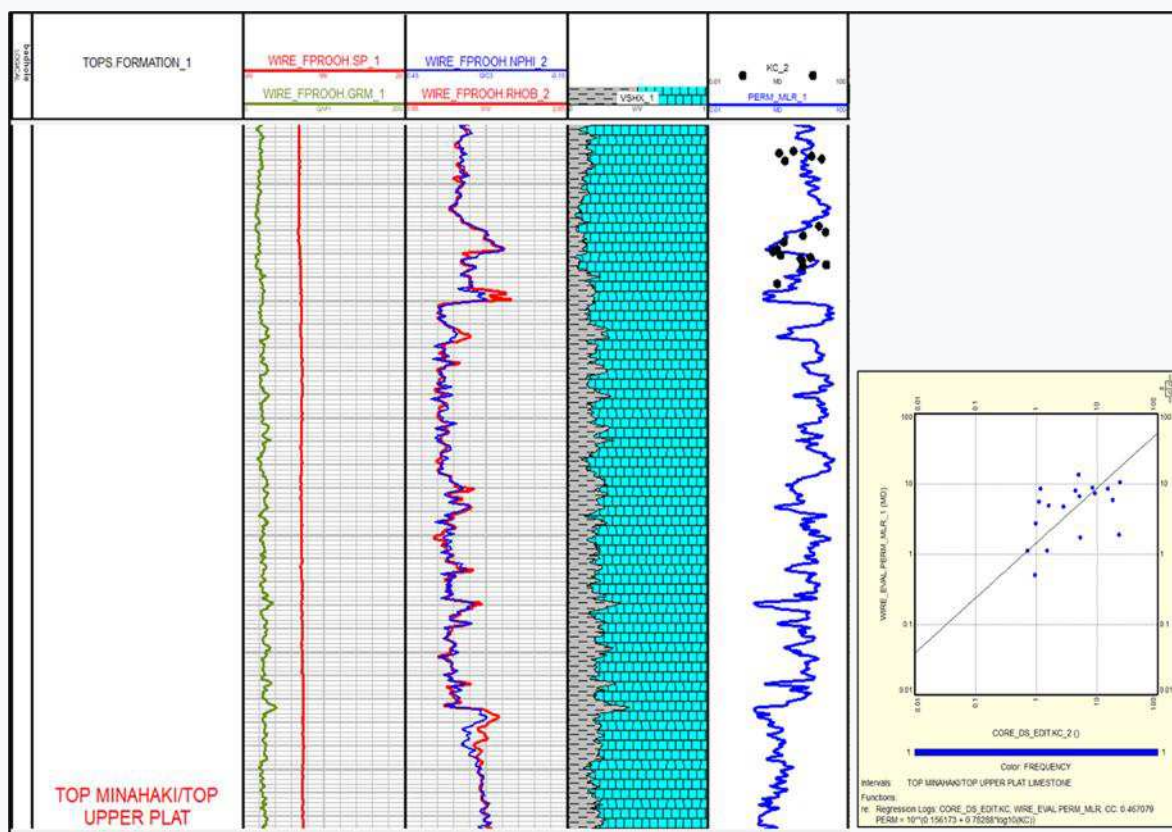
Tabel 4.2 Koefisien regresi dari log independent untuk perm MLR

LOG	COEFFICIENT	STD. DEV.	T STATISTIC	BETA COEF.
CONSTANT	-0.41914	0.18870	-2.22115	-0.03561
WIRE_EVAL.PHIT	8.19838	1.68845	4.85558	0.41814
WIRE_EVAL.VSHX	-1.31781	0.44865	-2.93727	-0.25294

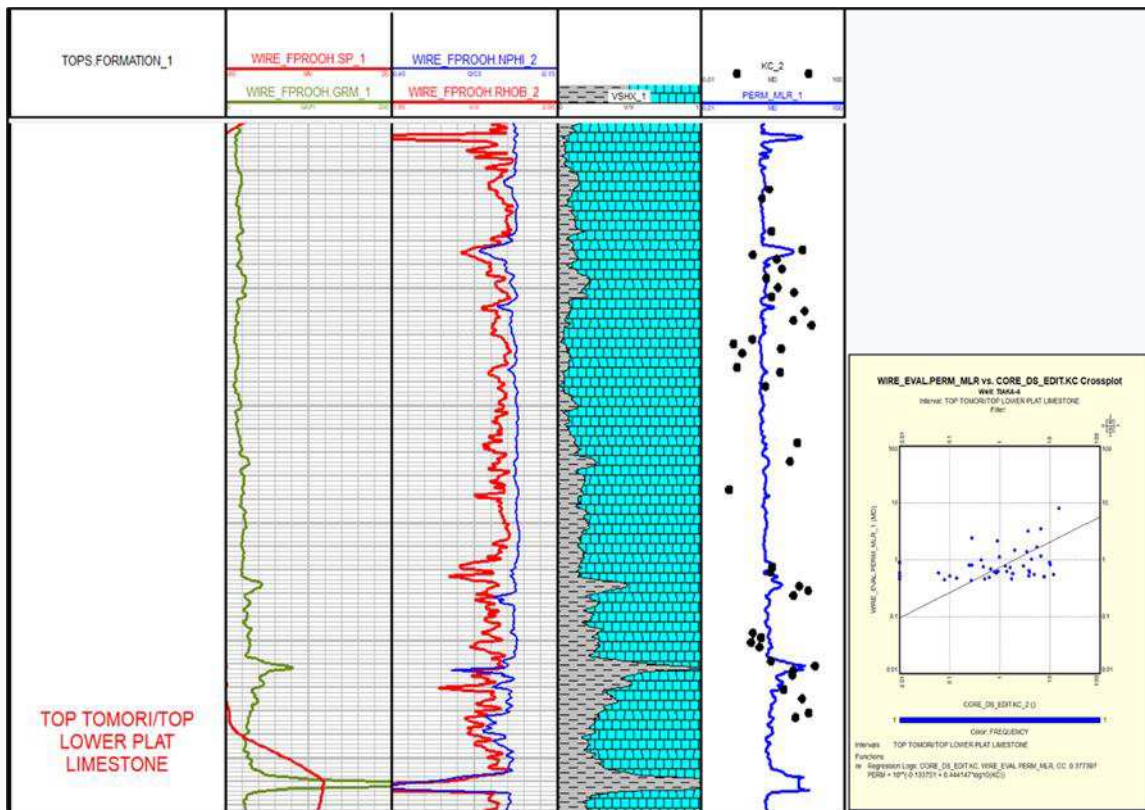
Varians regresi sebesar 0,99086, standar deviasi regresi sebesar 0,99542, koefisien determinasi sebesar 0,19894, koefisien korelasi yang disesuaikan sebesar 0,44603. Berdasarkan statistik multiregresi diperoleh persamaan sebagai berikut:

$$\text{PERM MLR} = 10^{**}(-0.419136 + 8.19838*\text{PHIT} - 1.31781*\text{VSH})$$

Correlation coefficient of multi linear regression permeability prediction and core permeability of TK-1 in the Minahaki Formation is 0.4670 and Correlation coefficient of permeability prediction and core permeability of TK-4 in the Tomori Formation is 0.37330 (Gambar 4.16 dan Gambar 4.17).



Gambar 4.16 Multilinear permeability prediction and core-log validation of Minahaki Formation in TK-1



Gambar 4.17 Multilinear permeability prediction and core-log validation of Tomori Formation in TK-4

BAB 5. KESIMPULAN DAN SARAN

Data core, log dan produksi digunakan untuk menentukan besarnya harga cutoff velay dan porositas. Harga cutoff untuk saturasi air diperoleh dengan transformasi relatif permeabilitas dari data SCAL kedalam fraksi aliran air atau *water cut*. Berdasarkan koefisien korelasi kedua metode prediksi permeabilitas disimpulkan bahwa metode prediksi permeabilitas *rock typing* (HFU) lebih dapat diandalkan. Volume serpih tidak berpengaruh signifikan terhadap penghitungan permeabilitas pada reservoir batuan karbonat. Peran terpenting dalam perhitungan permeabilitas adalah pori-pori matriks dan pori-pori diagenetik, geometri pori mengacu pada ukuran, bentuk, dan konektivitas pori-pori.

DAFTAR PUSTAKA

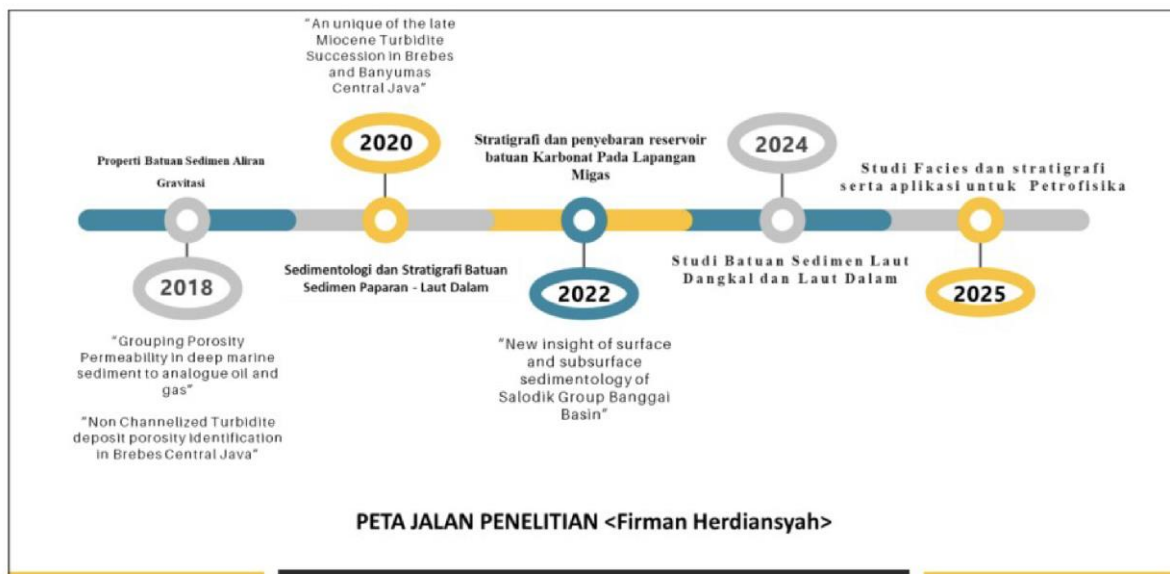
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., dan Keelan, D.K., “Enhanced Reservoir Description:musing Core and Log data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in UncoredmIntervals/Wells”. Texas: Society of Petroleum Engineers. 1993.
- Hasanusi, D., Abimanyu, R., Artono, E. and Baasir, A.,2004, Prominent Senoro Gas Discovery in Central Sulawesi, Proceedings, Deepwater and Frontier Exploration in Asia & Australasia Symposium, Indonesian Petroleum Association, p. 177-197.
- Hasanusi, D., Adhitiawan, E., Baasir, A., Lisapaly, L., and Eykenhof, R.V. 2007. Seismic Inversion As an Exciting Tool to Delineate Facies Distribution in Tiaka Carbonate Reservoirs, Sulawesi, Indonesia. Indonesian Petroleum Association. G-008.
- Hasanusi, D., Sumarianto, J., Wijaya, R., Hendrian, D., 2015, The Tiaka-Tiara Fault Bend Fold Structures and its Implication to Control Hydrocarbon Entrapment within Fracture Carbonate Reservoir in the Eastern Arm of Sulawesi, Indonesia, AAPG.
- Herdiansyah, F., Burhannudinnur, M., Prakoso, S., Hp, I., Kurnianto, D., Irano, T., & Harnest, B. (2022). Sequence Stratigraphy of Miocene Mixed Carbonate-Siliciclastic in Fold and Thrust Belt System, Banggai Basin. IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci, 1105.
- Luiza, J., & Pereira, L. (2004). Permeability prediction from well log data using multiple Permeability prediction from well log data using multiple regression analysis regression analysis. <https://researchrepository.wvu.edu/etd/1507>.
- Nugraha, M., Nurcahya, B.E., Sudarmaji, Raharta, T.A., Hidayat, D.S., Widyawan, M., Firdaus,, Padmono, J., dan Sutrisno, B., “Integrasi atribut seismik probabilitas energi (PN), inverse AI-AVO dan data sumur untuk memetakan penyebaran zona pasir tipis pada Formasi Parigi ”, The 30th HAGI-IAGI Annual Meeting, Surabaya.
- Onuh, H. M., David, O. O., & Onuh, C. Y. (2017). Modified reservoir quality indicator methodology for improved hydraulic flow unit characterization using the normalized pore throat methodology (Niger Delta field as case study). Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 7(2), 409–416. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0297-8>.
- Prakoso,S., Irham, S., Herdiansyah, F., Burhannudinnur, M., Arya Putra, R., Khairy, H., Irano, T., “Rock type, diagenesis, and sonic velocity to understanding carbonate reservoirs: A case study in TKA oil field”. AIP Conf. Proc. 12 June 2023; 2598 (1): 030020. <https://doi.org/10.1063/5.0134174>. 2023.
- Satyana, A.H., 2006, Docking And Post-Docking Tectonic Escapes Of Eastern Sulawesi : Collisional Convergence And Their Impications To Petroleum Habitat. Indonesian Petroleum Association. Jakarta.
- Turkey, S. F., Al-Kanderi, J. M., Mishra, P. K., Al-Alawi, G., Al-Hashmi, S., Al-Harthy, A., & Al-Raisi, M. (2018). Rock Typing and Characterization of Carbonate Reservoirs: A Case Study

from South East Kuwait*. Middle East Geosciences Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, 13.

Valeri A. Korneev, Gennady M. Goloshubin, Thomas M. Daley, and Dmitry B. Silin, 2004, "Seismic low-frequency effects in monitoring fluid-saturated reservoirs", *Geophysics* 69; p. 522–532.

Watkins, H., Healy, D., Bond, C.E., Butler, R.W.H., 2017, "Implications of heterogeneous fracture distribution on reservoir quality; an analogue from the Torridon Group sandstone, Moine Thrust Belt, NW Scotland", *Journal of Structural Geology* (2017), doi: 10.1016/j.jsg.2017.06.002.

LAMPIRAN 1. ROAD MAP PENELITIAN



ROAD MAP PENELITIAN MUD VOLCANO

Dr. Ir. M. Burhannudinnur, M.Sc, IPM
Teknik Geologi FTKE Universitas Trisakti Jakarta





PETA JALAN PENELITIAN <Surya Darma Hafiz>

LAMPIRAN 2. LUARAN PENELITIAN

LUARAN 1 :

Kategori Luaran : Hak Kekayaan Intelektual

Status : Tercatat

Jenis HKI : Hak Cipta

Nama HKI : Poster Improving Permeability Prediction: A Comparison Rock Typing And Multilinear Regression Method In Bioclastic Carbonate Reservoir

LUARAN 3 :

Kategori Luaran : Publikasi di Jurnal

Status :

Jenis Publikasi Jurnal : Internasional

Nama Jurnal : International Journal of Multidisciplinary Research and Growth Evaluation

ISSN : 2582-7138

EISSN : 2582-7138

Lembaga Pengindek : Google scholar

Url Jurnal : <https://www.allmultidisciplinaryjournal.com/>

Judul Artikel : Improving permeability prediction: A comparison rock typing and multilinear regression method in bioclastic carbonate reservoir