

Analisis Facies dan Petrofisika pada Zona Prospek Hidrokarbon Pada Lapangan "U", Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatera

Facies Analysis and Petrophysics in the Hydrocarbon Prospect Zone at the "U" Field, Talang Akar Formation, Sumatra Basin

¹Priskila Rully Setiyaningrum, ¹Rian Cahya Rohmana, ²Unggul Setiadi Nursidik

¹Prodi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik dan Teknologi, Tanri Abeng University

²Pertamina EP

priskila@tau.ac.id¹ rian@tau.ac.id² unggul_setiadi@pertamina.com³

Received: 31 Januari 2024

Accepted: 22 Oktober 2024

Abstract

The research was conducted in the South Sumatra Basin, focusing on the Talang Akar Formation as one of the oil and gas producing formations. The purpose of this study is to identify facies and evaluate reservoir quality in three hydrocarbon prospect zones in the Talang Akar Formation. The analysis methods include detailed sedimentology for facies determination and petrophysical analysis based on well log data. Additional data through cutting description, biostratigraphy, and core are integrated for validation. The results show that the Talang Akar Formation was deposited in a low-topography delta environment during the Late Oligocene. In the three hydrocarbon prospect zones, OR3 has a pro-delta facies with a dominance of fine grains such as shale and siltstone. Petrophysical values in OR3 include porosity of 0.38 – 2.2%, permeability of 0.04 – 3.12 mD, and water saturation of 2.5 – 9.6%, indicating this zone as a poor reservoir quality. The hydrocarbon prospect zone OR6, with distributary mouth bar facies, has channel-like characteristics and a dominant sand grain composition. Petrophysical values in OR6 include porosity of 0.07 – 3.5%, permeability of 0.008 – 752 mD, and water saturation of 2.1 – 9.3%, indicating this zone as a moderately good reservoir. Meanwhile, the hydrocarbon prospect zone OR8 shows a pro-delta shale facies, with porosity between 0.13 – 3.1%, rock permeability between 0.2 – 4430 mD, and water saturation between 1.84 – 8.6%, indicating good reservoir quality. This research indicates that depositional facies can affect the quality of hydrocarbon reservoirs. This is because facies are formed through unique sedimentation processes according to their depositional environments.

Keywords: *Facies, Petrophysics, Reservoir, Hydrocarbon*

Abstrak

Penelitian dilakukan di Cekungan Sumatera Selatan, berfokus pada Formasi Talang Akar sebagai salah satu formasi penghasil minyak dan gas. Tujuan dari penelitian ini adalah mengidentifikasi fasies dan mengevaluasi kualitas reservoir pada tiga zona prospek hidrokarbon di Formasi Talang Akar. Metode analisis mencakup sedimentologi rinci untuk penentuan fasies serta analisis petrofisika berdasarkan data *well log*. Data tambahan melalui deskripsi *cutting*, *biostratigrafi*, dan *core* diintegrasikan untuk validasi. Hasil menunjukkan Formasi Talang Akar mengalami pengendapan di lingkungan *delta* dengan topografi rendah pada *Oligosen* Akhir. Pada tiga zona prospek hidrokarbon, OR3 memiliki

fasies *prodelta* dengan dominasi butir halus seperti batulempung dan batulanau. Nilai petrofisika pada OR3 mencakup porositas 0.38 – 2.2%, permeabilitas 0.04 – 3.12 mD, dan saturasi air 2.5 – 9.6%, mengindikasikan kualitas zona ini sebagai reservoir kurang baik. Zona prospek hidrokarbon OR6, dengan fasies *distributary mouth bar*, memiliki karakteristik berbentuk *channel* dan butiran dominan pasir. Nilai petrofisika pada OR6 mencakup porositas 0.07 – 3.5%, permeabilitas 0.008 – 752 mD, dan saturasi air 2.1 – 9.3%, mengindikasikan kualitas zona ini sebagai reservoir yang cukup baik. Sementara itu, zona prospek hidrokarbon OR8 menunjukkan fasies *prodelta shale*, memiliki porositas antara 0,13 – 3,1%, permeabilitas batuan antara 0,2 – 4430 mD, dan saturasi air antara 1,84 – 8,6%, menunjukkan kualitas reservoir yang baik. Berdasarkan penelitian ini menunjukkan, fasies pengendapan dapat berpengaruh terhadap kualitas reservoir hidrokarbon. Hal ini dikarenakan, fasies terbentuk dengan proses sedimentasi unik sesuai dengan tempat lingkungan pengendapannya.

Kata Kunci: Fasies, Petrofisika, Reservoir, Hidrokarbon

PENDAHULUAN

Lapangan “U” merupakan bagian dari PT. Pertamina EP Asset II, berlokasi di Sub Cekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan, sekitar 30 kilometer tenggara Kota Prabumulih. Cekungan Sumatera Selatan, teridentifikasi sebagai cekungan *back-arc tersier*, terbentuk dari interaksi antara paparan Sunda dan lempeng Samudra India, sesuai dengan penelitian [1]. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan, diurutkan dari formasi terlama hingga terbaru, mencakup Batuan Dasar, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Kasai, dan Endapan Kuartar [2]. Formasi Talang Akar diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lemat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau Formasi Baturaja [3].

Produksi Lapangan “U” berasal dari dua jenis reservoir: batupasir Formasi Talang Akar yang menghasilkan minyak, dan batugamping Formasi Baturaja sebagai sumber gas, sebagaimana dilaporkan oleh Pertamina pada tahun 2015. Lingkungan pengendapan Formasi Talang Akar di Cekungan Sumatera Selatan meliputi rentang dari *fluvial deltaic* hingga laut dangkal [4]. Formasi ini terdiri dari batupasir dataran *delta*, batulanau, dan serpih. Lapisan bawah formasi, yang dikenal sebagai *Gritsand Member*, mencakup batupasir kasar hingga sangat kasar yang beralternasi dengan serpih dan batubara, dengan ketebalan antara 200 hingga 250 meter. Sementara itu, lapisan atas, atau *Transitional Member*, terutama terdiri dari batupasir sedang hingga halus yang beralternasi dengan serpih atau batubara, memiliki ketebalan sekitar 300 meter. Umur Formasi Talang Akar diperkirakan berasal dari *Miosen Bawah*, dengan ketebalan total berkisar antara 1500 hingga 2000 feet (460 hingga 610 meter) di wilayah Cekungan Sumatera Selatan [5].

Lapangan “U” terdiri dari 11 reservoir dan 41 sumur. Studi ini memfokuskan pada tiga reservoir utama: OR3, OR6, dan OR8, dipilih berdasarkan letaknya yang sama pada Formasi Talang Akar *Transitional Member*. Hasil evaluasi terakhir oleh Pertamina pada tahun 2015 [6], yang menggabungkan analisis data seismik 3D dan data sumur secara struktural, mengindikasikan adanya prospek hidrokarbon yang potensial di blok utara, Selatan, dan Tenggara Lapangan “U”. Interpretasi data seismik 3D menunjukkan bahwa distribusi lapisan produktif di blok tenggara, utara, dan barat cenderung membentuk

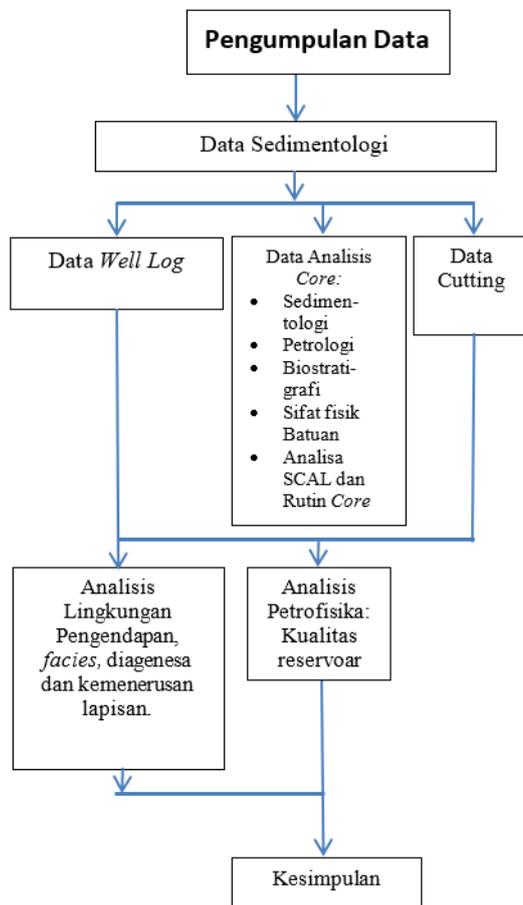
struktur antiklin akibat pengaruh gaya kompresi. Struktur antiklin ini, pada puncaknya, memiliki posisi struktural yang relatif serupa dengan blok utara, meningkatkan potensi penemuan hidrokarbon ekonomis di wilayah tersebut. Hal ini diperkuat oleh hasil pemboran sumur UST-36, yang menunjukkan produksi awal sebesar 897 bopd, dengan kandungan air sekitar 15%, dan gas 0.9 MMscfd. Sementara itu, sumur UST-37 menghasilkan 176 bopd, dengan kandungan air 79%, dan gas 0.75 MMscfd.

Variabilitas produksi di kompartemen yang sama (sumur UST-36 dan UST-37) ini mungkin dipengaruhi oleh faktor lain, termasuk kompartementalisasi, yang bisa disebabkan oleh perbedaan fasies. Fasies ini berpotensi mempengaruhi konektivitas reservoir, sehingga diperlukan analisis mendalam. Analisis ini harus mencakup evaluasi fasies, lingkungan pengendapan, dan petrofisika untuk memahami kualitas reservoir, menggunakan data sekunder seperti model statik geologi, data sedimentologi, dan data reservoir. Informasi ini sangat penting untuk mengoptimalkan strategi pengembangan di Lapangan "U" kedepannya.

Tujuan penelitian ini adalah menganalisis fasies dan lingkungan pengendapan reservoir target di daerah penelitian serta menganalisis kualitas reservoir OR3, OR6 dan OR8 menggunakan perhitungan petrofisika. Penelitian ini melibatkan evaluasi menyeluruh terhadap data bawah permukaan, termasuk analisis batuan inti (*core*) dan analisis serbuk bor (*cutting*), untuk mengidentifikasi fasies dan memahami lingkungan pengendapan di daerah penelitian. Selanjutnya, dilakukan analisis korelasi log untuk menentukan kontinuitas reservoir di bawah permukaan. Evaluasi data petrofisika, yang diperoleh dari analisis log pada zona reservoir OR3, OR6, dan OR8. Analisis ini bertujuan untuk menghasilkan pemahaman yang lebih mendalam mengenai karakteristik fasies dan potensi hidrokarbon pada daerah penelitian, sehingga memungkinkan pengembangan strategi eksplorasi dan eksploitasi yang lebih efektif.

METODE PENELITIAN

Penelitian ini melewati serangkaian metodologi yang dimulai dari pengumpulan data, analisis dan pengambilan kesimpulan (Gambar 1). Data yang diterapkan dalam penelitian ini dipilih untuk mendukung analisis yang komprehensif, mencakup aspek seperti analisis fasies dan lingkungan pengendapan. Interpretasi log, terutama melalui korelasi log, memiliki peran penting dalam mengidentifikasi kontinuitas lapisan. Evaluasi kualitas reservoir menggunakan analisis *core* dan petrofisika memegang peranan penting dalam penentuan kualitas reservoir. Integrasi data-data ini bertujuan untuk memberikan gambaran yang lebih akurat mengenai karakteristik fasies dan potensi hidrokarbon di area penelitian.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

Data *well log* dari Lapangan “U” terdiri dari *triple combo log*, khusus *log gamma ray* digunakan untuk mengevaluasi kontinuitas lapisan reservoir, mendukung analisis fasies dan lingkungan pengendapan.

Evaluasi petrofisika bertujuan untuk mengkaji sifat fisik reservoir, termasuk volume shale (V_{shale}), porositas, permeabilitas, dan saturasi air (S_w) menggunakan data *well log*. Analisis inti batuan (*core*) dilakukan untuk mengkalibrasi dan memvalidasi hasil evaluasi petrofisika, menggunakan analisis log yang diverifikasi dengan data analisis *core*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini, evaluasi umum reservoir berdasarkan ekspresi *log gamma ray* menunjukkan tipe interpretasi *funnel-shaped*. Tipe ini, berbentuk seperti corong, mengindikasikan suatu tren *coarsening upward*, yang menandakan peningkatan ukuran butir secara vertikal. Ekspresi *gamma ray* ini mengimplikasikan adanya sistem progradasi. Formasi Talang Akar *Transitional Member (TRM)* terutama terdiri dari batupasir sedang-halus, dengan ketebalan sekitar 300 meter [4]. Namun, pada Lapangan “U”, interpretasi

log menunjukkan bahwa ketebalan Formasi Talang Akar (TRM) berada di kisaran 100 meter (Gambar 2) yang menampilkan log sumur UST-29.

ANALISIS SEDIMENTOLOGI

Analisis sedimentologi zona OR3, berdasarkan data Sumur UST-29, pada kedalaman antara 1243,11 meter hingga 1253,50 meter. Komposisi mineral utama yang menyusun zona OR3 adalah lempung (5-10%), lanau/kuarsa (60-70%), pasir/kuarsa (19-32%), dan kalsit (1-3%) (Tabel 1). Gambar 3 menyajikan hasil petrografi serbuk pemboran dari zona OR3. Ekspresi *log gamma ray* dari Sumur UST-29 (Gambar 2) menunjukkan pola yang tidak teratur (*irregular*), dengan adanya perselingan antara batupasir dan *shale*.

Analisis sedimentologi zona OR6, dengan menggunakan data dari Sumur UST-29, menunjukkan bahwa reservoir ini terletak pada kedalaman antara 1267,44 meter dan 1279,76 meter. Komposisi mineral utama yang membentuk zona OR6 meliputi lempung (5-18%), lanau/kuarsa (75-89%), pasir/kuarsa (5%), dan kalsit (0-2%) (Tabel 2). Gambar 3 menyajikan hasil petrografi serbuk pemboran zona zona OR6.

Berdasarkan ekspresi log gamma ray dari Sumur UST-29, teridentifikasi pola *funnel/coarsening upward*, yang mengindikasikan adanya struktur corong dengan pengkasaran butiran ke atas. Analisis sedimentologi zona OR8, berdasarkan data dari Sumur UST-29, diketahui bahwa reservoir ini berada pada kedalaman antara 1291 meter hingga 1305,5 meter. Komposisi mineral utama zona OR8 meliputi lempung (5%), lanau/kuarsa (23 - 37%), pasir/kuarsa (55 - 70%), dan kalsit (1-2) (Tabel 3). Selain itu, terdapat mineral lain yang cukup signifikan yakni *illite*, *kaolinite*, *dolomite*, *siderite* dan *pyrite* (Tabel 4). Gambar 4 menunjukkan analisis *core* pada zona OR8. Ekspresi *log gamma ray* dari Sumur UST-29 menunjukkan pola *funnel/coarsening upward*, yang mengindikasikan struktur corong dengan pengkasaran ke atas.

ANALISIS FASIES

Analisis fasies pengendapan dilakukan melalui integrasi berbagai jenis data, termasuk data *sedimentologi*, *well log* dan data *paleontologi*. Persebaran fosil seperti *foraminifera* dan *nannofossil*, yang dianalisis, menunjukkan keberadaan fosil spesifik pada tiap interval reservoir yang diteliti.

Reservoir OR3 diperkirakan terbentuk dalam lingkungan neritik dalam hingga neritik luar, atau lingkungan pengendapan *prodelta* (Gambar 5). Reservoir OR3 diinterpretasikan masuk ke dalam fasies *prodelta* pada lingkungan *delta*. *Prodelta*, yang merupakan bagian terluar dari lingkungan *delta* mengarah ke laut atau sering disebut sebagai *delta front slope*, biasanya dicirikan oleh endapan berbutir halus seperti lempung dan lanau.

Reservoir OR6 terbentuk dalam lingkungan transisi hingga *neritik* luar. Karakteristik *pollen* pada sedimen Oligosen di reservoir ini ditandai dengan keberlanjutan *Florschuetzia Levipoli*, yang mulai muncul pada kedalaman 1262 meter. Ini mengindikasikan bahwa sedimen pada kedalaman tersebut termasuk dalam zona *Florschuetzia trilobata*. Kemunculan *Haplopragmoides spp* dan *Trochammmina* mengkonfirmasi deposisi sedimen mulai dari lingkungan transisi hingga neritik luar pada interval reservoir

OR6. Reservoir OR6 diinterpretasikan terbentuk pada *fasies distributary mouth bar* pada lingkungan *delta front* sampai dengan *prodelta*. Reservoir ini memiliki morfologi channel, dengan dominasi butiran pasir (Gambar 6).

Reservoir OR8 diidentifikasi dari data biostratigrafi terbentuk dalam lingkungan neritik dalam hingga neritik luar. Zona OR8 diinterpretasikan masuk ke dalam fasies *prodelta* pada lingkungan *delta*. *Prodelta* di OR8 ditandai dengan lingkungan yang berkisar dari *prodelta shale to lower mouth bar delta front sand* (Gambar 7).

PERSEBARAN ZONA RESERVOAR

Persebaran zona reservoir di Lapangan "U", khususnya pada reservoir OR3, OR6, dan OR8, dapat diidentifikasi melalui korelasi *log* dari sumur-sumur representatif di lapangan tersebut.

Pada reservoir OR3, korelasi menggunakan *log gamma ray* pada gambar 8 (datum struktur dan datum stratigrafi) mengungkapkan bahwa tidak ada kemenerusan lapisan di reservoir OR3. Hal ini didasarkan pada perbedaan nilai *gamma ray* yang signifikan antar sumur, yang mengindikasikan kompartemenisasi di zona ini. Kemungkinan ini diperkuat oleh adanya distribusi pasir yang tidak merata, serta akumulasi *shale* pada lokasi tertentu di reservoir OR3, yang didukung oleh data uji tekanan reservoir yang menunjukkan nilai permeabilitas yang rendah.

Pada reservoir OR6, korelasi *log gamma ray* menunjukkan kesamaan dengan nilai *gamma ray* rendah secara konsisten di semua sumur yang terkorelasi. Hal ini menandakan adanya kemenerusan lapisan dan tidak terjadinya kompartemenisasi di tubuh batuan reservoir OR6. Data uji tekanan menunjukkan bahwa reservoir OR6 memiliki nilai permeabilitas dari sedang hingga cukup baik.

Pada reservoir OR8, korelasi *log gamma ray* mengungkapkan ketidakseragaman nilai *gamma ray* di setiap sumur dalam satu korelasi *log*, mengindikasikan kompartemenisasi di reservoir OR8. Hal ini mungkin disebabkan oleh hadirnya sisipan *shale* dalam satu tubuh batuan di reservoir tersebut.

ANALISIS PETROFISIKA

Analisis petrofisika pada reservoir OR3, OR6, dan OR8 dilakukan untuk memperoleh informasi mengenai properti batuan seperti volume *shale* (*Vshale*), porositas, saturasi air (*Sw*), dan permeabilitas batuan. Analisis ini didasarkan pada data interpretasi *log* dari sumur UST-29 dan UST-32, yang mewakili ketiga zona reservoir dalam area penelitian. Hasil perhitungan petrofisika, yang termasuk nilai porositas dan permeabilitas, telah divalidasi dengan data dari analisis *core* yang dilakukan pada sumur UST-32 di reservoir OR8. Detail analisis dan hasilnya dapat dilihat pada Gambar 9 dan 10.

Reservoir OR3, mengindikasikan bahwa *Vshale* berkisar antara 23% hingga 83%, porositas antara 10.8% dan 15.7% (diklasifikasikan sebagai cukup menurut Koesoemadinata, 1985), permeabilitas 0.002 hingga 0.291 mD (ketat, menurut Koesoemadinata, 1980), dan saturasi air 100%. Sementara itu, pada sumur UST-32, analisis petrofisika reservoir OR3 menunjukkan *Vshale* antara 7% hingga 75.5%, porositas

0.38% hingga 2.2% (buruk hingga sedang, menurut Koesoemadinata, 1985), permeabilitas 0.04 hingga 3.12 mD (ketat, menurut Koesoemadinata, 1980), dan saturasi air 2.5% hingga 9.6%. Tipe log dari kedua sumur tersebut menunjukkan adanya perselingan antara *shale* dan *sandstone*. Lingkungan pengendapan reservoir OR3 diidentifikasi terbentuk dalam neritik dalam hingga neritik luar atau dari *prodelta* menuju *shelf*. Hal ini terjadi akibat pengaruh proses sedimentasi yang menyebabkan endapan material halus seperti lanau atau lempung di reservoir OR3, sehingga disimpulkan kurang menarik sebagai reservoir penghasil hidrokarbon.

Reservoir OR6, berdasarkan analisis petrofisika dari sumur UST-29 mengindikasikan *Vshale* berkisar antara 11.4% hingga 81.7%, porositas antara 11.6% dan 26.6% (sedang hingga sangat baik, menurut Koesoemadinata, 1985), permeabilitas 0.159 hingga 179 mD (ketat hingga sangat baik, menurut Koesoemadinata, 1980), dan saturasi air antara 2.1% dan 96.4%. Sementara itu, pada sumur UST-32, analisis petrofisika untuk reservoir OR6 menunjukkan *Vshale* antara 55.4% hingga 84%, porositas antara 0.07% dan 3.5% (buruk hingga sedang, menurut Koesoemadinata, 1985), permeabilitas 0.11 mD (ketat, menurut Koesoemadinata, 1980), dan saturasi air 100%. Tipe log dari kedua sumur tersebut menunjukkan adanya tren pengkasaran ke atas, mengindikasikan bahwa lingkungan pengendapan reservoir OR6 dari transisi hingga neritik luar, mencakup area seperti *mouth bar* atau *distributary mouth bar*, terpengaruh oleh proses sedimentasi yang menyebabkan deposisi material kasar hingga halus seperti batupasir dan *shale* di reservoir OR6. Dari hasil ini, dapat disimpulkan bahwa sumur di bagian selatan, yaitu UST-29, berkembang dengan baik, sedangkan di bagian utara, yaitu sumur UST-32, tidak berkembang dengan baik. Hal ini menunjukkan kemungkinan adanya kompartemenisasi antara Blok Utara dan Selatan.

Reservoir OR8, dari sumur UST-29 mengindikasikan *Vshale* berkisar antara 17% hingga 86.7%, porositas antara 9.2% dan 17.2% (jelek hingga baik, menurut Koesoemadinata, 1985), permeabilitas 0.25 hingga 1.85 mD (ketat, menurut Koesoemadinata, 1980), dan saturasi air 100%. Sementara itu, analisis petrofisika dari sumur UST-32 untuk reservoir OR8 menunjukkan *Vshale* antara 4.9% hingga 26.3%, porositas 0.13% hingga 3.1% (baik, menurut Koesoemadinata, 1985), permeabilitas 0.2 mD hingga 4430 mD (ketat hingga sangat baik, menurut Koesoemadinata, 1980), dan saturasi air antara 1.84% dan 8.6%. Tipe log dari kedua sumur tersebut mengindikasikan tren pengkasaran ke atas, yang menandakan bahwa lingkungan pengendapan reservoir OR8 terbentuk di *prodelta*. Area transisi dari delta menuju *lower mouth bar delta front sand*. Dari hasil ini, dapat disimpulkan bahwa sumur di bagian selatan, yaitu UST-29, tidak berkembang dengan baik, sementara di bagian utara, yaitu sumur UST-32, berkembang dengan baik. Hal ini menunjukkan kemungkinan adanya kompartemenisasi antara blok utara dan selatan di reservoir OR8

SIMPULAN

- Evaluasi umum reservoir berdasarkan log *gamma ray* menunjukkan pola *funnel-shaped* atau corong, indikatif *trend coarsening upward* pada Formasi Talang Akar *Transitional Member* (TRM).
- Analisis fasies pengendapan menunjukkan reservoir OR3 terbentuk dalam lingkungan

neritik dalam hingga neritik luar, OR6 dalam lingkungan transisi hingga neritik luar, dan OR8 dalam lingkungan neritik dalam hingga neritik luar.

- Korelasi log *gamma ray* mengungkapkan kompartemenisasi pada reservoir OR3 dan OR8, sedangkan OR6 menunjukkan kemenerusan lapisan.
- Analisis petrofisika mengindikasikan variasi volume *shale*, *porositas*, *permeabilitas*, dan saturasi air pada reservoir OR3, OR6, dan OR8, dengan kondisi yang beragam di sumur-sumur yang berbeda.
- Lingkungan pengendapan pada masing-masing reservoir memiliki karakteristik khas, yang tercermin dari data sedimentologi dan petrofisika.
- Kompartemenisasi antara Blok Utara dan Selatan terindikasi pada reservoir OR6 dan OR8 berdasarkan variasi hasil analisis petrofisika di sumur yang berbeda.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih kepada PT. Pertamina EP atas dukungan dan penyediaan data. Kami juga ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada Guru Besar dan Dosen Universitas Gadjah Mada, Bapak Prof. Dr. Ir. Sugeng Sapto Surjono, S.T, M.T., IPU, ASEAN Eng. dan Bapak Ir. Jarot Setyowiyoto, M.Sc., Ph.D., ASEAN. Eng. atas bimbingan, arahan, dan masukan dalam proses penelitian ini. Ucapan terima kasih kami sampaikan juga kepada panitia dan reviewer Seminar Nasional Rekayasa, Sains, dan Teknologi (SNARSTEK) tahun 2023 atas kesempatan yang diberikan untuk mempresentasikan hasil penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Blake, A. 1989. Comparison of the efficiency of deterministic and stochastic algorithms for visual reconstruction. IEEE transactions on pattern analysis and machine intelligence, 11(1), 2-12.
- [2] Bishop, M. G. 2001. South sumatra basin province, indonesia: the lahat/talang akar-cenozoic total petroleum system. Denver, Colorado, USA: US Geological Survey.
- [3] Ginger, David, Kevin Fielding. 2005. "The Petroleum System and Future Potential of The South Sumatera Basin", IPA, 30th Annual Convention Proceeding, 2005. Indonesia
- [4] Dewi, I. P. 2014. Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Talang Akar Berdasarkan Data Cutting dan Wireline Log pada Lapangan X Cekungan Sumatera Selatan (Doctoral dissertation, Diponegoro University).
- [5] Kamal, A., Argakoesoemah, R. M. I., Solichin. 2008. "A Proposed Basin Scale Lithostratigraphy For South Sumatra Basin", Indonesian Association of Geologists, Paper Presented At The Sumatra Stratigraphy Workshop, Duri-Riau Province.
- [6] Pertamina, 2015 "Internal Report On Laboratory Test OGN Field", Tidak di publikasikan.
- [7] Pertamina, 2013, dalam "Report On Lemigas Laboratory Test Core Analysis Result" Tidak dipublikasikan.

Tabel 1. Hasil determinasi komposisi mineral Reservoir OR3 Sumur UST- 29

No	Depth (m)	Komposisi Mineral Utama (%)						Nama Batuan
		Min. Lempung/Clay	Kuarsa/Silt	Kuarsa/Sand	Kalsit	Glaukonit	Batubara	
		<0,063 mm	0,03 - 0,063 mm	>0,063 mm				
17	1242	5	65	28	2	-	-	Sandy-siltstone
18	1246	5	60	32	3	-	-	Sandy-siltstone
19	1260	10	70	19	1	-	-	Siltstone

Tabel 2. Hasil determinasi komposisi mineral Reservoir OR6 Sumur UST- 29

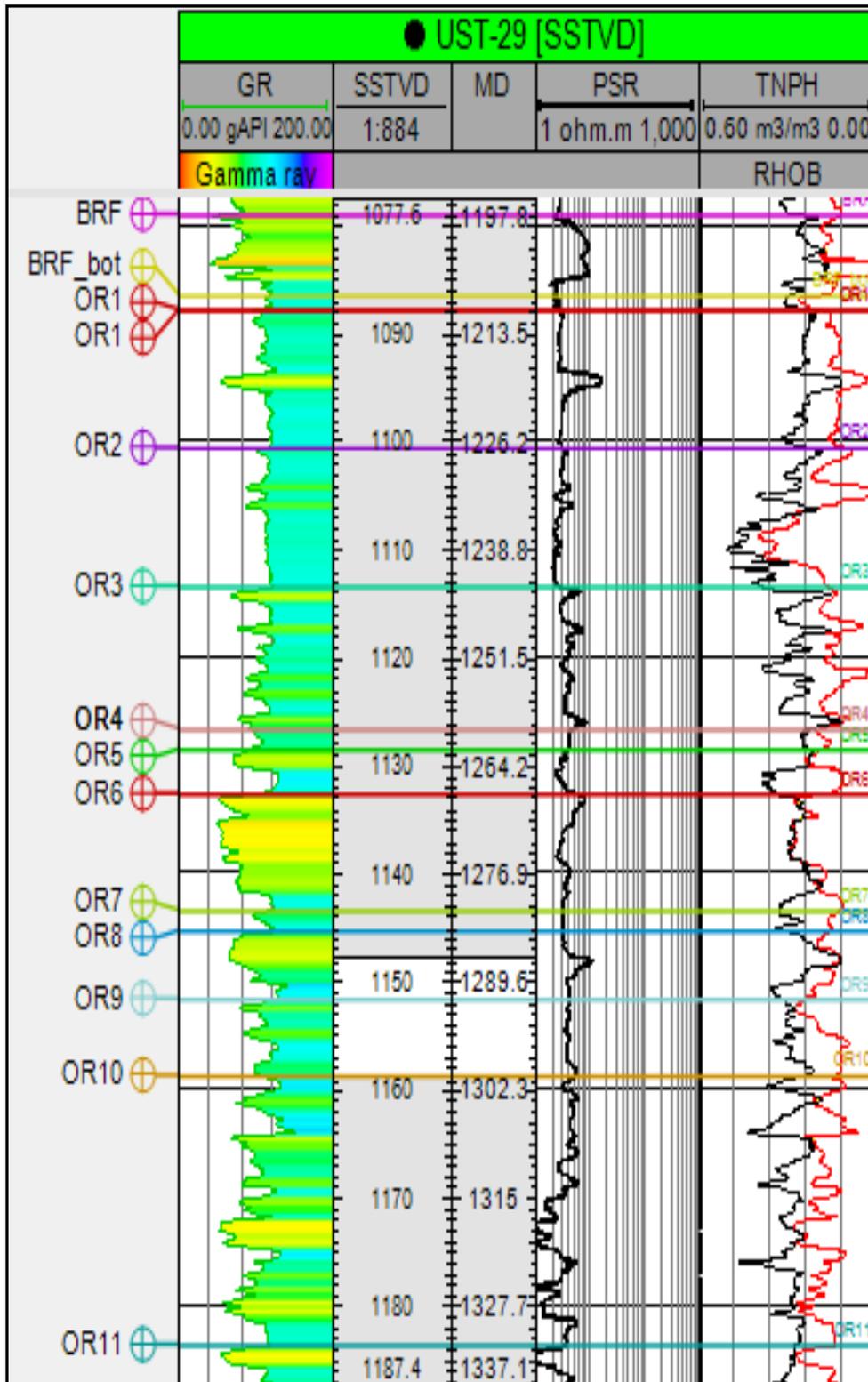
No	Depth (m)	Komposisi Mineral Utama (%)						Nama Batuan
		Min. Lempung/Clay	Kuarsa/Silt	Kuarsa/Sand	Kalsit	Glaukonit	Batubara	
		<0,063 mm	0,03 - 0,063 mm	>0,063 mm				
22	1266	18	75	5	2	-	-	Siltstone
23	1270	14	80	5	1	-	-	Siltstone
24	1272	5	90	5	0	-	-	Siltstone
25	1282	5	89	5	1	-	-	Siltstone

Tabel 3. Hasil determinasi komposisi mineral Reservoir OR8 Sumur UST- 29

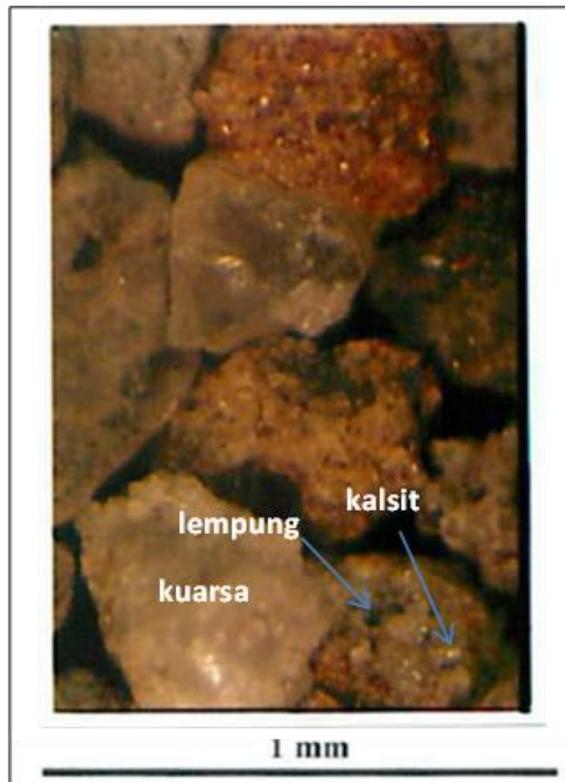
No	Depth (m)	Komposisi Mineral Utama (%)						Nama Batuan
		Min. Lempung/Clay	Kuarsa/Silt	Kuarsa/Sand	Kalsit	Glaukonit	Batubara	
		<0,063 mm	0,03 - 0,063 mm	>0,063 mm				
26	1288	5	27	65	1	2	-	Silty-sandstone
27	1294	5	28	64	1	2	-	Sandstone
28	1296	5	23	68	2	2	-	Sandstone
29	1298	5	23	70	1	1	-	Sandstone
30	1304	5	37	55	2	1	-	Silty-sandstone

Tabel 4. Hasil determinasi komposisi mineral Reservoir OR8 Sumur UST- 32

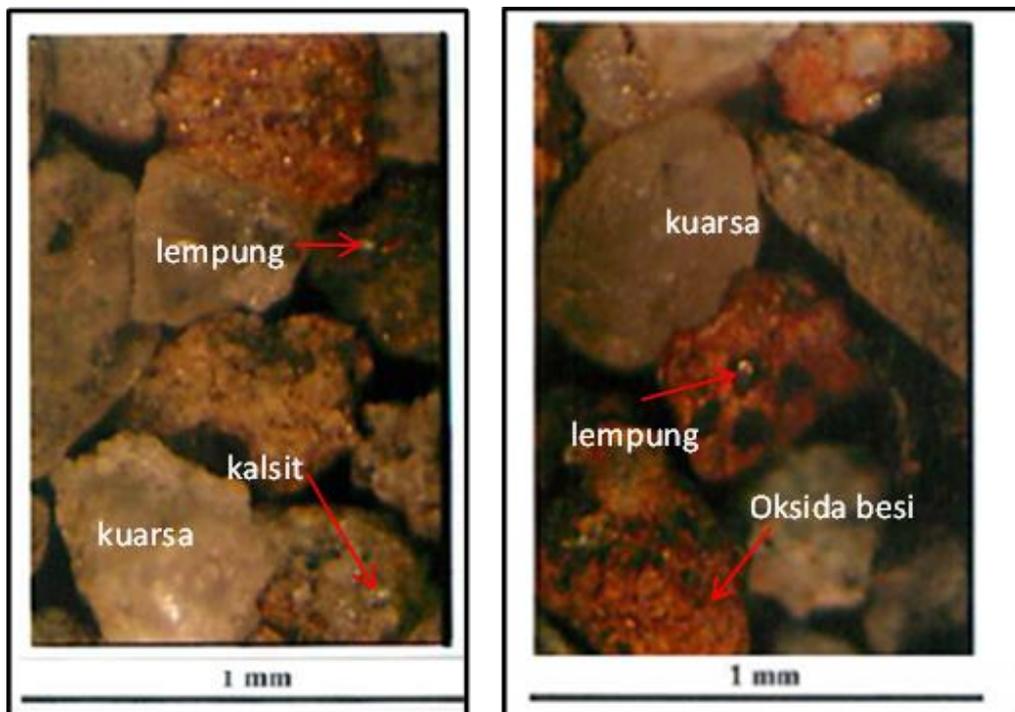
NO.	DEPTH (meter)	FACIES	CLASSIFICATION FOLK (1980)	CLAY MINERALS (%)				CARBONATE MINERALS (%)			OTHER MINERALS (%)				TOTAL (%)			
				SMECTITE	ILLITE	KAOLINITE	CHLORITE	CALCITE	DOLOMITE	SIDERITE	QUARTZ	K-FELDS-PAR	PLAGIOCLASE	PYRITE	CLAY	CARBONATE	OTHER	
1	1303.84	C	Sublitharenite	-	5	5	-	-	-	-	-	88	1	-	1	10	-	90
2	1304.78		Sublitharenite	-	8	6	-	-	-	-	-	80	3	-	3	14	-	86
3	1305.80		Sublitharenite	-	7	6	-	-	-	1	-	80	2	-	4	13	1	86
4	1306.79		Sublitharenite	-	5	5	-	-	-	-	-	86	1	-	3	10	-	90
5	1307.79		Sublitharenite	-	8	5	-	-	-	-	-	84	1	-	2	13	-	87
6	1308.87		Sublitharenite	-	8	6	-	-	1	1	-	80	1	-	3	14	2	84
7	1309.82		Lithic greywacke	-	12	12	-	-	2	1	-	65	2	-	6	24	3	73



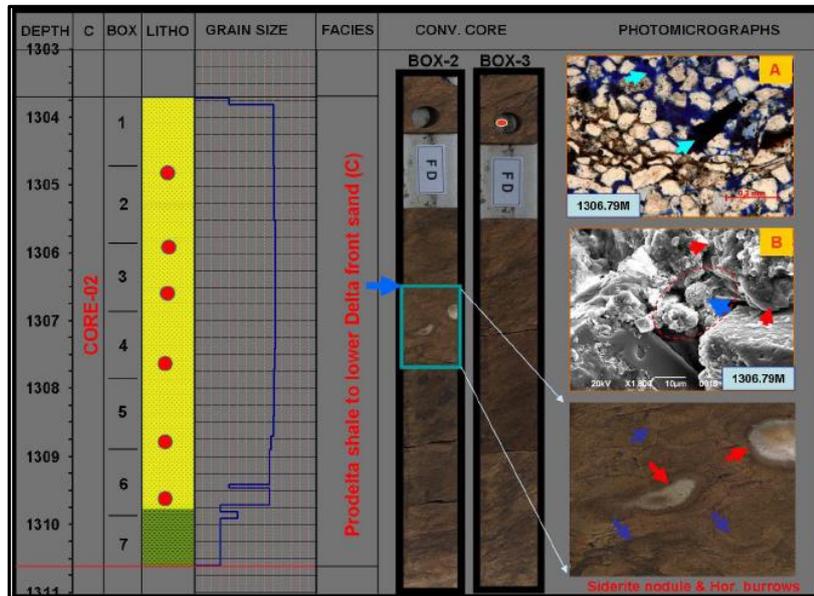
Gambar 1. Tipe Log Sumur UST-29, menunjukkan log gamma ray, dimana Reservoir OR3, OR6 dan OR8 sebagai reservoir daerah telitian (Pertamina, 2015).



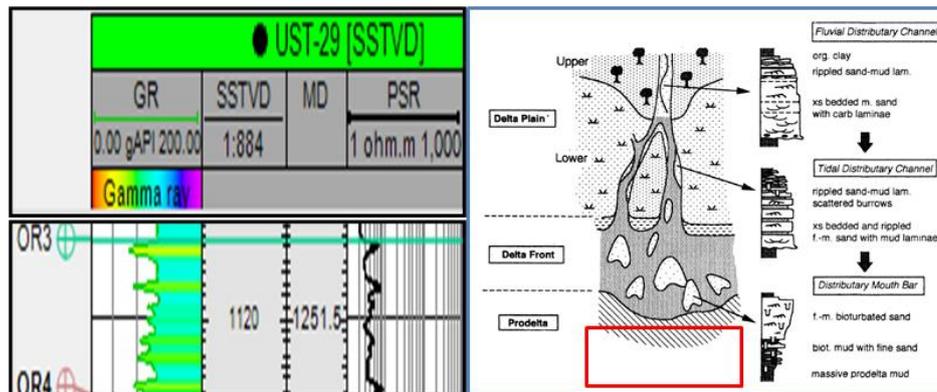
Gambar 2. Hasil analisis cutting, Zona Reservoir OR3, pada kedalaman 1243,11 – 1253,5 m.



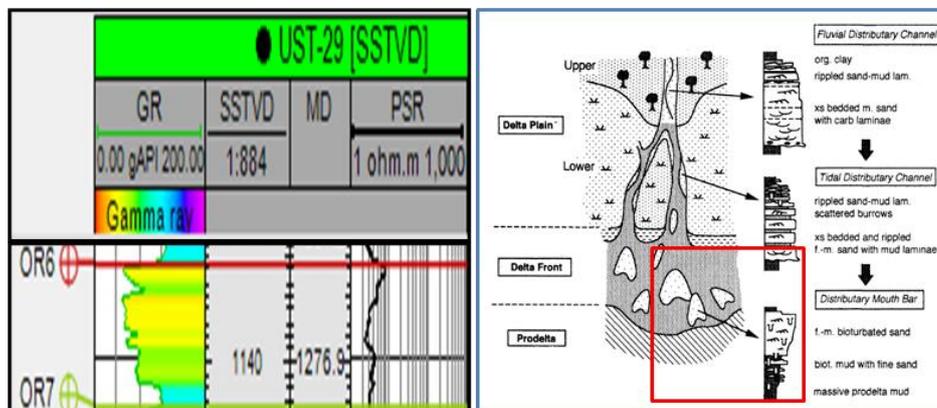
Gambar 3. Hasil analisis cutting Zona OR6, foto kiri pada kedalaman 1260-1262 m dan foto kanan pada kedalaman 1280-1282 m (Pertamina, 2002).



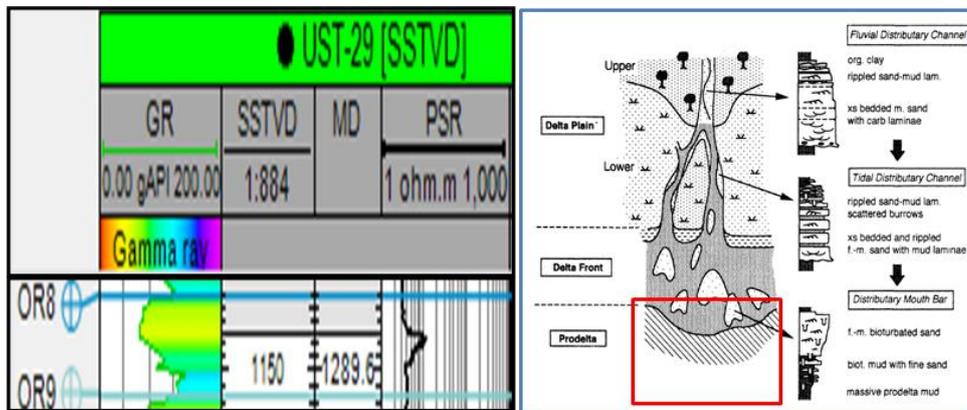
Gambar 4. Hasil analisa core reservoir OR8, A) memperlihatkan komposisi utama butiran terdiri dari quartz, feldspar, fragmen batuan, dan organic carbon. B) memperlihatkan adanya mineral pyrite diantara ruang pori dan pada conventional core close-up terdapat siderite nodule [7].



Gambar 5. Analisis lingkungan pengendapan pada zona reservoir OR3



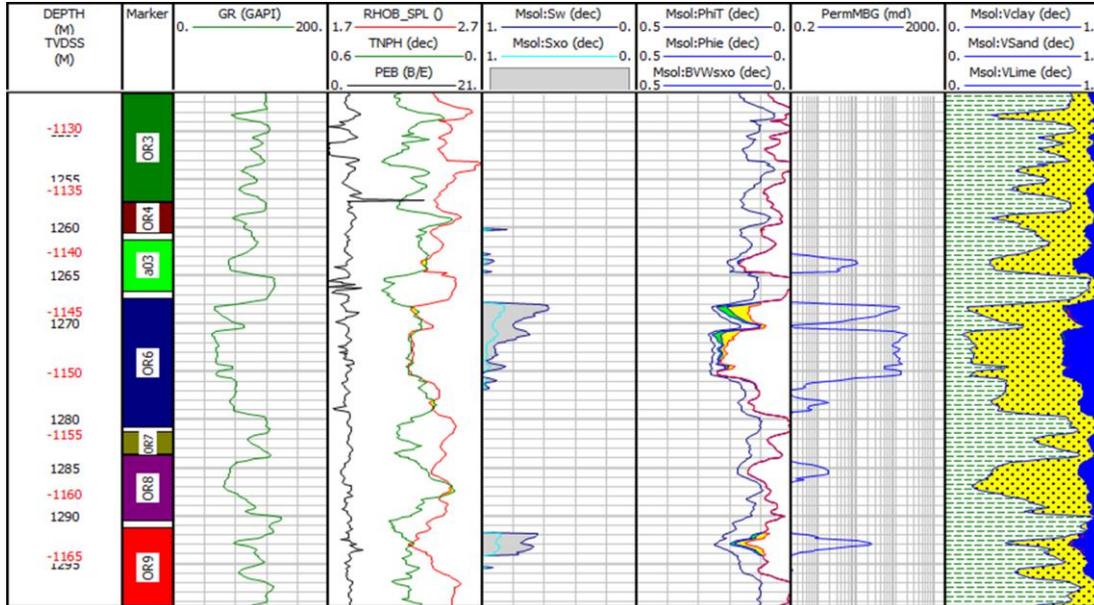
Gambar 6. Analisis lingkungan pengendapan pada zona reservoir OR6



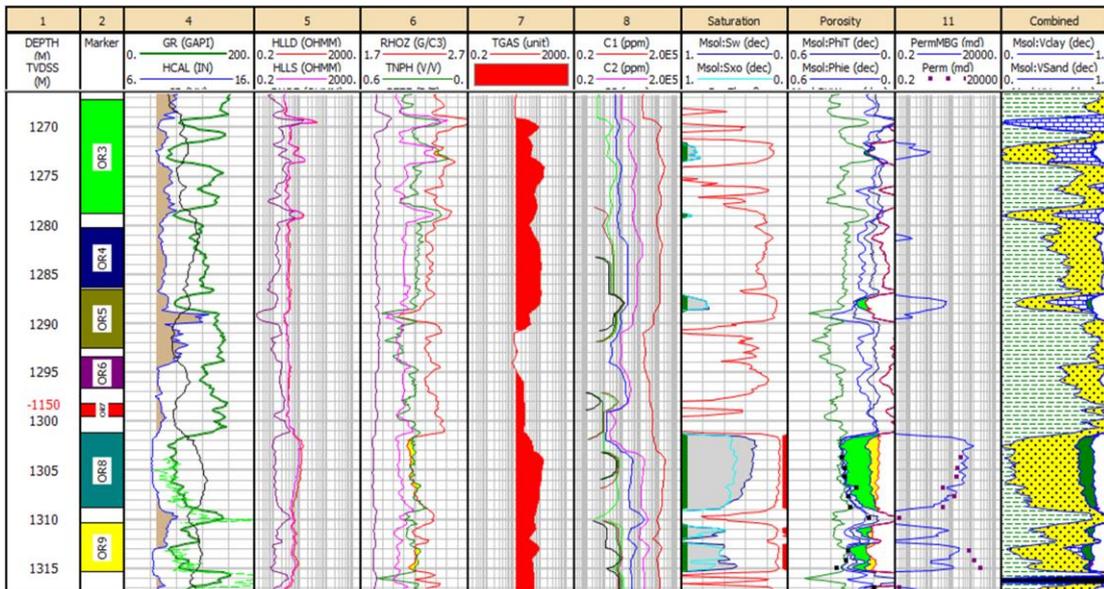
Gambar 7. Analisis lingkungan pengendapan pada zona reservoir OR8



Gambar 8. Korelasi log sumur UST 20-27-22-24-21 Reservoir OR3, datum struktur (atas) dan datum stratigrafi (bawah)



Gambar 9. Analisis petrofisik log UST-29, Reservoir OR3 memiliki porositas dan permeabilitas kecil serta Sw 100%, Reservoir OR6 memiliki porositas dan permeabilitas sedang sampai dengan baik serta Sw sekitar 45% dan Reservoir OR8 memiliki porositas dan permeabilitas sedang serta Sw tinggi



Gambar 9. Analisis petrofisika log UST-32, Reservoir OR3 memiliki porositas dan permeabilitas kecil serta Sw tinggi, Reservoir OR6 memiliki porositas dan permeabilitas kecil serta Sw tinggi dan Reservoir OR8 memiliki porositas dan permeabilitas sedang sampai baik serta Sw kurang dari 30%.

