



## Karakteristik Reservoir Karbonat Berdasarkan Analisis Petrofisika Pada Formasi Kais, Lapangan "SMR", Cekungan Salawati, Papua

Sofia Marsha Ramadani<sup>1\*</sup>, Undang Mardiana<sup>1</sup>, Febriwan Mohammad<sup>1</sup>, Yuyun Yuniardi<sup>1</sup>,  
Theodorus Rendhi<sup>2</sup>, Aryosito Iswarajati<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

<sup>2</sup> PT. Pertamina Hulu Energi

\*Korespondensi: [sofia20003@mail.unpad.ac.id](mailto:sofia20003@mail.unpad.ac.id)

### ABSTRAK

Cekungan Salawati di Papua, Indonesia, merupakan wilayah dengan potensi besar untuk penemuan hidrokarbon, terutama dalam Formasi Kais. Penelitian ini mengkaji karakteristik petrofisika Formasi Kais di Lapangan SMR dengan menggunakan data log sumur dan data batuan inti untuk menganalisis potensi hidrokarbon. Metode yang digunakan meliputi analisis kualitatif untuk identifikasi litologi, serta analisis kuantitatif untuk menghitung kandungan serpih (*Vshale*), porositas efektif (*PHIE*), dan saturasi air (*Sw*). Hasil analisis kualitatif menunjukkan bahwa litologi utama adalah batugamping, sedangkan analisis petrofisika menghasilkan nilai rata-rata kandungan serpih sebesar 3.8%, 6.8%, 7.8%, rata-rata nilai porositas efektif 13.3%, 13.8, 15.5% dengan kualitas "baik" (Koesoemadinata, 1978); dan rata-rata nilai saturasi air 12.2%, 29.8%, 35.9%. Berdasarkan nilai *cut off* yang ditetapkan ( $Vsh \leq 20\%$ ,  $PHIE \geq 10\%$ ,  $Sw \leq 60\%$ ), ketiga sumur menunjukkan potensi hidrokarbon yang baik. Penelitian ini mengungkapkan bahwa Formasi Kais memiliki kualitas reservoir yang menjanjikan untuk eksplorasi lebih lanjut, memberikan wawasan penting untuk pengembangan sumber daya hidrokarbon di Cekungan Salawati dan kontribusi terhadap pemahaman geologi regional.

**Kata kunci:** Cekungan Salawati, Formasi Kais, Petrofisika, Reservoir

### ABSTRACT

*The Salawati Basin in Papua, Indonesia, represents a region with significant potential for hydrocarbon discovery, particularly within the Kais Formation. This study examines the petrophysical characteristics of the Kais Formation at the SMR Field using well log data and core data to assess hydrocarbon potential. The methods employed include qualitative analysis for lithology identification and quantitative analysis for calculating shale volume (*Vshale*), effective porosity (*PHIE*), and water saturation (*Sw*). Qualitative analysis indicates that the primary lithology is limestone. Petrophysical analysis reveals average shale volumes of 3.8%, 6.8%, and 7.8%, average effective porosity values of 13.3%, 13.8%, and 15.5% with "good" quality (Koesoemadinata, 1978), and average water saturation values of 12.2%, 29.8%, and 35.9%. Based on the established cut-off values ( $Vsh \leq 20\%$ ,  $PHIE \geq 10\%$ ,  $Sw \leq 60\%$ ), all three wells show good hydrocarbon potential. This study demonstrates that the Kais Formation possesses promising reservoir quality for further exploration, providing valuable insights into hydrocarbon resource development in the Salawati Basin and contributing to the broader understanding of regional geology.*

**Keywords:** Salawati Basin, Kais Formation, Petrophysics, Reservoir

## PENDAHULUAN

Cekungan di Indonesia Timur, terutama yang terletak di Papua, merupakan wilayah dengan potensi besar untuk penemuan hidrokarbon baru. Sejak awal eksplorasi, kawasan ini telah menunjukkan kapasitas yang signifikan dalam menyimpan cadangan migas. Terutama, Cekungan Salawati di Papua telah menjadi fokus perhatian dalam eksplorasi sumber daya energi, terbukti dari sejumlah penemuan penting dan produksi yang berhasil (Satyana, A. H., 2003).

Kegiatan eksplorasi hidrokarbon yang dilakukan di Papua Barat, khususnya dalam Cekungan Salawati. Pertamina EP Papua Field (*PEP Papua Field*) dan Pertamina Hulu Energi Regional IV berhasil menemukan cadangan migas hidrokarbon melalui pengeboran sumur eksplorasi. Menurut data, penemuan ini menunjukkan potensi besar Formasi Kais sebagai reservoir penting bagi penimbunan minyak dan gas di wilayah tersebut.

Formasi Kais menarik untuk dipelajari di Cekungan Salawati karena keberadaannya sebagai batuan karbonat yang memiliki sifat reservoir yang potensial untuk penimbunan hidrokarbon. Batuan karbonat cenderung memiliki porositas dan permeabilitas yang baik, yang merupakan kualitas utama untuk menjadi reservoir yang efektif. Selain itu, Formasi Kais di Cekungan Salawati menunjukkan variasi fasies yang kompleks, dari terumbu karang hingga lingkungan pengendapan, yang mempengaruhi distribusi dan kualitas reservoirnya. Pengaruh dari proses diagenesis yang terjadi selama berjuta-juta tahun juga memainkan peran penting dalam membentuk sifat fisik batuan karbonat ini.

Selain potensi hidrokarbon yang signifikan, Formasi Kais juga menawarkan peluang untuk memahami lebih dalam sejarah geologis dan evolusi lingkungan di daerah ini.

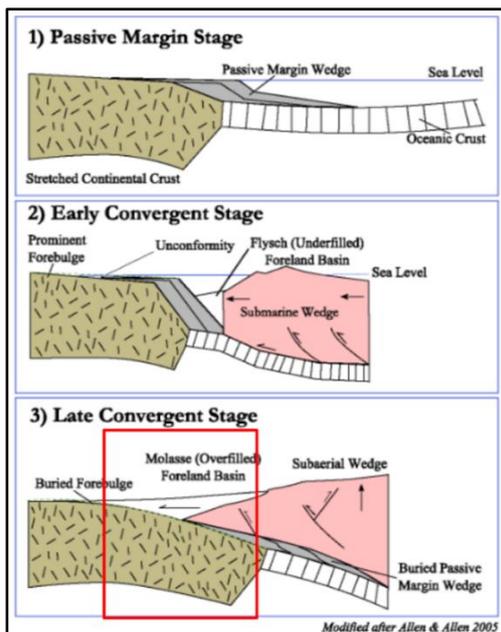
Analisis fasies dan lingkungan pengendapan batuan karbonat ini dapat memberikan informasi yang berharga tentang kondisi paleogeografi serta perubahan iklim dan laut pada masa lampau. Dengan demikian, pemahaman yang mendalam terhadap Formasi Kais tidak hanya memberikan manfaat dalam konteks eksplorasi dan produksi hidrokarbon, tetapi juga berpotensi untuk memberikan wawasan tambahan dalam konteks geologi regional yang lebih luas di Cekungan Salawati, Papua.

## TINJAUAN PUSTAKA

### Tektonik Regional

Secara tektonostratigrafi, proses sedimentasi dan sejarah tektonik Cekungan Salawati mencakup periode geologis yang panjang, mulai dari Paleozoikum (Silur) hingga zaman saat ini, dengan fase tektonisme yang dimulai pada akhir Pliosen. Secara umum, evolusi Cekungan Salawati terpengaruh oleh aktivitas sesar yang dimulai pada Mio-Pliosen, menyebabkan cekungan ini mengalami perubahan polaritas yang dapat dibagi menjadi tiga tahap:

1. Tahap Pra-reversi polaritas (Paleozoikum - Miosen Akhir), di mana *depocenter* cekungan berada di bagian selatan.
2. Tahap Sin-reversi polaritas (Miosen Akhir - Pliosen Tengah), ketika Cekungan Salawati mengalami pembalikan polaritas dengan *depocenter* dominan di bagian baratlaut.
3. Tahap Pasca-reversi polaritas (Miosen Akhir - saat ini), di mana *depocenter* Cekungan Salawati berada di bagian Utara-Barat laut seperti yang terlihat saat ini.

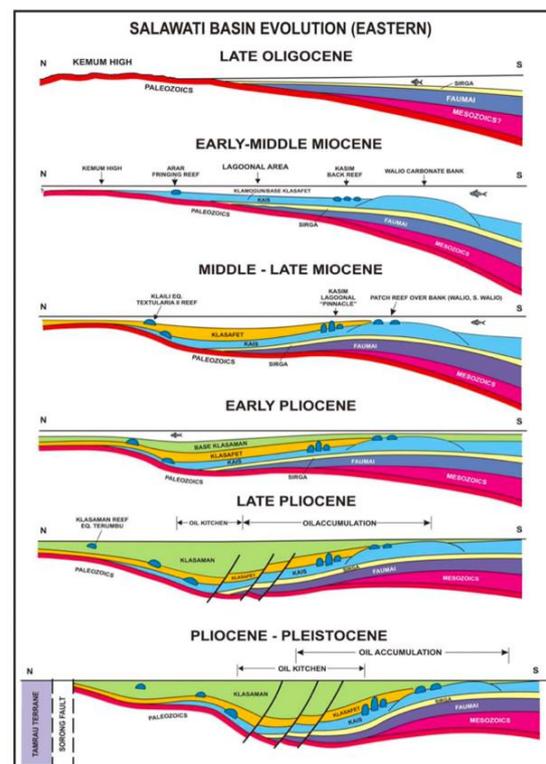


**Gambar 1** Model Pembentukan Foreland Basin (Modified after Allen & Allen 2005)

Studi regional dari tahun 1997 hingga 2000 (misalnya Satyana, 1999, 2001; Satyana dan Setiawan, 2000; dan Satyana dkk., 2000) menyimpulkan bahwa Cekungan Salawati telah mengalami pembalikan polaritas dari kemiringan ke selatan selama Paleozoikum hingga awal Pliosen menjadi kemiringan ke utara sejak akhir Pliosen. (**Gambar 2**) merangkum evolusi cekungan dan pembalikan polaritasnya terutama di cekungan bagian barat. Pembalikan ini terkait dengan masuknya tektonisme Sorong ke dalam Cekungan Salawati. Stratigrafi cekungan sebelum pembalikan terdiri dari Kelompok Kemum dan Aifam Paleozoikum akhir, Kelompok Tipuma dan Kembelangan Mesozoikum, dan Faumai, Sirga Tersier awal hingga Mio-Pliosen. Formasi Kais, Klasafet, dan Klasaman bagian bawah membentuk stratigrafi selama pembalikan sin. Batuan tebal atas Klasaman dan endapan molasis Sele membentuk stratigrafi pasca-pembalikan.

Sedimentasi Tersier dimulai dengan deposisi karbonat transgresif Faumai pada akhir Eosen hingga awal Oligosen, diikuti oleh karbonat Oligosen akhir dan siliklastik

Pembalikan cekungan pada Mio-Pliosen menjadi krusial dalam evolusi dan perkembangan platform karbonat Kais.



**Gambar 2** Diagram skematis yang menunjukkan evolusi Cekungan Salawati (Satyana, 1999)

### Stratigrafi Regional

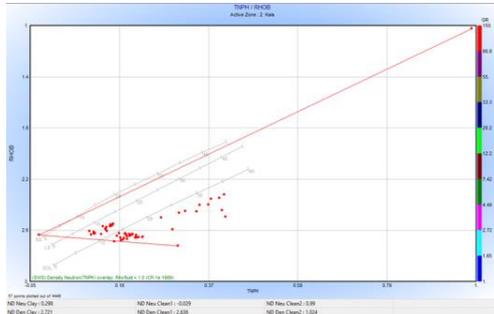
Stratigrafi Cekungan Salawati dapat dibagi menjadi dua bagian utama berdasarkan usia: pra-Tersier dan Tersier (**Gambar 3**). Batuan tertua dalam cekungan ini adalah Kemum *metasediments-metamorphics* dari Siluro-Devonian yang membentuk *basement* benua.

Di atas *basement* ini terdapat batuan dari Formasi Aifam (Carboniferous-Permian) dan Formasi Tipuma serta Kelompok Kembelangan (Mesozoikum) yang terdistribusi di bagian selatan cekungan.

serta karbonat dari Formasi Sirga. Pada Miosen, karbonat tebal dari Formasi Kais terdeposisi, bersamaan dengan pengendapan marly shale lagoonal dari Formasi Klasafet.



yang tersusun oleh mineral kalsit serta terdapat titik yang jatuh pada kurva garis dolomite. Kandungan batugamping pada garis tersebut menunjukkan pembacaan nilai gamma ray yang rendah.

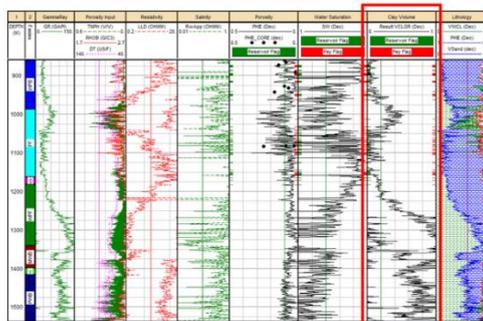


**Gambar 1.** Cross plot identifikasi litologi sumur SMR-1

### Analisis Kuantitatif

#### Perhitungan Kandungan Serpilh (*Vshale*)

Dalam analisis petrofisika, kehadiran *clay* atau *shale* dalam batuan sedimen merupakan faktor penting yang dapat mempengaruhi interpretasi data log. Salah satu dampaknya adalah pada perhitungan parameter batuan, seperti porositas dan kandungan serpilh, yang dapat memberikan gambaran yang kurang akurat jika tidak diperhitungkan dengan benar. Oleh karena itu, dalam penelitian ini, dipilih metode Gamma Ray – Neutron-Density (GRND) untuk menghitung kandungan serpilh. Metode ini dipilih karena kemampuannya untuk menghasilkan estimasi yang lebih tepat dengan mempertimbangkan pengaruh *shale* terhadap respon log.



**Gambar 5** Hasil Perhitungan *Volume Shale* pada Sumur SMR-1

Berdasarkan perhitungan kandungan serpilh dengan metode GRND pada setiap sumur, maka mendapatkan hasil rata-rata kandungan serpilh sebagai berikut:

**Tabel 1** Nilai rata-rata kandungan serpilh pada 3 sumur daerah penelitian

| Sumur | GR Min | GR Max | VSH  |
|-------|--------|--------|------|
| SMR-1 | 7.50   | 196.88 | 3.8% |
| SMR-2 | 9.77   | 65.89  | 7.8% |
| SMR-3 | 8.78   | 139.7  | 6.8% |

#### Perhitungan Porositas

Dalam penelitian ini, perhitungan porositas dilakukan dengan mengintegrasikan data dari log densitas (RHOB) dan log neutron (NPHI) untuk menentukan porositas efektif (PHIE). Porositas efektif ini dihitung dengan mengalikan porositas total dengan kandungan serpilh (*Vshale*), yang memberikan gambaran lebih akurat mengenai kapasitas penyimpanan fluida di dalam batuan. Parameter yang digunakan dalam perhitungan ini mencakup log densitas, log neutron, volume serpilh, matriks batuan, densitas fluida, densitas *shale*, nilai neutron *shale*, dan temperatur. Setelah perhitungan selesai, hasilnya divalidasi dengan membandingkannya terhadap nilai porositas data *core* yaitu *routine core analysis* (RCAL).

Sumur pada daerah penelitian memiliki rentang nilai porositas antara 13.3% - 15.5%. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1978), karakteristik porositas tersebut termasuk pada klasifikasi yang "baik".

**Tabel 2** Nilai rata-rata porositas pada 3 sumur daerah penelitian

| Sumur | PHIE  | Klasifikasi Koesoemadinata (1978) |
|-------|-------|-----------------------------------|
| SMR-1 | 15.5% | Baik                              |
| SMR-2 | 13.8% | Baik                              |
| SMR-3 | 13.3% | Baik                              |

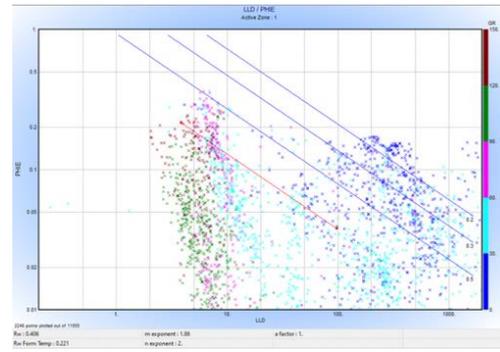
### Perhitungan Saturasi Air (Sw)

Dalam perhitungan saturasi air di Lapangan SMR, saturasi air yang mencapai 100% mengindikasikan bahwa seluruh pori dalam batuan reservoir terisi sepenuhnya oleh air. Sebaliknya, nilai saturasi air yang kurang dari 100% menunjukkan keberadaan hidrokarbon di dalam reservoir. Penelitian ini menggunakan metode Archie untuk menghitung saturasi air pada lapangan tersebut. Metode ini dianggap paling sesuai untuk digunakan di daerah penelitian karena formasi batuan yang terdiri dari litologi yang bebas dari kandungan *shale*.

Untuk Lapangan SMR yang didominasi batuan karbonat, nilai parameter a, m, dan n diambil dari data Special Core Analysis (SCAL) dari sumur kunci SMR-1, dengan nilai a=1, m=1.8–1.96, dan n=1.979–2.192. Salinitas air juga dicatat, dengan nilai 5500 ppm untuk sumur SMR-1 dan 3900 ppm untuk sumur SMR-2 dan SMR-3. Nilai-nilai ini diterapkan pada semua sumur di area penelitian.

Penentuan nilai resistivitas air (Rw) melibatkan identifikasi zona yang terisi air, yang dilakukan dengan interpretasi log resistivitas rendah dan log gamma ray rendah. Zona reservoir yang terisi air dengan salinitas tinggi akan menunjukkan resistivitas yang rendah, berbeda dari minyak dan gas yang memiliki resistivitas lebih tinggi.

Perhitungan nilai Rw dilakukan dengan metode *pickett plot* pada crossplot antara log resistivitas dan porositas efektif (PHIE). Hasil dari analisis ini memberikan nilai Rw yang dibutuhkan untuk menghitung saturasi air menggunakan ketiga metode yang telah disebutkan.



**Gambar 6** Pickett plot perhitungan nilai Rw pada sumur SMR-1

**Tabel 3** Nilai Rw pada 3 sumur daerah penelitian

| Sumur | a | m   | n | Rw (Ohm) | Salinitas (ppm) |
|-------|---|-----|---|----------|-----------------|
| SMR-1 | 1 | 1.8 | 2 | 0.406    | 5500            |
| SMR-2 | 1 | 1.8 | 2 | 0.282    | 3900            |
| SMR-3 | 1 | 1.8 | 2 | 0.362    | 3900            |

Berdasarkan hasil perhitungan, maka didapatkan nilai rata-rata saturasi air (Sw) pada semua sumur di daerah penelitian adalah sebagai berikut.

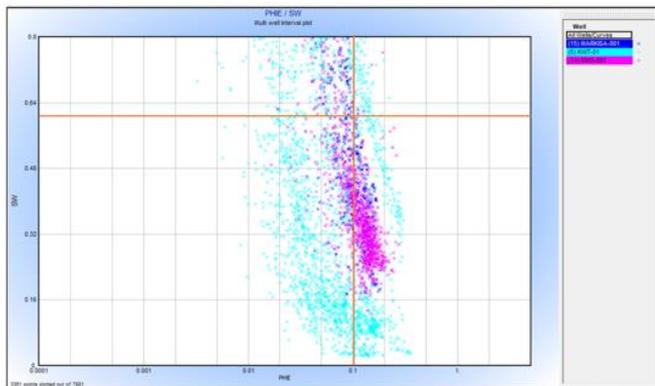
**Tabel 4** Nilai rata-rata saturasi air (Sw) pada 5 sumur daerah penelitian

| Sumur | Sw    |
|-------|-------|
| SMR-1 | 12.2% |
| SMR-2 | 29.8% |
| SMR-3 | 35.9% |

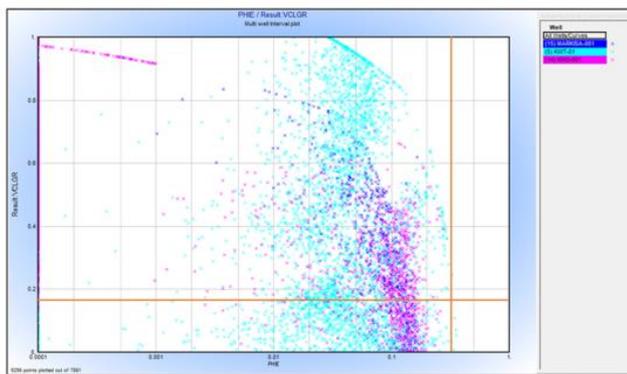
### Perhitungan Nilai Cut Off

Penentuan nilai *cut off* untuk batasan area hidrokarbon yang dapat diproduksi atau berpotensi pada formasi reservoir melibatkan parameter kunci seperti *volume shale* (Vsh), porositas efektif (PHIE), dan saturasi air (Sw). Nilai *cut off* untuk *volume shale* ditentukan melalui *crossplot* antara Vsh dan PHIE, dengan batas *cut off volume shale* didasarkan pada tren sebaran data dari setiap sumur untuk mengidentifikasi dan mengeliminasi interval dengan kandungan *shale* tinggi. Berdasarkan perhitungan pada

semua sumur di Lapangan SMR, nilai *cut off* yang diperoleh adalah  $Vsh \leq 20\%$ , porositas efektif  $\geq 10\%$ , dan saturasi air  $\leq 60\%$ .



**Gambar 7** Cut off Sw & PHIE pada sumur penelitian



**Gambar 8** Cut off Vsh & PHIE pada sumur penelitian

### Lumping

Hasil dari proses *lumping* merupakan ringkasan dari seluruh data yang telah dihitung, biasanya disajikan dalam bentuk tabel. Proses *lumping* melibatkan penerapan nilai *cut-off* atau batasan untuk kandungan serpih, porositas efektif, dan saturasi air yang ditentukan dari perhitungan parameter petrofisika sebelumnya. Hasil *lumping* mengidentifikasi zona *net reservoir* yang dibatasi oleh nilai *cut-off* untuk kandungan serpih dan porositas yang telah dihitung sebelumnya, dan zona ini kemudian digunakan untuk menghitung ketebalan bersih zona *net pay*.

Zona yang masih berada dalam kondisi *gross* di sumur adalah zona *reservoir* yang belum terpotong oleh nilai *cut-off* dari parameter petrofisika. Jika zona *gross* tersebut dipotong oleh nilai *cut-off* untuk kandungan serpih dan porositas efektif, zona tersebut akan menjadi zona *net reservoir*. Selanjutnya, zona *net reservoir* mungkin akan dipotong lagi oleh nilai *cut-off* untuk saturasi air, menghasilkan zona *net pay*. Hasil analisis *lumping* pada sumur di Lapangan SMR disajikan pada (Tabel 5).

**Tabel 5** Hasil Perhitungan Lumping pada Lapangan "SMR"

| Sumur | Top  | Bottom | Gross Reservoir | Net Reservoir | Reservoir Summary |       |       | Net Pay |
|-------|------|--------|-----------------|---------------|-------------------|-------|-------|---------|
|       |      |        |                 |               | VSH               | PHIE  | SW    |         |
| SMR-1 | 860  | 1565   | 705             | 52.73         | 0.038             | 0.155 | 0.122 | 52.73   |
| SMR-2 | 1230 | 1630   | 332             | 44.89         | 0.078             | 0.138 | 0.298 | 44.89   |
| SMR-3 | 1898 | 2020   | 159.26          | 26.97         | 0.068             | 0.133 | 0.359 | 26.97   |

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data yang dilakukan pada penelitian, maka hasil yang dapat disimpulkan adalah sebagai berikut:

1. Hasil analisis kualitatif menunjukkan pada Formasi Kais, Lapangan SMR tersusun atas litologi batugamping.
2. Hasil analisis kuantitatif perhitungan petrofisika pada Formasi Kais yang meliputi perhitungan kandungan serpih (*Vshale*) dengan menggunakan metode Gamma Ray – Neutron-Densitas, perhitungan porositas efektif dengan metode Neutron-Densitas, dan perhitungan saturasi air (*Sw*) dengan menggunakan metode Archie.
3. Berdasarkan hasil analisis petrofisika didapatkan rentang nilai rata-rata *volume shale* sebesar 3.8% - 7.8%, nilai rata-rata porositas efektif sebesar 13.3% - 15.5% dengan kualitas “baik”.
4. Dari analisis petrofisika batuan reservoir maka didapatkan pada lapangan SMR nilai *cut off* yang diperoleh adalah  $Vsh \leq 20\%$ , porositas efektif  $\geq 10\%$ , dan saturasi air  $\leq 60\%$ .
5. Ketiga sumur (SMR-1, SMR-2, dan SMR-3) menunjukkan potensi kandungan hidrokarbon yang baik karena memenuhi beberapa kriteria kunci dalam analisis petrofisika. *Volume shale* yang rendah, nilai porositas efektif yang baik, dan nilai saturasi air yang rendah. Kombinasi dari *Vsh* rendah, PHIE yang baik, dan *Sw* rendah inilah yang membuat ketiga sumur ini memiliki zona dengan kandungan hidrokarbon yang potensial.

#### UCAPAN TERIMAKASIH

Terimakasih kepada PT. Pertamina Hulu Energi yang telah memberikan kesempatan kepada penulis serta

mengizinkan penggunaan data pada penelitian ini.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Allen, P. A., & Allen, J. R. (2005). Basin analysis: Principles and applications (2nd ed.). Blackwell Scientific Publications. ISBN 0632052074.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). Geologi minyak dan gas bumi. ITB.
- Satyana, A. H. (2001). Dynamic response of the Salawati Basin, Eastern Indonesia to the Sorong Fault tectonism: Example of inter-plate deformation. In Proceedings Indonesian Association of Geologists (IAGI) - GEOSEA 30th Annual IAGI Conference and 10th Geosea Regional Congress Yogyakarta, September 10-12, 2001.
- Satyana, A. H., & Setiawan, I. (2001). Origin of Pliocene deep-water sedimentation in Salawati Basin, Eastern Indonesia: Deposition in inverted basin and exploration implications. *Proceedings of FOSI 2nd Regional Seminar Deep-Water Sedimentation of Southeast Asia*, 53-65.
- Satyana, A. H. (2003). Sorong fault and reversal of the Salawati Basin. Indonesian Petroleum Association Newsletter.
- Satyana, A. H. (2003). Re-evaluation of the sedimentology and evaluation of the Kais Carbonate Platform, Salawati Basin, Eastern Indonesia: Exploration significance. In Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Twenty-ninth Annual Convention & Exhibition, October 2003.
- Satyana, A. H., Salim, Y., & Demarest, J. D. (1999). Significance of focused hydrocarbon migration in the Salawati Basin: Controls of fault and structural noses. In Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Twenty-Seventh Annual Convention & Exhibition, October 1999.