



EVALUASI PETROFISIKA DENGAN VALIDASI MULTIMIN DAN XPT PADA BATUPASIR COORIKIANA, BLOK SESAR TERDEPLESI, CEKUNGAN COOPER

PETROPHYSICAL EVALUATION WITH MULTIMIN AND XPT VALIDATION OF COORIKIANA SANDSTONE IN A DEPLETED FAULT BLOCK, COOPER BASIN

Yansent Christiano*
STT MIGAS Balikpapan

*Corresponding author: christianoyansent@gmail.com

ABSTRAK

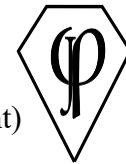
Reservoir batupasir *glaukonitik* di Cekungan Cooper seringkali mengalami optimisasi saturasi air jika menggunakan metode Archie konvensional karena metode ini gagal mengkuantifikasi air terikat pada lempung, yang berpotensi mengarahkan estimasi cadangan secara keliru pada blok struktural *downdip* yang kompleks. Penelitian ini mengintegrasikan *log wireline* dengan model petrofisika Multimin terkendala yang secara eksplisit menginkorporasi *Illite*, *Kaolinite*, dan *Glauconite* serta memvalidasi hasil terhadap 19 pengukuran tekanan/mobilitas XPT pada sumur pengembangan Isoptera 2. Analisis mengkuantifikasi 10,4 m net oil pay (PHIE 15,2%, Sw 51%), mengonfirmasi pengangkatan struktur 6 m sekaligus memperluas batas hidrokarbon terkonfirmasi sekitar 370 m ke arah *downdip*. Data XPT mengungkap *depletion* 190 psi pada zona CC35-10, namun mobilitas yang masih tertahan sebesar 5,13 mD/cP membuktikan konektivitas hidrolik komersial tetap bertahan meskipun terdapat produksi di sekitarnya. Alur kerja terintegrasi ini menyelesaikan risiko pesimis yang telah lama ada pada batupasir *shaly* di Cekungan Cooper, menyediakan kalibrasi untuk mengurangi risiko kualitas reservoir *downdip* dan tekanan menggunakan Multimin yang dikalibrasi dengan data XPT spesifik lapangan.

Kata kunci: Evaluasi petrofisika, Pemodelan Multimin, Cekungan Cooper, Reservoir batupasir *shaly*, Uji tekanan formasi XPT.

ABSTRACT

In glauconitic shaly-sand reservoirs of the Cooper Basin, conventional Archie-based saturation calculations overestimate water saturation by failing to quantify clay-bound water, potentially misdirecting reserve estimates in structurally complex downdip blocks. This study integrates wireline logs with a constrained Multimin petrophysical model explicitly incorporating Illite, Kaolinite, and Glauconite and validates results against 19 XPT pressure/mobility measurements in the Isoptera 2 development well. The analysis quantifies 10.4 m of net oil pay (PHIE 15.2%, Sw 51%), confirming a 6 m structural uplift while extending the confirmed hydrocarbon extent approximately 370 m downdip. Critically, XPT data reveals a 190 psi depletion in the CC35-10 zone, yet retained mobility of 5.13 mD/cP proves commercial hydraulic connectivity persists despite nearby production. This integrated workflow resolves the longstanding underestimation risk in shaly Cooper Basin sands, providing a calibrated standard for reliably de-risking downdip reservoir quality and pressure communication using Multimin constrained by field-specific XPT calibration.

Keywords: *Petrophysical evaluation, Multimin modeling, Cooper Basin, Shaly-sand reservoirs, XPT formation pressure testing.*



1. PENDAHULUAN/ INTRODUCTION

Cekungan Cooper di Australia Selatan merupakan salah satu provinsi hidrokarbon paling produktif di Australia, dengan reservoir utama yang mencakup batupasir berumur Permian hingga Kapur Awal. Formasi Coorikiana Sandstone, yang berumur Kapur Awal, telah terbukti sebagai target eksplorasi, appraisal, dan pengembangan yang sah di sektor Australia Selatan dari Cekungan Cooper/Eromanga. Reservoir ini terdiri dari batupasir regresif laut *shoreface* dengan karakteristik petrofisika yang bervariasi, dan telah menghasilkan minyak serta gas dari beberapa lapangan di region tersebut.

Namun, evaluasi petrofisika pada batupasir Cekungan Cooper menghadapi tantangan signifikan akibat kehadiran mineral lempung seperti *illite*, *kaolinite*, dan *glauconite*. Metode Archie konvensional, yang dirancang untuk batupasir bersih (*clean sand*), mengasumsikan bahwa konduktivitas listrik batuan semata-mata berasal dari fluida dalam pori-pori. Pada batupasir shaly termasuk reservoir *glaukonitik* di Cekungan Cooper kehadiran mineral lempung memberikan konduktivitas tambahan melalui air terikat pada permukaan lempung (*clay-bound water*) dan pertukaran kation. Akibatnya, metode Archie cenderung menghasilkan *overestimation* saturasi air (S_w), yang pada gilirannya meremehkan saturasi hidrokarbon ($S_h = 1 - S_w$) dan berpotensi mengarahkan estimasi cadangan secara keliru.

Permasalahan mendasar dalam evaluasi petrofisika batupasir shaly termasuk reservoir *glaukonitik* di Cekungan Cooper terletak pada mekanisme konduktivitas listrik yang lebih kompleks dibandingkan batupasir bersih. Pada batuan bersih, konduktivitas total batuan (C_0) semata-mata merupakan fungsi dari konduktivitas air pori (C_w), porositas (ϕ), dan saturasi air (S_w), sebagaimana diformulasikan dalam persamaan Archie:

$$C_0 = \frac{1}{a} \phi^m S_w^n C_w$$

Namun, pada batupasir shaly, konduktivitas total merupakan penjumlahan dari dua jalur konduktif paralel: (1) konduktivitas melalui air pori bebas (*free water*), dan (2) konduktivitas tambahan yang disumbangkan oleh kation-kation yang teradsorpsi pada permukaan mineral lempung (*clay counter-ions*). Fenomena ini pertama kali dimodelkan secara fundamental oleh Waxman dan Smits (1968), yang menunjukkan bahwa konduktivitas batuan shaly-sand dapat dinyatakan sebagai:

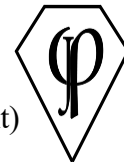
$$C_0 = \frac{1}{F^*} (C_w + B Q_v S_w^{n-1})$$

di mana F^* adalah formation factor yang dikoreksi untuk shaly sand, B adalah equivalent conductance of clay counter-ions, dan Q_v adalah cation exchange capacity per unit pore volume.

Parameter Q_v yang mencerminkan Cation Exchange Capacity (CEC) mineral lempung menjadi kunci dalam memahami perilaku konduktivitas shaly sand. Mineral lempung seperti *illite*, *kaolinite*, dan terutama *glauconite* memiliki CEC yang bervariasi: *illite* (20-40 meq/100g), *kaolinite* (3-15 meq/100g), dan *glauconite* yang kaya akan ion ferric (Fe^{3+}) memiliki CEC yang cukup signifikan serta efek tambahan berupa penekanan resistivitas akibat kandungan besinya. Air terikat pada permukaan lempung (*clay-bound water*) ini memiliki konduktivitas yang berbeda dari air pori bebas dan tidak dapat diproduksi.

Model Dual-Water yang dikembangkan oleh Clavier et al. (1977) dan diadopsi dalam pendekatan Multimin pada penelitian ini, secara eksplisit membedakan antara *free water* (air pori yang dapat bergerak dan konduktif) dan *bound water* (air yang terikat secara elektrokimia pada permukaan lempung). Dengan memodelkan kedua komponen air ini secara terpisah serta menginkorporasi mineral-mineral lempung spesifik sebagai komponen matriks metode Multimin mampu menghitung porositas efektif (PHIE) dan saturasi air (S_w) yang lebih akurat dibandingkan Archie konvensional, yang mengabaikan keberadaan jalur konduktif tambahan dan air terikat pada lempung.

Permasalahan ini semakin kritis pada blok struktural *downdip* yang kompleks, di mana ketidakpastian struktur dan komunikasi tekanan antar sumur menjadi faktor penentu keberhasilan pengembangan. Sumur Isoptera 2, yang terletak sekitar 370 m pada arah 225° dari sumur Isoptera 1 yang telah berproduksi dari interval Coorikiana yang sama, dibor sebagai sumur pengembangan vertikal untuk mengalirkan area yang lebih ke arah *downdip*. Risiko utama yang diidentifikasi sebelum pengeboran

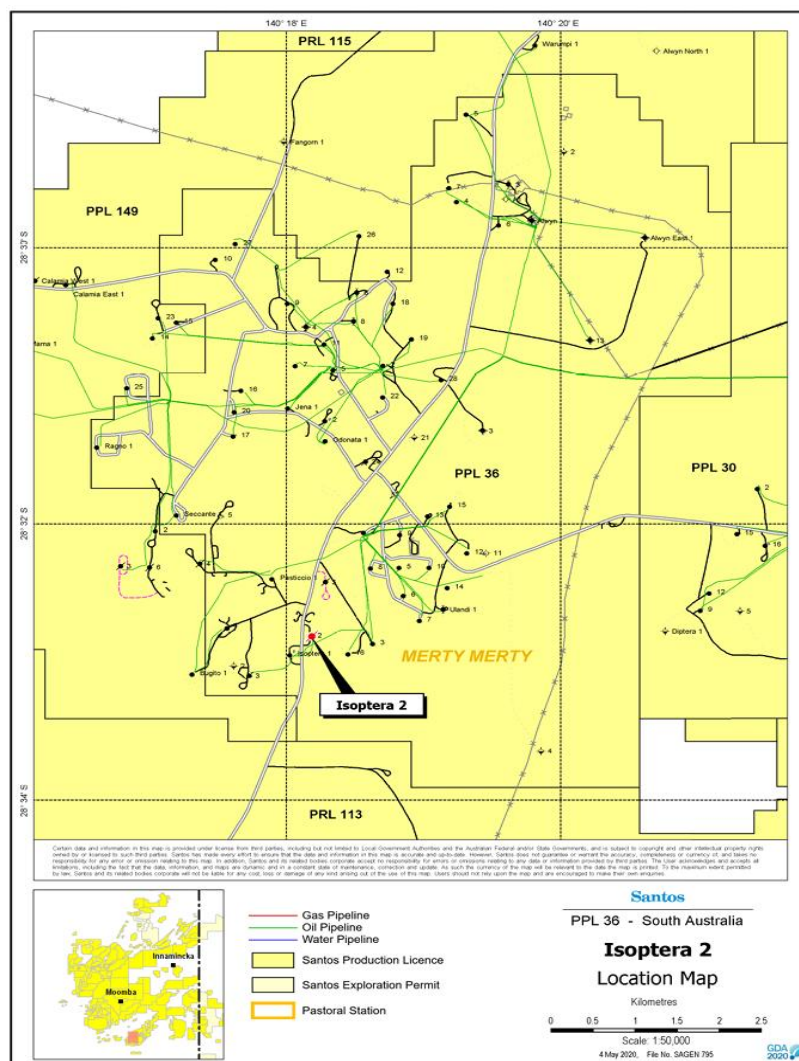


adalah potensi *depletion* (penurunan tekanan) akibat produksi dari sumur di sekitarnya serta *sweep efficiency* yang tidak sempurna.

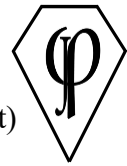
Penelitian ini bertujuan untuk: (1) mengkarakterisasi litologi dan mengidentifikasi zona reservoir kasar pada Sumur Isoptera 2 menggunakan analisis log Gamma Ray dan *crossplot* Neutron-Density; (2) mengidentifikasi fluida hidrokarbon dan menghitung saturasi pada interval Coorikiana Sandstone menggunakan data resistivitas dan metode petrofisika Multimin; dan (3) menentukan ketebalan net pay hidrokarbon serta kualitas reservoir berdasarkan integrasi data well log dan data pendukung. Pendekatan Multimin dipilih karena kemampuannya untuk memodelkan secara simultan berbagai mineral dan fluida, sehingga memberikan estimasi porositas efektif dan saturasi air yang lebih akurat pada batuan kompleks. Validasi terhadap 19 titik pengukuran XPT (*Xpress Pressure Tool*) memberikan konfirmasi independen terhadap kualitas reservoir dan mobilitas fluida.

2. METODE PENELITIAN/ RESEARCH METHODE

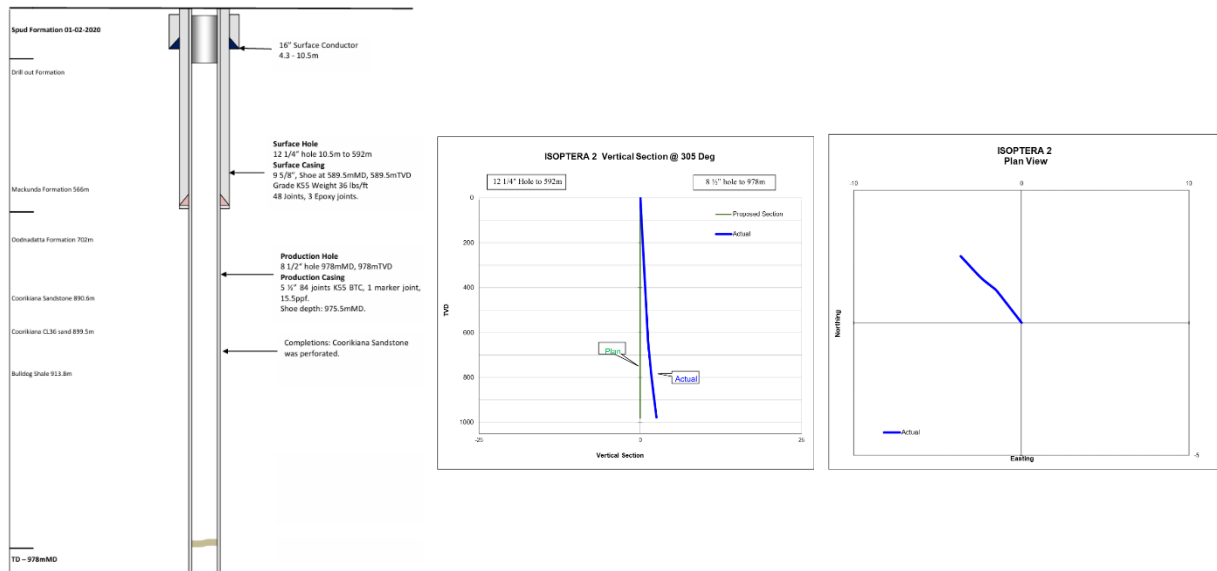
2.1 Lokasi dan Data Sumur



Gambar 1: Peta Lokasi Sumur Isoptera 2 pada Lapangan Isoptera, Cekungan Cooper, Australia Selatan.



Sumur Isoptera 2 terletak di Cekungan Cooper, Australia Selatan, dalam wilayah Production Licence PPL 36 pada blok Nappacoongee-Murteree. Koordinat permukaan sumur berada pada grid N 6842019.907 m dan E 431810.019 m (GDA94/MGA94 Zone 54), setara dengan latitude S 28° 32' 48.65" dan longitude E 140° 18' 10.53". Elevasi Rotary Table (RT) berada pada 33.43 m di atas permukaan laut (MSL), dengan *ground level* (GL) pada 29.13 m MSL, sehingga ketinggian RT terhadap GL adalah 4.30 m.



Gambar 2: Diagram dan Trajektori Sumur Isoptera 2.

Sumur dibor vertikal hingga kedalaman total 978 m *measured depth* (MD), dengan deviasi maksimum hanya 0,5° pada kedalaman 866,6 m MD. Lubang bor terdiri dari *surface hole* 12¼ inci dari 10,5 m hingga 592 m MD yang dilapisi *casing* 9⅝ inci, dan *production hole* 8½ inci dari 592 m hingga 978 m MD.

2.2 Akuisisi Data Logging

Akuisisi data wireline dilakukan oleh Schlumberger pada dua run utama:

Run 1: Quad Combo mencakup *Gamma Ray* (GR), *High-Resolution Laterolog Array* (HRLA) untuk resistivitas dalam, *Density*, *Neutron*, *Sonic (Inline Dipole)*, 4CAL, dan SP, dari permukaan hingga 969,6 m MD. BHT tercatat 68,1°C dengan waktu sirkulasi 11 jam.

Run 2: XPT (*Xpress Pressure Tool*) sebanyak 19 titik pengukuran tekanan dan mobilitas pada interval 886,1–910,7 m MD, dengan BHT 68,8°C dan waktu sirkulasi 19,25 jam. Dari 19 titik, 12 valid dan 7 *dry test*.

Tabel 1: Tipe Log yang tersedia dari data Sumur Isoptera 2.

Tipe Log	Quad Combo	XPT
<i>Casing Check</i>	Y	Y
<i>Scale Check</i>	Y	Y
<i>Depth Casing Total</i>	Y	N
<i>Calibration OK</i>	Y	N/A
<i>Repeatability</i>	Y	N



<i>Logging Speed</i>	12-18 m/mn	N/A
<i>Offset well repeatability</i>	N	N
<i>Noisy/Missing Data</i>	Y	N
<i>Rm Measurement</i>	Y	N
<i>Res.Check</i>	Y	N
<i>Density Check</i>	Y	N
<i>Log Header/Tail</i>	Y	Y
<i>Print Quality</i>	Y	Y

2.3 Metode Multimin

Evaluasi petrofisika kuantitatif dilakukan menggunakan metode Multimin dalam software Geolog. Model yang digunakan untuk interval Coorikiana adalah "isoptera2_coor_sst" dengan komponen mineral: Quartz, Calcite (dibatasi maksimal 15% total mineralogi), Glauconite, Illite, dan Kaolinite, serta komponen fluid: Oil, Bound Water, dan Free Water. Parameter kunci: cementation exponent (m) = 1,85 dan saturation exponent (n) = 1,85.

Tabel 2: Model Multimin yang digunakan untuk analisis interval Sumur Isoptera 2.

Analisis Interval	Multimin Model Utilised
Formasi Oodnadatta	Bugito3_shale
Coorikiana Sandstone	Bugito3_coor_sst
Bulldog Shale	Bugito3_shale

Tabel 3: Nilai koefisien parameter C dan X yang digunakan untuk estimasi permeabilitas per Model Interval Sumur Isoptera 2.

Interval	C	X
Oodnadatta	100	2
Coorikiana CL36	200	15
Coorikiana CC35	80	15
Bulldog Shale	100	2

Tabel 4: Interpretasi Parameter untuk Metode Multimin pada Model "isoptera2_coor_sst".

Multimin Model: isoptera2_coor_sst						
Mineral	ρ_b (g/cc)	ϕ_N (v/v)	U (B/cc)	GR (GAPI)	DT (us/ft)	CEC
Quartz	2.65	-0.05	5.04	407	50.4	-
Calcite	2.71	0	14.13	11	47.49	-
Glauconite	2.85	0.51	19.1	140	49.41	0.25
Illite	2.78	0.247	11.12	160	85.34	0.4
Kaolinite	2.62	0.451	5.38	104	85.34	0.12
Model Comments	m= fixed (1.85); n= fixed (1.85). Model constrained such that calcite is limited to 15% of the total mineralogy.					

Tabel 5: Interpretasi Parameter untuk Metode Multimin pada Model "isoptera2_shale".



Multimin Model: isoptera2_shale						
Mineral	ρ_b (g/cc)	ϕ_N (v/v)	U (B/cc)	GR (GAPI)	DT (us/ft)	CEC
Quartz	2.645	-0.05	5.04	10	50.4	-
Calcite	2.71	0	14.13	11	47.49	-
Glaucinite	2.85	0.51	19.1	150	49.41	0.25
Illite	2.75	0.247	11.12	160	85.34	0.4
Kaolinite	2.62	0.451	5.38	104	85.34	0.1
Smectite	2.63	0.218	7.61	168	85.34	1
Model Comments	m= fixed (2); n= fixed (2).					

Untuk interval Oodnadatta dan Bulldog Shale digunakan model "isoptera2_shale" dengan tambahan Smectite dan parameter $m = 2,0$, $n = 2,0$.

Resistivitas air formasi (R_w) yang digunakan adalah 0,75 ohm-m pada 75°F, konsisten dengan sumur offset di kompleks JALBU. Permeabilitas diestimasi menggunakan persamaan *Coates Free Fluid* dengan parameter C dan X yang dikalibrasi terhadap mobilitas XPT.

2.4 Definisi Cut-off

Berdasarkan standar untuk reservoir Cretaceous di Cekungan Cooper, kriteria net pay yang digunakan adalah:

Gross sand: $PHIE > 2\%$

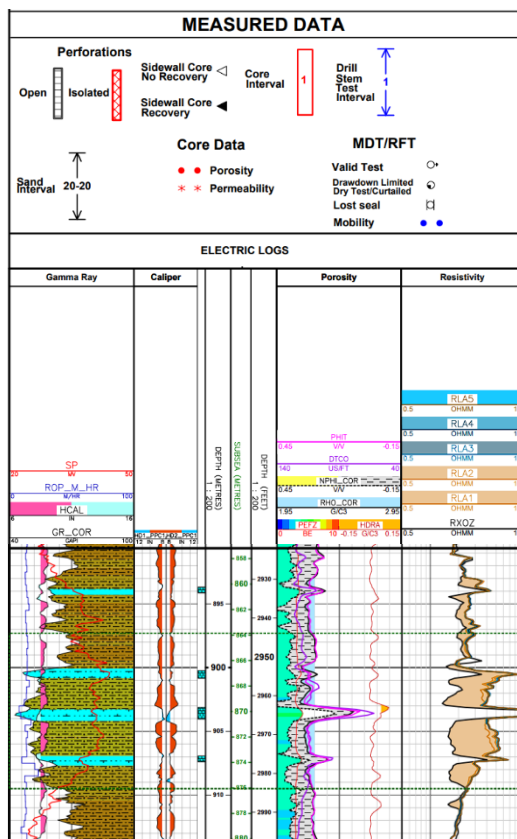
Conventional net sand: $PHIE > 10\%$

Conventional net pay: $PHIE > 10\%$ dan $Swt < 70\%$

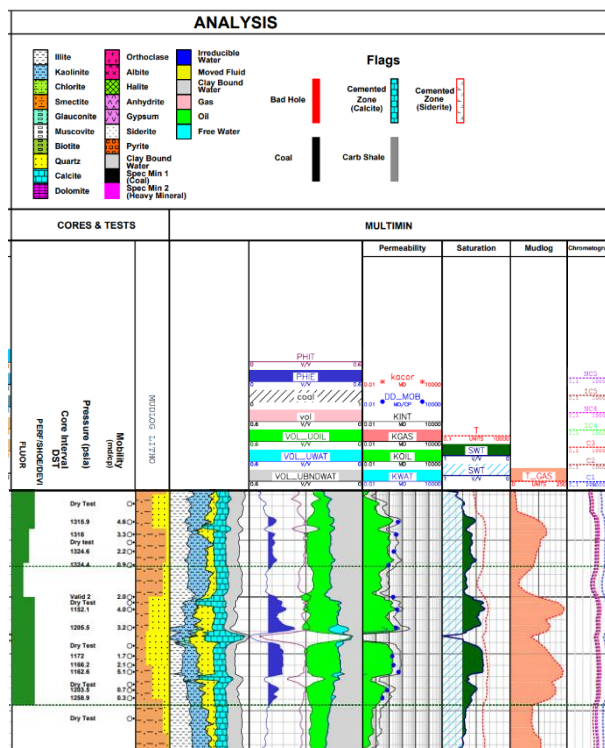
3. HASIL DAN PEMBAHASAN/ RESULT AND DISCUSSION

3.1 Karakteristik Litologi dan Identifikasi Zona Reservoir

Analisis log Gamma Ray (GR) pada interval Coorikiana Sandstone (890,6–913,8 mMD) menunjukkan nilai GR berkisar 60–70 GAPI, yang tergolong low to moderate gamma ray (Gambar 3 dan 4). Nilai GR yang relatif rendah ini mengindikasikan batupasir yang relatif bersih (clean sand) dengan kandungan serpih rendah hingga menengah.



Gambar 3: *Well Evaluation Summary (WES) Plot untuk interval Coorikiana Sandstone (measured data).*





Gambar 4: *Well Evaluation Summary* (WES) Plot untuk interval Coorikiana Sandstone (*analysis*).

Interval Oodnadatta Formation (691,3–890,6 mMD) menunjukkan nilai GR 70–110 GAPI yang fluktuatif, mencerminkan litologi dominan *siltstone* dengan *interbeds* batupasir tipis yang memiliki kandungan serpih lebih tinggi. Pada Bulldog Shale (913,8–978 mMD), nilai GR meningkat drastis hingga >100 GAPI bahkan mencapai 150 GAPI, menunjukkan litologi serpih massif yang berfungsi sebagai seal efektif. Transisi GR yang tajam pada kedalaman ~914 m menjadi marker stratigrafi yang jelas antara reservoir Coorikiana dan *seal* Bulldog Shale.

Analisis crossplot *Neutron-Density* pada interval Coorikiana menunjukkan fenomena *crossover* yang signifikan, di mana density porosity (DPHI) lebih rendah dibanding neutron porosity (NPHI) yang merupakan indikasi keberadaan hidrokarbon ringan (minyak). Intensitas *crossover* terkuat terlihat pada interval 899–903,5 mMD, yang berkorelasi dengan puncak gas tertinggi pada *mudlog* (239 unit) dan fluoresensi *bright yellow white* pada 100% batupasir.

3.2 Identifikasi Fluida dan Perhitungan Saturasi

3.2.1 Analisis Resistivitas Dalam (HRLA/LLD)

Interval Coorikiana Sandstone menunjukkan anomali resistivitas yang sangat jelas (Gambar 3). Nilai resistivitas dalam (HRLA) melonjak dari 1–3 ohm-m pada zona serpih di atasnya menjadi >10 ohm-m pada zona batupasir produktif, mencapai puncak 20–35 ohm-m pada kedalaman 896–909 mMD (Tabel 1).

Tabel 6: Nilai Resistivitas pada Interval Formasi.

Interval	Kedalaman (mMD)	Resistivitas Dalam (ohm-m)	Interpretasi Awal
Oodnadatta Fm	700–800	1–3	Shale/siltstone (non-reservoir)
Coorikiana (upper)	891–896	5–10	Reservoir marginal
Coorikiana CL36-10	896–902	15–30	Reservoir minyak kualitas baik
Coorikiana CC35-10	902–909	20–35	Reservoir minyak kualitas baik
Bulldog Shale	914–978	1–2	Shale seal

Anomali resistivitas tinggi ini dikarenakan air formasi dengan $R_w = 0,75$ ohm-m pada 75°F menyebabkan batupasir jenuh air memiliki resistivitas hanya sekitar 1–3 ohm-m. Lonjakan hingga 20–35 ohm-m mengonfirmasi keberadaan hidrokarbon (minyak) dengan saturasi signifikan.

3.2.2 Interpretasi Multimin

Hasil analisis Multimin untuk interval Coorikiana dirangkum dalam Tabel 7 dan divisualisasikan pada Gambar 4.

Tabel 7: Hasil Interpretasi Multimin per Zona.

Zona	Interval (mMD)	Vcl (%)	PHIT (%)	PHIE (%)	Sw (%)	Perm (mD)	Net Pay (m)
CL36-10	891–899	61,9	29	12,5	57	3,8	3
CC35-10	899–909	49,6	29,3	16,3	48	5,9	7,3
Coorikiana Total	890,6–913,8	53,2	29,2	15,2	51	5,3	10,4



Untuk mengkuantifikasi sejauh mana metode Archie konvensional menghasilkan overestimasi saturasi air pada reservoir glaukonitik ini, dilakukan perhitungan komparatif menggunakan persamaan Archie standar pada interval Coorikiana yang sama. Persamaan Archie untuk saturasi air dinyatakan sebagai:

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{1/n}$$

dengan parameter yang digunakan: $a = 1,0$; $m = 1,85$; $n = 1,85$; $R_w = 0,75$ ohm-m pada 75°F ; dan R_t HRLA resistivitas dalam. Hasil perhitungan Archie menunjukkan rata-rata S_w sebesar 68% pada interval net pay Coorikiana, jauh lebih tinggi dibandingkan hasil Multimin yang menghasilkan S_w rata-rata 51% selisih sekitar 17% saturasi (Tabel 7a). Perbedaan ini sangat signifikan karena overestimasi S_w sebesar 17% setara dengan underestimasi saturasi hidrokarbon ($Sh = 1 - S_w$) sebesar 33% relatif (dari 49% menjadi 32%).

Tabel 7a: Perbandingan Hasil Archie vs Multimin pada Interval Coorikiana.

Zona	Interval (mMD)	Sw Archie (%)	Sw Multimin (%)	ΔS_w (%)	ΔSh relatif (%)
CL36-10	891–899	72	57	15	35
CC35-10	899–909	64	48	16	31
Rata-rata	890,6–913,8	68	51	17	33

Perbedaan ini disebabkan oleh mekanisme konduktivitas tambahan yang tidak dimodelkan oleh Archie. Pada batupasir glaukonitik Coorikiana, mineral lempung terutama illite dan glauconite memiliki Cation Exchange Capacity (CEC) yang signifikan. Kation-kation yang teradsorpsi pada permukaan lempung ini menyediakan jalur konduktif tambahan di samping konduktivitas air pori, sehingga resistivitas batuan yang terukur menjadi lebih rendah dari yang seharusnya untuk saturasi air tertentu. Akibatnya, Archie yang mengasumsikan konduktivitas semata-mata dari air pori bebas menginterpretasikan resistivitas rendah ini sebagai indikasi saturasi air yang lebih tinggi.

Dengan kata lain, perbedaan 17% S_w antara Archie dan Multimin merepresentasikan air terikat pada lempung (clay-bound water) yang tidak dapat diproduksi dan tidak boleh diperhitungkan sebagai bagian dari fluida pengisi pori efektif. Multimin secara eksplisit memodelkan air terikat ini sebagai komponen fluid terpisah (bound water), sehingga menghasilkan estimasi S_w yang lebih akurat dan konservatif. Validasi lebih lanjut oleh data XPT yang menunjukkan mobilitas fluida aktual sebesar 5,13 mD/cP mengonfirmasi bahwa hasil Multimin (S_w 51%, Sh 49%) lebih mencerminkan kondisi reservoir sesungguhnya dibandingkan Archie (S_w 68%, Sh 32%).

Porositas total rata-rata (PHIT) mencapai 29,2%, namun porositas efektif (PHIE) hanya 15,2% setelah dikoreksi terhadap air terikat pada lempung. Selisih 14% ini mengindikasikan bahwa kandungan mineral lempung (Vcl rata-rata 53,2%) berkontribusi signifikan terhadap ruang pori yang tidak dapat diisi hidrokarbon bebas. Nilai PHIE 15,2% tergolong *fair to good* untuk batupasir Cekungan Cooper. Saturasi air rata-rata 51% (rentang 48–57%) mengonfirmasi bahwa interval ini memenuhi kriteria *conventional net pay* (PHIE > 10%, S_w < 70%).

Subunit CC35-10 menunjukkan kualitas reservoir lebih tinggi dibanding CL36-10: PHIE lebih tinggi (16,3% vs 12,5%), S_w lebih rendah (48% vs 57%), dan permeabilitas lebih baik (5,9 mD vs 3,8 mD).

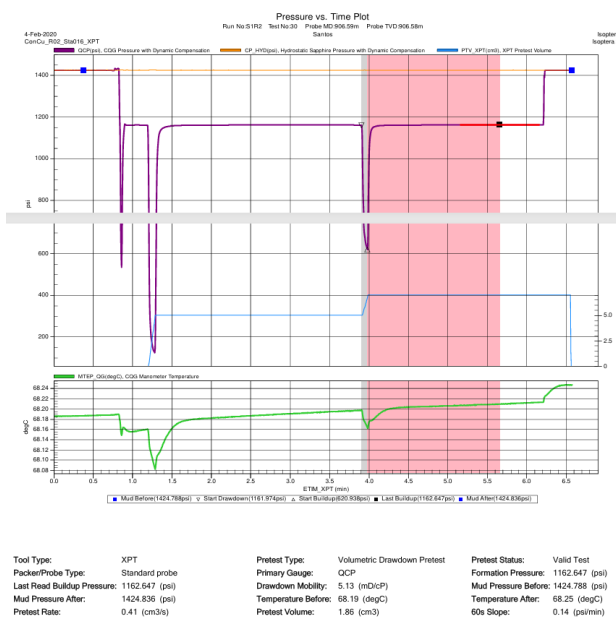


3.2.3 Validasi dengan Data XPT

Data XPT pada 19 titik memberikan konfirmasi independen (Tabel 8, Gambar 5).

Tabel 8: Hasil XPT pada Interval Sumur Isoptera 2.

Titik	MD (m)	TVD (m)	Mobilitas (mD/cP)	Tekanan Formasi (psi)	Status
4	893,43	893,42	4,62	1315,941	Valid
7	895,99	895,98	2,17	1324,577	Valid
9	900,01	899,99	1,98	1153,663	Valid
11	901,09	901,08	3,98	1152,128	Valid
12	902,68	902,67	3,17	1205,472	Valid
14	905,2	905,19	1,69	1171,979	Valid
15	905,98	905,97	2,1	1166,224	Valid
16	906,59	906,58	5,13	1162,647	Valid
18	908,22	908,21	0,7	1203,477	Valid
19	908,89	908,88	0,31	1258,863	Valid



Gambar 5: *Pressure vs. Time Plot* XPT pada titik 16 (906,59 mMD, zona CC35-10) yang menunjukkan *drawdown* dan *buildup* valid dengan mobilitas 5,13 mD/cP..

Mobilitas tertinggi tercatat pada titik 16 di kedalaman 906,59 mMD (zona CC35-10) yaitu 5,13 mD/cP, mengonfirmasi bahwa fluida (minyak) dapat mengalir dengan baik melalui media pori batuan. Titik 7 di kedalaman 895,99 mMD (zona CL36-10) menunjukkan mobilitas 2,17 mD/cP, lebih rendah dibanding CC35-10, konsisten dengan hasil perhitungan permeabilitas dari model Multimin (CL36-10: 3,8 mD vs CC35-10: 5,9 mD).

Data tekanan juga mengungkap *depletion* yang lebih besar pada zona CC35-10 (sekitar 190 psi di bawah tekanan *virgin*) dibanding CL36-10 (sekitar 20 psi di bawah *virgin*), mengindikasikan bahwa zona CC35-10 telah lebih terpengaruh oleh produksi dari sumur tetangga Isoptera 1. Namun demikian, tekanan yang masih tersisa dan mobilitas yang terukur membuktikan konektivitas hidrolik komersial tetap bertahan.



3.3 Penentuan Zona Net Pay dan Implikasi Struktural

Berdasarkan integrasi seluruh data, zona net pay hidrokarbon pada Sumur Isoptera 2 memiliki karakteristik sebagai berikut:

Ketebalan total net pay: 10,4 m

Distribusi: CL36-10 (3,0 m, PHIE 12,5%, Sw 57%) dan CC35-10 (7,3 m, PHIE 16,3%, Sw 48%)

Kualitas reservoir: Fair to good (PHIE rata-rata 15,2%, permeabilitas geometrik 3,69 mD)

Perbandingan dengan sumur tetangga Isoptera 1 (Tabel 9) menunjukkan bahwa Sumur Isoptera 2 berhasil memperluas batas hidrokarbon terkonfirmasi sekitar 370 m ke arah downdip.

Tabel 9: Perbandingan Parameter Reservoir dengan Sumur Isoptera 1.

Parameter	Isoptera 1 (CL36)	Isoptera 1 (CC35)	Isoptera 2 (CL36)	Isoptera 2 (CC35)
LKO (mTVDSS)	-860,2	-871,7	-863,7	-876
Net Pay (m)	4,5	6	3	7,3
Porositas (%)	18	20	12,5	16,3
Permeabilitas (mD)	5	8	3,8	5,9

Penurunan LKO (Lowest Known Oil) sebesar 3,5–4,3 m menunjukkan bahwa kolom minyak memiliki kontinuitas lateral yang baik dan mengalir secara struktural ke arah downdip. Formasi Coorikiana Sandstone tercatat 6 m lebih tinggi dari prognosis awal (890,6 mMD vs prognosis 896,6 mMD), mengonfirmasi pengangkatan struktur yang signifikan.

3.4 Validasi dengan Data Pendukung

Temuan petrofisika dikonfirmasi oleh tiga sumber data independen:

1. Data Mudlog dan Gas Chromatography: Puncak gas total mencapai 239 unit pada kedalaman 901 m (background 36 unit), dengan rasio gas 59/4/11/15/11 yang mengindikasikan hidrokarbon cair (minyak).
2. Deskripsi Cutting dan Fluoresensi: Fluoresensi bright yellow white hingga bright yellow green pada 100–40% batupasir di interval 899–909,5 m, dengan slow blooming cut yang khas untuk minyak.
3. Data Produksi dari Sumur Tetangga: Isoptera 1 telah berproduksi dari interval Coorikiana yang sama dengan rata-rata 46 BOPD (unfracked), membuktikan potensi komersial reservoir ini.

4. SIMPULAN DAN SARAN/CONCLUSION

4.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis data well log (Gamma Ray, Resistivity, Density, Neutron) serta integrasi dengan data mudlog, cutting descriptions, hidrokarbon show, dan data XPT pada Sumur Isoptera 2, Lapangan Isoptera, dapat ditarik tiga kesimpulan utama:

1. Karakteristik litologi pada Sumur Isoptera 2 menunjukkan bahwa interval Coorikiana Sandstone (890,6–913,8 mMD) merupakan batupasir bersih (clean sand) dengan nilai Gamma Ray 60–70 GAPI, sementara fenomena crossover antara kurva neutron porositas dan density porositas mengindikasikan keberadaan hidrokarbon ringan (minyak) pada zona tersebut.
2. Identifikasi fluida menggunakan data resistivitas dalam (HRLA) menunjukkan anomali resistivitas tinggi (>10 ohm-m hingga 35 ohm-m) pada interval Coorikiana, dan perhitungan



petrofisika dengan metode Multimin menghasilkan porositas efektif rata-rata 15,2% serta saturasi air rata-rata 51%, yang secara kuantitatif mengonfirmasi zona tersebut sebagai reservoir minyak yang prospektif.

3. Zona net pay hidrokarbon pada Sumur Isoptera 2 memiliki ketebalan total 10,4 meter, yang terbagi menjadi subunit CL36-10 (3,0 meter) dengan PHIE 12,5% dan Sw 57%, serta subunit CC35-10 (7,3 meter) dengan PHIE 16,3% dan Sw 48%, dengan kualitas reservoir fair to good yang didukung oleh mobilitas fluida tertinggi 5,13 mD/cP dari data XPT.

4.2 Saran

Berdasarkan pengalaman dan temuan selama penelitian ini, berikut adalah saran untuk penelitian selanjutnya:

1. Analisis sensitivitas terhadap parameter cementation exponent (m) dan saturation exponent (n) pada metode Multimin sangat disarankan, karena nilai kedua parameter tersebut sangat mempengaruhi perhitungan saturasi air di reservoir yang mengandung mineral glaukonit dan lempung.
2. Studi perbandingan antara metode petrofisika konvensional (Archie) dengan metode Multimin pada interval Coorikiana Sandstone yang sama diperlukan untuk mengevaluasi tingkat akurasi dan bias masing-masing metode.
3. Studi perbandingan antara metode petrofisika konvensional (Archie) dengan metode Multimin pada interval Coorikiana Sandstone yang sama diperlukan untuk mengevaluasi tingkat akurasi dan bias masing-masing metode.
4. Integrasi data Nuclear Magnetic Resonance (NMR) logging jika tersedia akan sangat bermanfaat, karena teknologi ini mampu membedakan secara lebih akurat antara microporosity yang terisi air terikat (bound water) dan macroporosity yang terisi hidrokarbon bebas.
5. Analisis lebih mendalam mengenai korelasi antara mobilitas fluida dari data XPT dengan permeabilitas yang dihitung dari model log perlu dilakukan untuk mengembangkan persamaan empiris permeabilitas yang lebih representatif untuk reservoir Coorikiana di Lapangan Isoptera.
6. Studi petrografi kuantitatif dan analisis XRD (X-Ray Diffraction) pada sampel cutting atau core dari interval Coorikiana disarankan untuk memvalidasi asumsi mineralogi (kandungan illite, kaolinite, dan glauconite) yang digunakan dalam model Multimin.

5. UCAPAN TERIMA KASIH/ ACKNOWLEDGEMENTS

Penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada Santos Ltd atas izin publikasi data Sumur Isoptera 2, serta kepada Schlumberger atas akuisisi data logging dan dukungan teknis. Ucapan terima kasih juga disampaikan kepada tim petrofisika dan geologi yang telah berkontribusi dalam pengumpulan dan pengolahan data.

6. DAFTAR PUSTAKA/ REFERENCES

1. Ahmed, W., & Ahmad, M. (2023). Comparative study of resistivity models and Waxman-Smiths model in Cooper Basin, South Australia: Murteree shale case study. *IOS Press*, 269–281.
2. Grasso, C. (2023). *RB 2023/00032: Coorikiana Sandstone play, Cooper Basin region*. Government of South Australia, Geological Survey.
3. Rezaee, M. R., & Lemon, N. M. (1996). Petrophysical evaluation of kaolinite-bearing sandstones: I. Water saturation (Sw), an example of the Tirrawarra Sandstone reservoir, Cooper Basin, Australia. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference Proceedings* (Paper SPE-37023-MS).
4. Santos Ltd. (2020). *Isoptera 2: Well completion report* (Internal publication).



5. Schlumberger. (2020). *Isoptera 2 wireline logging report: Quad Combo and XPT* (Internal report).
6. Vallee, M. (2013). *Petrophysical evaluation of lacustrine shales in the Cooper Basin, Australia* (Search and Discovery Article No. 90163).
7. Geological Survey of South Australia. (2023). *Coorikiana Sandstone play, Cooper Basin region* (Report Book). Government of South Australia.
8. Waxman, M. H., & Smits, L. J. M. (1968). Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8(2), 107–122. <https://doi.org/10.2118/1863-A>
9. Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1977). The theoretical and experimental bases for the dual-water model for the interpretation of shaly sands. In *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
10. Hill, H. J., & Milburn, J. D. (1956). Effect of clay and water salinity on electrochemical behavior of reservoir rocks. *Transactions of the AIME*, 207(1), 65–72.
11. Juhasz, I. (1979). The central role of Qv and formation water salinity in the evaluation of shaly formations. In *Proceedings of the 20th SPWLA Annual Logging Symposium*.