



Bulletin of Scientific Contribution GEOLOGY

Fakultas Teknik Geologi
UNIVERSITAS PADJADJARAN

homepage: <http://jurnal.unpad.ac.id/bsc>
p-ISSN: 1693-4873; e-ISSN: 2541-514X



Volume 24, No.2
Agustus 2026

EVALUASI FORMASI BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA PADA LAPANGAN KHAIRUL, FORMASI TALANG AKAR, CEKUNGAN ASRI

Aldi Khairul Rahman^{1*}, Yuyun Yuniardi¹, Febriwan Mohammad¹, M. Kurniawan Alfadli¹

¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jatinangor

*Email: aldi21004@mail.unpad.ac.id

ABSTRACT

The Khairul Field, located in the Asri Basin, is a proven productive field in which the Talang Akar Formation represents one of the main reservoir intervals. Formation evaluation in a proven productive field remains important to characterize reservoir heterogeneity, evaluate reservoir quality, and identify intervals that still have hydrocarbon potential. This study aims to evaluate lithofacies, electrofacies, depositional environments, and reservoir petrophysical characteristics of the Talang Akar Formation in the Khairul Field. The study integrates well log data from four wells, namely AKR-1, AKR-2, AKR-3, and AKR-4, Routine Core Analysis (RCA) data from Well AKR-3, and mudlog data as supporting information for interpretation. Lithofacies and electrofacies analyses were conducted to identify rock characteristics and determine facies associations and depositional environments. The petrophysical analysis includes the calculation of shale volume (V_{sh}), total porosity ($PHIT$), effective porosity ($PHIE$), water saturation (Sw), and reservoir cut-off values. Shale volume was calculated using the linear method, porosity was determined using the neutron-density method with the Bateman-Konen equation, and water saturation was calculated using the Poupon-Leveaux method. The results identify four main facies, namely SH (Shalestone), FMSH (Fine-Medium Grain Sandstone to Shale), MS (Fine-Medium Grain Sandstone), and SHFM (Shale to Fine-Medium Grain Sandstone). Based on the facies associations, the depositional environment developed from fluvial to estuarine systems, including floodplain, channel fill, delta plain, tidal flat, and delta front environments. Petrophysical evaluation of the reservoir facies indicates shale volume values ranging from 0.116 to 0.135, effective porosity ranging from 0.226 to 0.245, and water saturation ranging from 0.481 to 0.495. The reservoir cut-off values applied to all wells are $V_{sh} \leq 0.35$, $PHIE \geq 0.15$, and $Sw \leq 0.70$. Based on the integration of these parameters, the MS facies associated with channel fill and the FMSH facies associated with tidal flat and delta plain environments exhibit relatively better reservoir characteristics than the other facies. The maximum net pay thickness based on the relationship between facies and petrophysical parameters reaches approximately 46 ft within the channel fill facies. The results demonstrate that integrating facies analysis and petrophysical evaluation can effectively identify reservoir intervals with better quality and hydrocarbon potential within the Talang Akar Formation in the Khairul Field.

Keywords: Asri Basin, Talang Akar Formation, Facies, Petrophysics, Well Log.

ABSTRAK

Lapangan Khairul yang terletak di Cekungan Asri merupakan lapangan yang telah terbukti produktif dengan Formasi Talang Akar sebagai salah satu interval reservoir utama. Evaluasi formasi pada lapangan yang telah terbukti produktif tetap diperlukan untuk memahami heterogenitas fasies, karakteristik reservoir, serta mengidentifikasi interval yang masih memiliki prospek hidrokarbon. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi litofasies, elektrofases, lingkungan pengendapan, serta karakteristik petrofisika reservoir pada Formasi Talang Akar di Lapangan Khairul. Analisis dilakukan dengan mengintegrasikan data *well log* dari empat sumur, yaitu AKR-1, AKR-2, AKR-3, dan AKR-4, data *Routine Core Analysis* (RCA) pada Sumur AKR-3, serta data *mudlog* sebagai data pendukung interpretasi. Analisis litofasies dan elektrofases dilakukan untuk mengidentifikasi karakteristik batuan serta menentukan asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan. Analisis petrofisika meliputi perhitungan volume serpih (V_{sh}), porositas total ($PHIT$), porositas efektif ($PHIE$), saturasi air (Sw), serta penentuan *cut-off* reservoir. Perhitungan V_{sh} dilakukan menggunakan metode linear, porositas dihitung menggunakan metode *neutron-density* dengan persamaan Bateman-Konen, sedangkan

saturasi air dihitung menggunakan metode Poupon-Leveaux. Hasil analisis menunjukkan terdapat empat fasies utama, yaitu SH (*Shalestone*), FMSH (*Fine-Medium Grain Sandstone to Shale*), MS (*Fine-Medium Grain Sandstone*), dan SHFM (*Shale to Fine-Medium Grain Sandstone*). Berdasarkan asosiasi fasies, lingkungan pengendapan daerah penelitian berkembang dari sistem fluvial hingga estuari, yang terdiri atas *floodplain*, *channel fill*, *delta plain*, *tidal flat*, dan *delta front*. Hasil evaluasi petrofisika menunjukkan bahwa berdasarkan fasies reservoir, nilai V_{sh} berkisar antara 0,116–0,135, PHIE sebesar 0,226–0,245, dan S_w sebesar 0,481–0,495. Nilai cut-off yang diterapkan pada seluruh sumur adalah $V_{sh} \leq 0,35$, $PHIE \geq 0,15$, dan $S_w \leq 0,70$. Berdasarkan integrasi parameter tersebut, fasies MS yang berasosiasi dengan *channel fill* serta fasies FMSH yang berasosiasi dengan *tidal flat* dan *delta plain* memiliki karakteristik reservoir relatif lebih baik dibandingkan fasies lainnya. Ketebalan net pay maksimum berdasarkan hubungan fasies dan parameter petrofisika mencapai sekitar 46 ft pada fasies *channel fill*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa integrasi analisis fasies dan petrofisika dapat digunakan untuk mengidentifikasi interval reservoir yang memiliki kualitas dan prospek hidrokarbon lebih baik pada Formasi Talang Akar di Lapangan Khairul.

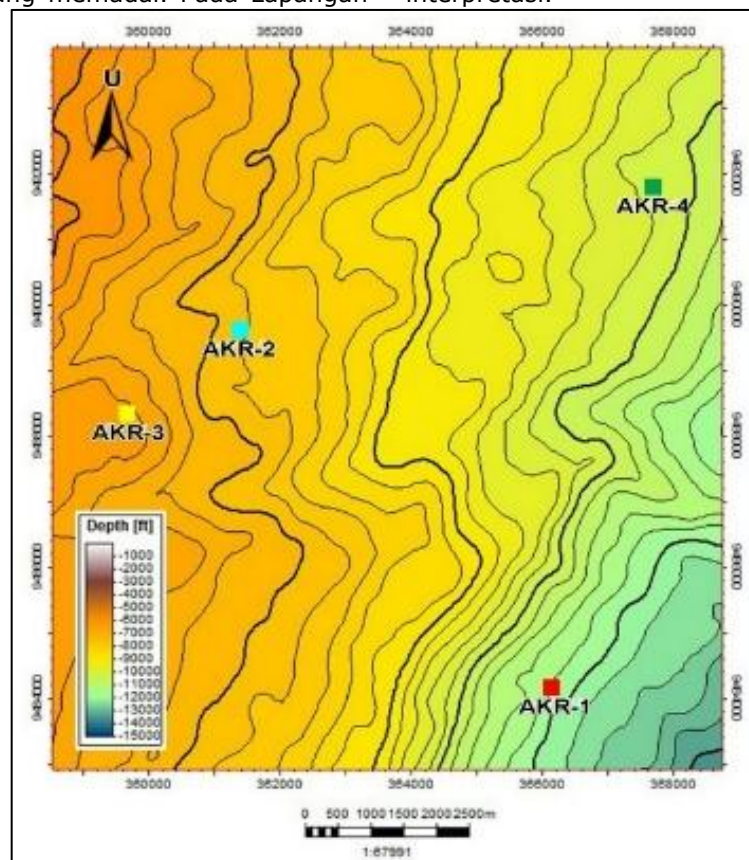
Kata Kunci: Cekungan Asri, Formasi Talang Akar, Fasies, Log Sumur, Petrofisika.

PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi utama yang paling dibutuhkan dunia hingga saat ini. Di Indonesia, industri minyak dan gas bumi memegang peranan penting sebagai penunjang program pembangunan negara dan diperkirakan dari sektor ini menyumbangkan sekitar 6% pendapatan negara.

Evaluasi petrofisika pada lapangan yang telah terbukti produktif tetap diperlukan untuk memahami heterogenitas reservoir dan mengoptimalkan identifikasi interval yang memiliki kualitas batuan serta saturasi hidrokarbon yang memadai. Pada Lapangan

Khairul, Formasi Talang Akar menjadi interval reservoir penting sehingga integrasi data log, *core*, dan *mudlog* diperlukan untuk menghubungkan karakteristik petrofisika dengan fasies dan lingkungan pengendapan. Lapangan Khairul berada pada Cekungan Asri yang termasuk dalam wilayah *North Basin Unit* (NBU), Lokasi penelitian dan persebaran empat sumur yang dianalisis (AKR-1 hingga AKR-4) ditunjukkan pada Gambar 1. Data penelitian terdiri atas *well log* pada empat sumur, data *Routine Core Analysis* (RCA) pada Sumur AKR-3, serta *mudlog* yang digunakan sebagai data pendukung interpretasi.

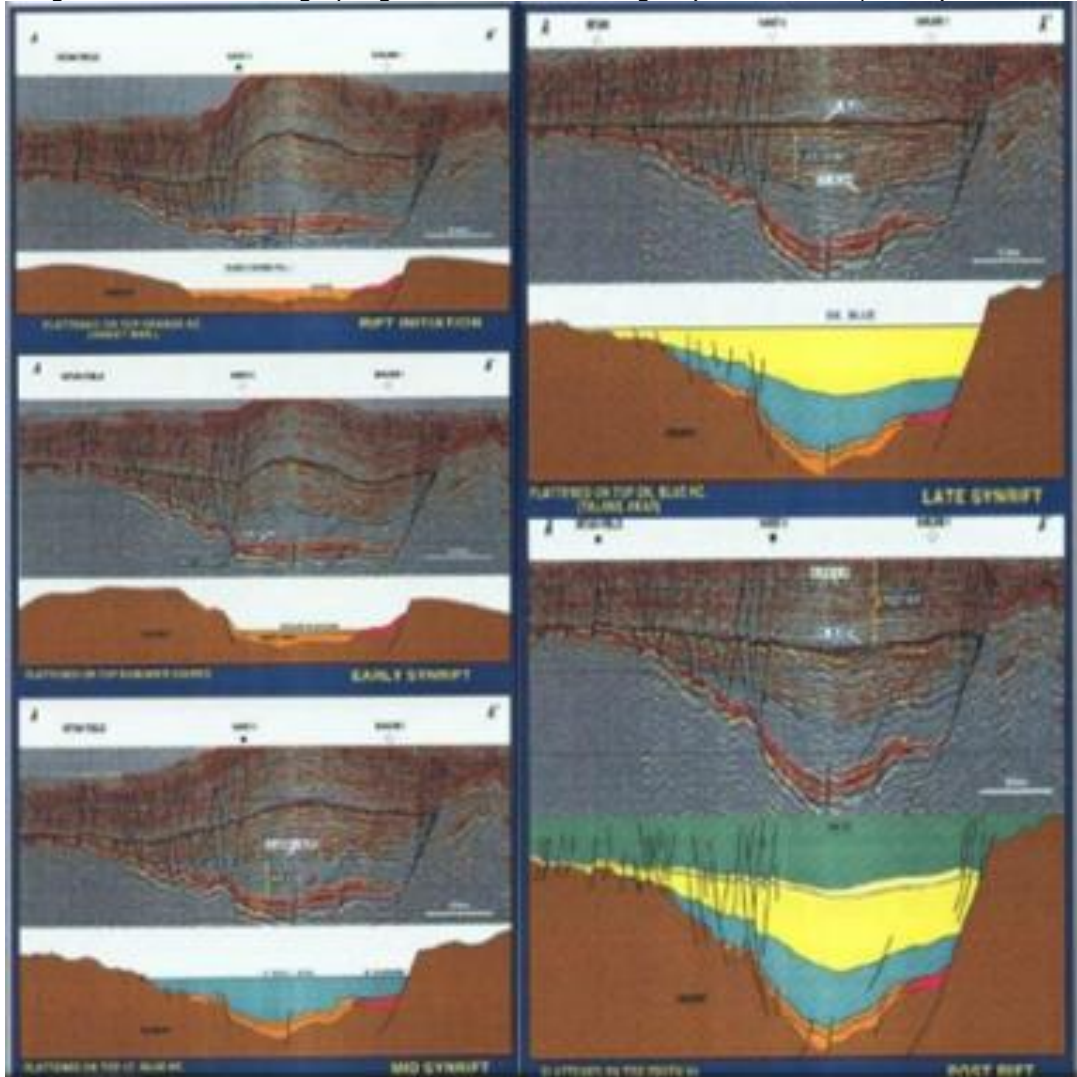


Gambar 1. Peta persebaran lokasi sumur Lapangan Khairul, Cekungan Asri

GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Asri merupakan salah satu cekungan sedimen di wilayah lepas pantai Jawa Barat yang berada pada bagian tenggara Lempeng Eurasia dan termasuk dalam sistem Lempeng Mikro Sunda. Secara tektonik, Cekungan Asri berkembang sebagai cekungan busur belakang yang berkaitan

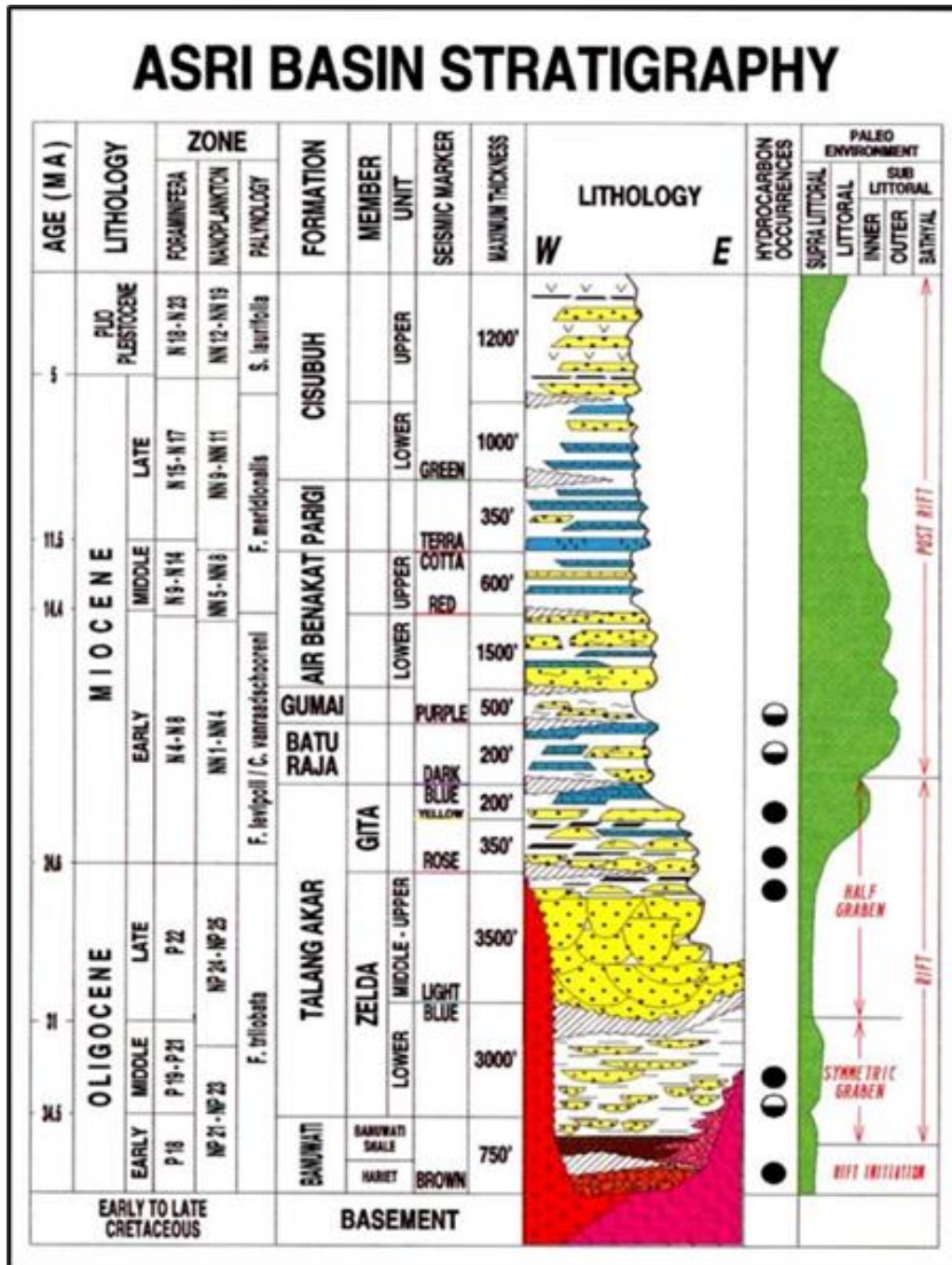
dengan proses subduksi Lempeng Samudera Hindia di bawah Lempeng Eurasia. Perkembangan cekungan berlangsung melalui beberapa tahapan tektonik utama, yaitu *rift initiation*, *syn-rift*, dan *post-rift*, yang selanjutnya memengaruhi pola struktur serta sistem pengendapan sedimen di dalam cekungan (Sukanto dkk., 1998).



Gambar 2. Periode Tektonik Cekungan Asri ((Sukanto dkk., 1998)

Secara stratigrafi, pengisian Cekungan Asri diawali oleh batuan dasar berumur Pra-Tersier yang kemudian ditutupi oleh endapan *syn-rift* Formasi Banuwati. Selanjutnya, proses pengendapan berkembang menjadi Formasi Talang Akar yang didominasi oleh endapan fluvial dengan pengaruh lingkungan

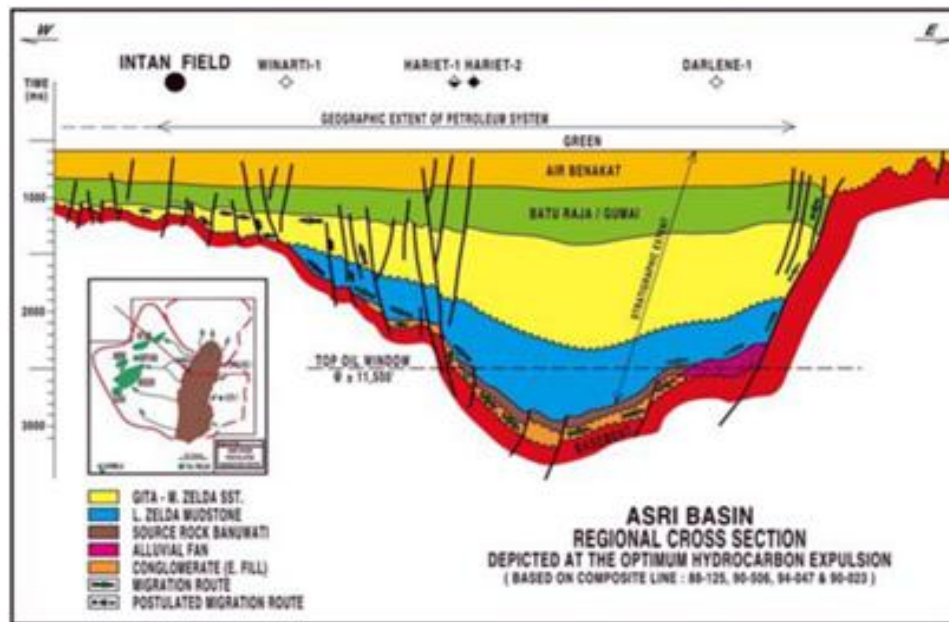
lakustrin dan paludal. Formasi Talang Akar terbagi menjadi Anggota Zelda dan Gita yang umumnya tersusun atas batupasir, termasuk tubuh batupasir berbentuk channel. Karakteristik tersebut menjadikan Formasi Talang Akar sebagai interval reservoir utama di Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998).



Gambar 3. Kolom Stratigrafi Cekungan Asri ((Sukanto dkk., 1998)

Di atas Formasi Talang Akar berkembang Formasi Baturaja dan Formasi Gumai yang mencerminkan perubahan kondisi pengendapan menuju lingkungan yang lebih laut akibat peningkatan muka air laut. Formasi Gumai yang didominasi serpih berperan sebagai batuan penutup regional

bagi reservoir di Cekungan Asri. Kondisi stratigrafi dan perkembangan struktur tersebut menghasilkan sistem petroleum yang memungkinkan terbentuknya akumulasi hidrokarbon pada reservoir Formasi Talang Akar.



Gambar 4. *Petroleum System* pada Cekungan Asri ((Sukanto dkk., 1998)

METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode pengolahan data secara kualitatif dan kuantitatif yang didukung oleh data log sumur, data *core*, dan *mudlog*. Metode penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut:

Analisis Data Log Sumur (*Well Log*)

Data log sumur digunakan untuk membedakan litologi bawah permukaan dan penentuan fasies melalui analisis pola log khususnya log *gamma ray*. Lapangan Khairul memiliki 4 data log sumur dengan kurva log terdiri dari log *gamma ray*, *spontaneous potential*, resistivitas, densitas, neutron, sonic, caliper, PEF, dan kurva log ELAN yang diberikan oleh perusahaan.

Analisis Data Batuan Inti (*Core*)

Pengamatan data *core* bertujuan untuk mengidentifikasi litologi melalui deskripsi langsung atau pemerian batuan reservoir untuk mengoptimalkan kontribusi data batuan. Data *core* berupa data *Routine Core Analysis* (RCA) terdapat pada satu sumur yaitu Sumur AKR-3 di Lapangan Khairul. Dari deskripsi batuan yang dibuat, dapat membantu dalam penentuan litofasies serta interpretasi fasies.

Analisis Parameter Petrofisika

Analisis Petrofisika merupakan langkah penting untuk menentukan sifat fisik batuan dan memastikan keberadaan hidrokarbon di bawah permukaan. Parameter petrofisika meliputi volume serpih (*Vshale*), porositas, saturasi air (*Sw*), dan *cut off* properti reservoir. Pada perhitungan *Vshale* dilakukan perhitungan menggunakan metode linear.

Perhitungan porositas dilakukan untuk memperoleh porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) dengan menggunakan metode *neutron-density* dengan persamaan Bateman-Konen. Saturasi air (*Sw*) dihitung dengan menggunakan persamaan Poupon-Leveaux (1971). Penentuan nilai *cut off* ditentukan berdasarkan nilai properti petrofisika. Nilai *cut off* reservoir yang ditentukan adalah *cut off* porositas, *cut off Vshale*, dan *cut off* saturasi air

HASIL DAN PEMBAHASAN

Litofasies dan Elektrofases

a. Fasies SH (*Shalestone*)

Fasies ini ditemukan pada *Lower Zelda* dengan karakteristik litologi didominasi oleh batuserpih dengan warna putih keabuan dan bersifat *non-porous*. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *serrated* (Kendall, 2003).

b. Fasies FMSH (*Fine-Medium Grain Sandstone to Shale*)

Fasies ini ditemukan pada *Lower Zelda* dan *Middle Zelda* dengan karakteristik litologi berupa batupasir-batuserpih dengan warna abu kecoklatan berbutir sedang hingga halus, sortasi sedang, menyudut tanggung-membundar tanggung, porositas buruk. Terdapat sedikit perselingan batupasir dan batuserpih. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *bell* (Kendall, 2003) yang mencirikan endapan sedimen yang menghalus ke atas, atau semakin berkurangnya energi pengendapan ke arah atas.

c. Fasies MS (*Fine-Medium Grain Sandstone*)

Fasies ini ditemukan pada *Upper Zelda* dengan karakteristik litologi berupa batupasir dengan warna abu kecoklatan berbutir sedang hingga halus, sortasi sedang, menyudut tanggung-membundar tanggung, porositas buruk. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *cylindrical* (Kendall, 2003) yang mencirikan adanya proses agradasi yang terjadi.

d. Fasies SHFM (Shale to Fine-Medium Grain Sandstone)

Fasies ini ditemukan pada Formasi Gita dengan karakteristik litologi berupa batuserpih-batupasir dengan warna abu kecoklatan berbutir sedang hingga halus, sortasi sedang, menyudut tanggung-membundar tanggung, porositas buruk, dan terdapat perselingan batupasir dengan batuserpih. Pada fasies ini teramati pola elektrofases berupa *funnel* (Kendall, 2003) yang mencirikan adanya perubahan ukuran butir yang mengkasar ke atas (*coarsening upward*) karena adanya progradasi.

Asosiasi Fasies dan Lingkungan Pengendapan

a. Asosiasi Fasies Floodplain

Asosiasi Fasies *Floodplain* terdiri dari fasies SH. *Floodplain* ditemukan pada semua sumur pada daerah penelitian. *Floodplain* dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *serrated* dengan litologi berupa batuserpih.

b. Asosiasi Fasies Tidal Flat

Asosiasi fasies *tidal flat* terdiri dari fasies FMSH. *Tidal flat* ditemukan pada sumur AKR-3 yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *bell* dengan litologi berupa perselingan batupasir yang menghalus keatas menuju serpih dan memiliki sifat karbonatan.

c. Asosiasi Fasies Delta Plain

Asosiasi fasies *delta plain* terdiri dari fasies FMSH. *Delta plain* ditemukan pada

setiap sumur yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *serrated* dengan litologi berupa batupasir sedikit perselingan batuserpih.

d. Asosiasi Fasies Channel

Asosiasi fasies *Channel* terdiri dari fasies MS. *Channel* ditemukan pada setiap sumur yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *cylindrical* dengan litologi berupa blok-blok batupasir.

e. Asosiasi Fasies Delta Front

Asosiasi fasies *delta front* terdiri dari fasies SHFM. *Delta front* ditemukan pada sumur AKR-1 dan AKR-3 yang dicirikan dengan pola log *gamma ray* yang berbentuk *funnel* dengan litologi berupa perselingan batuserpih yang mengkasar menjadi batupasir. Hal ini mencirikan terjadinya progradasi pada asosiasi fasies ini karena adanya pengaruh pasang surut air laut.

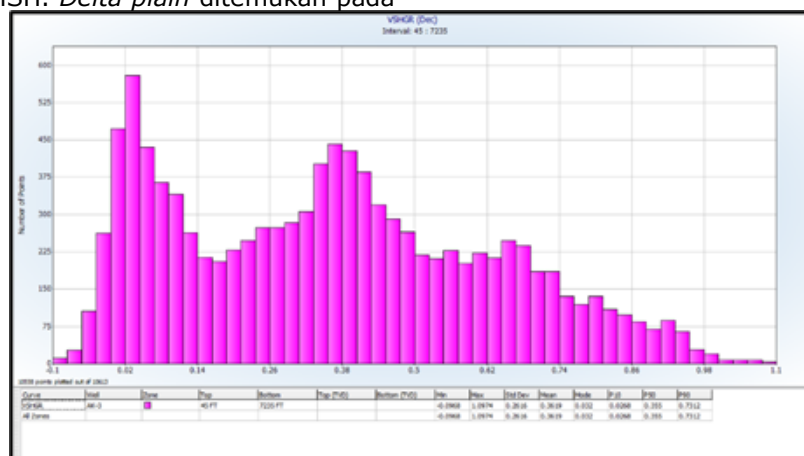
Dari hasil analisis yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa lingkungan pengendapan daerah penelitian adalah *Fluvial to Estuarine*.

Parameter Petrofisika

Perhitungan parameter petrofisika dilakukan dengan metode yang beragam, disesuaikan dengan karakteristik litologi batuan yang diamati. Pada analisis ini, sumur AKR-3 Formasi Talang Akar dijadikan *key well* untuk perhitungan parameter-parameter petrofisika.

a. Kandungan Serpih (Vshale)

Perhitungan kandungan serpih dilakukan dengan menggunakan log *gamma ray* untuk mendeteksi keberadaan batuan *impermeabel* seperti batuserpih. Log *gamma ray* dianggap sebagai alat terbaik untuk mengidentifikasi kandungan serpih karena kurvanya mampu mengukur tingkat radioaktivitas pada batuan formasi.



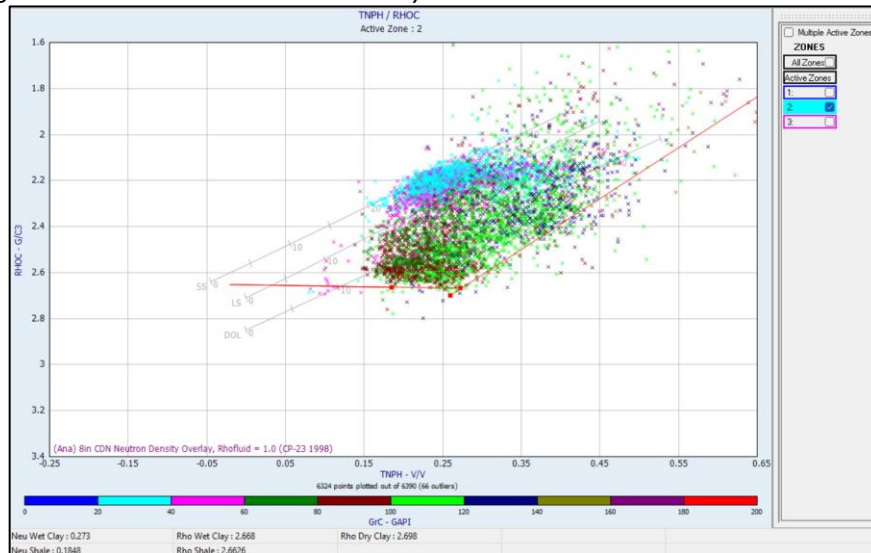
Gambar 5. Histogram Hasil Perhitungan Kandungan Serpih Sumur AKR-3

Dengan nilai maksimum 70 GAPI, nilai minimum 30 GAPI, dan perhitungan V_{shale} dengan metode linear menggunakan persamaan Asquith (2004), didapatkan bahwa Formasi Talang Akar sumur AKR-3 merupakan reservoir dengan kandungan *shale* sebesar 36,19%.

b. Porositas

Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode *neutron-density*

dengan persamaan Bateman-Konen. Metode tersebut dipilih karena mampu menghitung PHIT dan PHIE secara bersamaan, dengan koreksi terhadap nilai kandungan serpih. *Crossover* atau separasi yang terbentuk antara log *neutron* dan log *density* menggambarkan adanya suatu lapisan yang memiliki porositas seperti pada **Gambar 6**.



Gambar 6. Neutron-Density Cross Sumur AKR-3

Perhitungan porositas pada Formasi Talang Akar Sumur AKR-3 menghasilkan nilai porositas total sebesar 25% dan nilai porositas efektif sebesar 24% yang berdasarkan klasifikasi Koesomadinata (1980) termasuk kedalam reservoir dengan porositas yang sangat baik (*excellent*).

c. Saturasi Air (S_w)

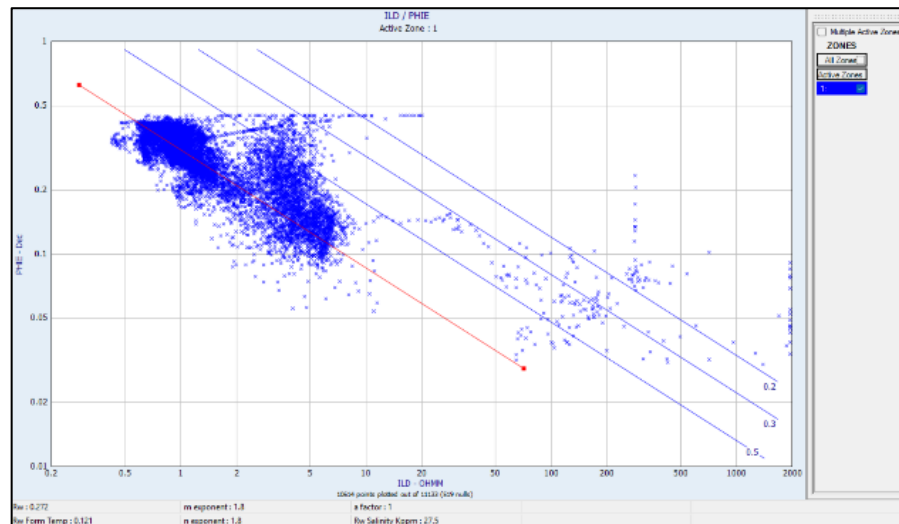
Perhitungan saturasi air merupakan perhitungan bagian atau persentase volume pori yang berisi air yang menjadi salah satu faktor dalam menentukan potensi terkait estimasi cadangan hidrokarbon.

Tabel 1. Parameter untuk Saturasi Air dari Routine Core Analysis (RCA)

Water Saturation Model	Indonesian	Indonesian
Water resistivity, ohmm @ BHT	.08 @ 285 F	.08 @ 285 F
RMF, ohm@BHT	0.24 @ 285 F	0.24 @ 285 F
Resistivity shale, ohmm	5	5
Formation Factor, a	1	1
Cementation factor, m	1.8	1.8
Saturation exponent, n	1.8	1.8

Dalam menghitung saturasi air, terlebih dahulu adalah menentukan koefisien a, m, dan n. Nilai-nilai tersebut dapat diketahui dari analisa sampel *core* yang merupakan rangkaian dari suatu penilaian formasi. Nilai tortuositas (a) bernilai 1 untuk *sandstone* dengan ukuran butir fine dan nilai porositas yang *excellent*. Pada formasi ini Faktor sementasi (m) bernilai 1,8 dan nilai eksponen saturasi (n) bernilai sama dengan nilai m yaitu 1,8.

Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah metode Poupon-Leveaux (1971) karena pendekatan ini bekerja lebih baik di formasi *shaly sand fresh water* seperti karakteristik daerah penelitian.



Gambar 7. Pickett plot Log Resistivitas dan Log Porositas Efektif Sumur AKR-3

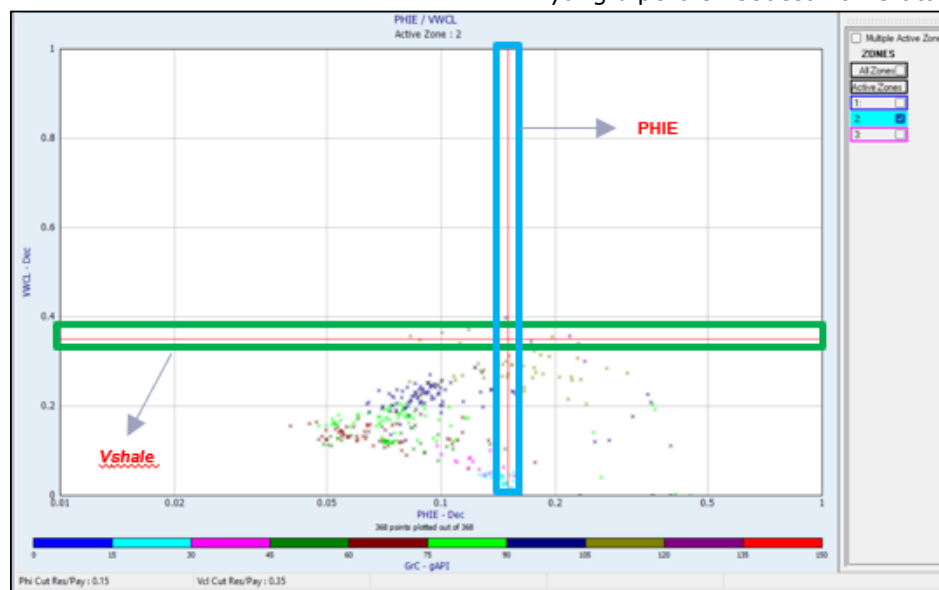
Perhitungan saturasi air menunjukkan nilai 56%, yang berarti 56% pori dari batuan terisi oleh air. Dengan begitu, saturasi hidrokarbon (S_o) dapat dihitung ($1 - S_w$). Sehingga nilai S_o adalah 44%. Hal ini berarti dari rongga pori pada batuan reservoir Formasi Talang Akar sumur AKR-3 yang terisi hidrokarbon sebesar 44%.

d. Cut off Reservoir

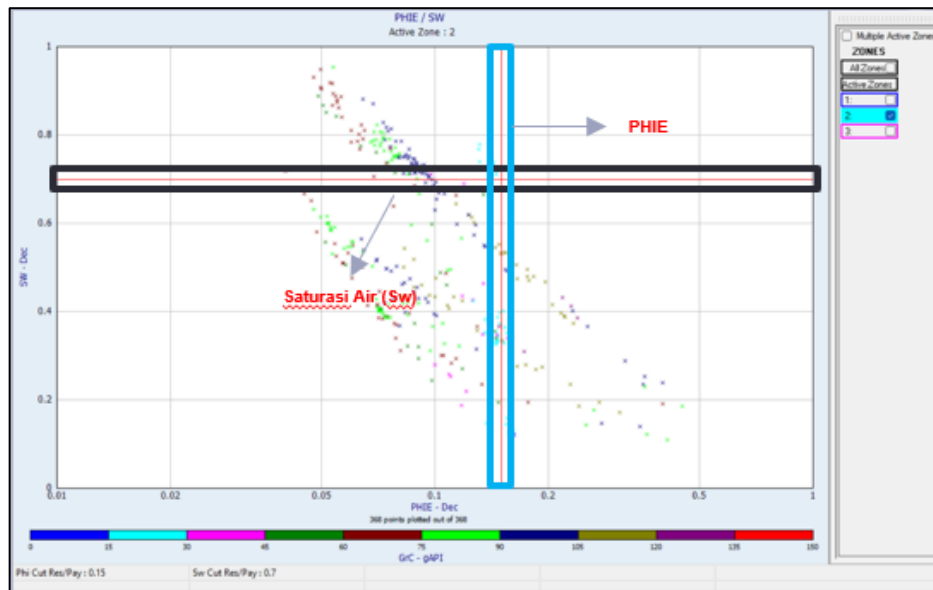
Nilai *cut off* digunakan untuk mengeliminasi volume batuan yang tidak berkontribusi secara signifikan dalam memperhitungkan cadangan reservoir. Penentuan nilai *cut off* untuk kandungan serpih dan porositas reservoir dapat dilakukan dengan menggunakan crossplot antara kandungan serpih dengan porositas efektif.

Penentuan nilai *cut off* untuk saturasi air reservoir dalam penelitian ini dilakukan dengan menggunakan *crossplot* antara saturasi air dengan porositas efektif, dimana porositas efektif direpresentasikan pada sumbu X, kandungan serpih dan saturasi air pada sumbu Y.

Nilai porositas dan permeabilitas yang digunakan merupakan hasil *Routine Core Analysis* (RCA) pada Lapangan Khairul. Dalam penentuan *cut off* porositas, nilai porositas dan permeabilitas yang dipakai adalah data RCA pada Formasi Talang Akar Sumur AKR-2. Nilai porositas yang terbaca saat permeabilitas 1 mD adalah nilai *cut off* porositas. Sehingga, pada Lapangan Khairul, nilai *cut off* porositas yang diperoleh sebesar 0.15 atau 15%.



Gambar 8. Crossplot Volume Serpih dan Porositas Efektif Sumur AKR-3



Gambar 9. Crossplot Saturasi Air dan Porositas Efektif Sumur AKR-3

Pada kedua *crossplot* tersebut, maka didapatkan nilai cut off untuk volume serpih $\leq 35\%$, porositas $\geq 15\%$, dan saturasi air $\leq 70\%$ yang diterapkan di semua sumur pada daerah penelitian.

e. Pay Summary

Penentuan *pay summary* pada prinsipnya dilakukan dari hasil penyaringan nilai cut off dari penggabungan parameter reservoir yang telah didapatkan sebelumnya yaitu untuk volume serpih $\leq 35\%$, porositas $\geq 15\%$, dan saturasi air $\leq 70\%$.

Tabel 2. Lumping Tiap Sumur

Well	Net Reservoir (ft)	Mean			Net Pay (ft)
		Vsh	PHIE	SW	
AKR-1	2331.5	0.107	0.279	0.492	110.5
AKR-2	113.25	0.166	0.223	0.499	73.25
AKR-3	376.5	0.12	0.217	0.543	139.5
AKR-4	28	0.168	0.163	0.5327	11

Pada penelitian ini, perhitungan petrofisika pada zona *net sand*, *net reservoir*, dan *net pay* didasarkan pada nilai *cut off* yang telah didapatkan. Penentuan nilai *net sand* berada pada nilai *Vshale* dibawah 0.35 sehingga nilai *Vshale* diatas 0.35 tidak termasuk *net sand*. Ketebalan zona *net reservoir* diperoleh dengan memasukkan nilai *cut off Vshale* dan *cut off* porositas yang menghasilkan ketebalan 376,5 feet. Selanjutnya, kombinasi dari nilai *cut off Vshale*, *cut off* porositas, dan *cut off* saturasi air digunakan untuk menentukan *net pay* yang menghasilkan ketebalan sebesar 139,5 feet. Tebal zona *net reservoir* dan zona *net pay* yang diperoleh menunjukkan ketebalan yang berbeda, hal ini berarti zona yang diinterpretasikan memiliki

porositas dan kandungan hidrokarbon yang cukup.

Tabel 3. Hubungan Nilai Petrofisika Terhadap Fasies pada Semua Sumur

Fasies – Asosiasi Fasies	Mean			Net Pay (ft)
	Vsh	PHIE	Sw	
SHFM – Delta Front	0.12 3	0.231 1	0.56 7	4.5
MS – Channel Fill	0.12 5	0.236	0.48 9	46
FMSH – Delta Plain	0.13 5	0.242	0.49 5	31.5
FMSH – Tidal Flat	0.11 6	0.226	0.48 1	43
SH – Floodplain	0.15 06	0.203	0.56	3.25

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data yang dilakukan pada Lapangan “Khairul” Formasi Talang Akar, Cekungan Asri, maka hasil yang dapat disimpulkan adalah sebagai berikut.

- 1) Berdasarkan korelasi fasies tiap sumur menggunakan litofasies dan elektrofases, didapatkan 4 fasies yang berkembang pada daerah penelitian yaitu terdapat fasies SH (*Shalestone*), FMSH (*Fine-Medium Grain Sandstone to Shale*), MS (*Fine-Medium Grain Sandstone*), dan SHFM (*Shale to Fine-Medium Grain Sandstone*).
- 2) Lingkungan pengendapan berkembang dari sistem *fluvial* (*channel fill* dan *floodplain*) pada Anggota Zelda menuju sistem estuari (*delta plain* dan *tidal flat*) yang dipengaruhi oleh aktivitas tidal pada Anggota Gita.
- 3) Berdasarkan perhitungan petrofisika yang meliputi volume serpih, porositas

- efektif, dan saturasi air dengan nilai *cut off* untuk volume serpih $\leq 0,35$, porositas $\geq 0,15$, dan saturasi air $\leq 0,7$, didapatkan hasil sifat fisik pada setiap fasies yaitu volume serpih (Vsh) sebesar 0,116–0,135 (11,6% - 13,5%), porositas efektif (PHIE) sebesar 0,226–0,245 (22,6% - 24,5%), dan saturasi air (Sw) sebesar 0,481–0,495 (48,1% - 49,5%).
- 4) Berdasarkan evaluasi nilai petrofisika pada daerah penelitian, didapatkan hasil bahwa fasies MS (*Fine-Medium Grain Sandstone*) yang berasosiasi dengan endapan *channel fill* dan fasies FMSH (*Fine-Medium Grain Sandstone to Shale*) dengan endapan tidal flat dan delta plain memiliki nilai sifat fisik reservoir hidrokarbon relatif lebih baik dibandingkan dengan fasies lain yang terdapat pada lapangan penelitian.
- UCAPAN TERIMAKASIH**
- Penulis mengucapkan terimakasih kepada PT. Pertamina Hulu Energi OSES yang telah memberikan kesempatan untuk mengolah data Tugas Akhir di perusahaan melalui bimbingan dari mentor perusahaan dan memberikan izin untuk mempublikasikan hasil penelitian ini.
- REFERENSI**
- Asquith, G., 2004. *Basic Well Log Analysis*. Oklahoma: AAPG.
<https://doi.org/10.1306/Mth16823>
- Bateman, R.M. and Konen, C.E., 1977. Part Ii-Crossplot Porosity and Water Saturation; The Log Analyst and The Programmable Pocket Calculator. *The Log Analyst*, 18(06).
- Bishop, M.G., 2000. *Petroleum systems of the northwest Java Province, Java and offshore southeast Sumatra, Indonesia*. US Department of the Interior, US Geological Survey.
<https://doi.org/10.3133/ofr9950R>
- Darling, T., 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Gulf Freeway.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7883-4.X5000-1>
- Direktorat Jenderal Minyak Dan Gas Bumi., 2024. Jurnal Migas Edisi 2: Peluang di Tengah Tantangan Operasi Migas. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Jakarta.
- Ginting, D.P., Sunardi, E., Sendjaja, Y.A., Ilmi, N.N. dan Irfree, B., 2019. Potensi Batuan Induk Anggota Zelda Dan Gita, Formasi Talang Akar, Cekungan Asri Berdasarkan Analisis Geokima. *Geoscience Journal*, 3(2), pp.95-101.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services Jakarta.
- Herninda, G. and Abdurrokhim, F.M., 2021. Petrofisika Reservoir Sand A Formasi Talang Akar Berdasarkan Data Well Log di Lapangan "FR", Cekungan Asri. *Geoscience Journal*, 5(1), pp.24-33.
- Kendall, C., & Pomar, L. 2003. System tract bounding surfaces, lithofacies, geometric hierarchies and stacking patterns: Keys to shallow water-carbonate interpretation. *AAPG Bulletin*.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid 1 edisi kedua, Bandung. Penerbit ITB.
- Longley, I.M., 1997. The tectonostratigraphic evolution of SE Asia. In: Fraser, A.J., et al. (Eds.), *Petroleum Geology of Southeast Asia. Geological Society Special Publication*, vol. 126, pp. 311–339.
<https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1997.126.01.19>
- Poupon, A. & Leveaux, J. 1971. Evaluation of Water Saturation in Shaly Formations. *Proceedings of the SPWLA 12th Annual Logging Symposium*, Dallas, Texas, 2–5 May 1971, paper SPWLA-1971-O, pp. 1–2.
- Rider, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Serra, O., 1990. *Sedimentary Environment from Wireline Logs*. Schlumberger.
- Sukanto, dkk. 1998. Petroleum systems of the Asri Basin, Java Sea. Indonesia: *Proc. Indon. Petrol. Assoc.*, 26th Ann. Conv. P. 291-312.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C., 2004. *Petrophysics Theory and Practice of Measuring of Reservoir Rocks (Vol. 2nd Edition)*. Oxford: Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7711-0.X5000-2>
- Van Bemmelen, R. W., 1949. *Geology of Indonesia (Vol. 1A)*. Netherland: The Hague Martinus Nijhoff.
- Waskito, L.B., Widiatmo, R., Gunawan, H. and Pengxiao, S., 2015. Integrated offshore mature field revitalization in Asri Basin, North Business Unit Area, Southeast Sumatra, Indonesia. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (pp. SPE-176250). SPE.
<https://doi.org/10.2118/176250-MS>
- Young R., Harmony, W.E., Juniarto, G., Thomas, B., Juniarto, G., 1991. Widuri Field, Offshore Southeast Sumatra Sandbody Geometries and the Reservoir Model, *Proceeding IPA 20th Annual Convention*, Jakarta. 20/1, 385-417.