

STUDI KARAKTERISTIK DAN PERMODELAN TERMAL BATUAN INDUK TERSIER DI CEKUNGAN SALAWATI, PAPUA BARAT

(Characteristic Study and Thermal Modeling of Source Rocks in Salawati Basin, West Papua)

Arista Muhartanto^{1,3)}, Ahmad Helman Hamdani¹⁾, Safrizal²⁾,
Lili Fauzielly¹⁾, dan Afriadhi Triwerdhana⁴⁾

¹⁾Mahasiswa Program Pascasarjana Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjajaran, Bandung

²⁾KBI Exploration Pertamina EP, Jakarta

³⁾Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti, Jakarta 11440

⁴⁾KTI Exploration Pertamina EP, Jakarta

E-mail: arista_m@trisakti.ac.id

Teregistrasi I tanggal 28 September 2018; Diterima setelah perbaikan tanggal 6 November 2018;
Disetujui terbit tanggal: 31 Desember 2018

ABSTRAK

Cekungan Salawati memiliki cadangan minyak dan gas sejumlah 0.5 BBO dan 0.1 TCFG, diduga hidrokarbon dihasilkan dari batuan induk Tersier dan Pra-Tersier. Beberapa studi batuan induk telah dilakukan, seperti pada Formasi Sirga (Oligosen Akhir), Formasi Kais (Miosen Tengah) dan Formasi Klasafet (Miosen Akhir). Minimnya pengetahuan mengenai studi karakteristik dan pemodelan termal batuan induk Formasi Sirga dan Pre-Faunai, serta keingintahuan mengamati adanya pembalikan polaritas cekungan merupakan hal yang menarik untuk diteliti lebih lanjut. Metode penelitian menggunakan analisis geokimia *petroleum* yang meliputi: TOC, *Rock Eval Pyrolysis*, *kerogen typing*, *vitritinite reflectance* ($%R_o$) dengan sejumlah 9 sampel *cuttings*. Kekayaan material organik berdasarkan parameter TOC pada kedua formasi menunjukkan kuantitas *good to very good*, sedangkan parameter PY menunjukkan kualitas *fair to good potency* sebagai batuan induk dalam menggenerasikan hidrokarbon. Tipe kerogen komposisinya didominasi NFA yang mengindikasikan pengendapan di lingkungan *oxidizing marine* atau lakustrin. Data plot HI terhadap T_{max} *kerogennya menunjukkan campuran* tipe II/III yang mengindikasikan pengendapan yang terjadi di lingkungan transisi (*fluvio-deltaic*). Kematangan Formasi Sirga dan Pre-Faunai (Oligosen) berdasarkan $%R_o$ dan T_{max} *menunjukkan tingkat yang rendah*. Data kematangan berdasarkan pemodelan cekungan 1D pada sumur Warir-1X dan WIR-1A (di luar daerah penelitian) memperlihatkan evolusi kematangan yang telah mencapai level yang lebih tinggi, yakni *early to mid-mature* yang terjadi pada kala Pliosen Tengah, dan tingkat kematangan akhir dalam *oil generation* yang tercapai sejak Pleistosen Awal. Adanya pembalikan polaritas cekungan yang mengarah ke Selatan sebelum Pliosen, berubah menjadi mengarah ke Utara sebagai deposenter cekungan berdampak terhadap peningkatan kematangan termal. Pada deposenter, umumnya bertindak sebagai dapur yang matang (*mature kitchen*) yang merupakan tempat dihasilkannya hidrokarbon.

Kata Kunci: cekungan salawati, karakteristik, kematangan, pemodelan cekungan 1D, pembalikan polaritas cekungan

ABSTRACT

Salawati Basin has 0.5 BBO and 0.1 TCFG oil and gas resources respectively. Hydrocarbon is generated from Tertiary and Pre-Tertiary source rock. Several source rock studies have been conducted, such as in Sirga Formation

(Late Oligocene), Kais Formation (Middle Miocene), and Klasafet Formation (Late Miocene). Lack of knowledge in characteristics and thermal modeling study or source rock in Sirga Formation and Pre-Faumai, also curiosity to observe basin reverse polarity occurrence is intriguing to be researched further. Research methodology was carried out using petroleum geochemistry analysis, including: TOC, Rock Eval Pyrolysis, kerogen typing, vitrinite reflectance ($\%R_o$) from 9 cutting samples. Based on TOC parameter, organic-rich materials in both formations show good to very good quantity. On the other hand, PY parameter shows fair to good potency quality as source rock to generate hydrocarbon. Kerogen type composition dominated NFA which indicates oxidizing marine or lacustrine depositional environment. Crossplots between HI and T_{max} shows kerogen mixture type II/III which indicates transition environment (fluvio-deltaic) depositional environment. Sirga Formation and Pre-Faumai (Oligocene) show low level maturity based on $\%R_o$ and T_{max} . On the contrary, based on 1D basin modeling maturity of the source rock on Warir-1X well and WIR-1A (outside research area) show higher level maturity (early to mid-mature) since Middle Pliocene and progressed into late maturity stage on oil generation since Early Pleistocene. Depocenter, generally act as mature kitchen where hydrocarbon generated. Basin polarity reversal occurred since Pliocene and changed basin configuration i.e depocenter from on southern area becoming on northern area.

Keywords: salawati basin, characteristics, maturity, 1D basin modeling, basin polarity reversal

I. PENDAHULUAN

Cekungan Salawati merupakan cekungan Tersier yang memiliki cadangan minyak sejumlah 0.5 BBO dan gas sejumlah 0.1 TCFG (Gambar 1). Hidrokarbon dihasilkan dari batuan induk berumur Pra-Tersier dan Tersier. Batuan induk Tersier adalah batulempung Formasi Klasafet yang diendapkan di lingkungan laut dangkal berumur Miosen Tengah, dan bagian tertentu dari batugamping Formasi Kais berumur Miosen Awal, terutama lapisan batugamping yang mengandung batubara (Pireno 2008).

Berdasarkan model-model pematangan hidrokarbon yang dibuat pada beberapa lokasi di cekungan menunjukkan bahwa Formasi Klasafet hingga saat ini masih dalam fase pematangan awal (*early mature*) yang belum efektif untuk membentuk hidrokarbon.

Selain hal tersebut, ditemukan pula tanda-tanda minyak dan gas pada batupasir Formasi Sirga yang berumur Oligosen Akhir di sumur eksplorasi SF-1X yang dibor pada tahun 2007. Selanjutnya, ditemukan juga minyak pada batupasir pra-Kais di sumur SAR-1X (2008), ini menjadi suatu bukti baru yang mendukung bahwa Formasi Sirga, kemungkinan merupakan batuan induk di Cekungan Salawati untuk minyak yang terperangkap dalam batupasir Formasi Sirga dan batugamping Formasi Kais bawah (intra-Kais) (Pireno 2008).

Minimnya pengetahuan data karakteristik dan pemodelan termal batuan induk Formasi Sirga dan Pre-Faumai serta keingintahuan mengamati adanya pembalikan polaritas cekungan berdasarkan data geokimia hidrokarbon merupakan hal yang menarik untuk diteliti lebih lanjut. Pemilihan sampel yang

dianalisis diambil dari beberapa sumur pemboran yang belum pernah atau minim data analisis geokimia, sehingga diharapkan akan menambah pengetahuan mengenai keberadaan *petroleum system* yang baru dalam kegiatan eksplorasi di wilayah Papua Barat.

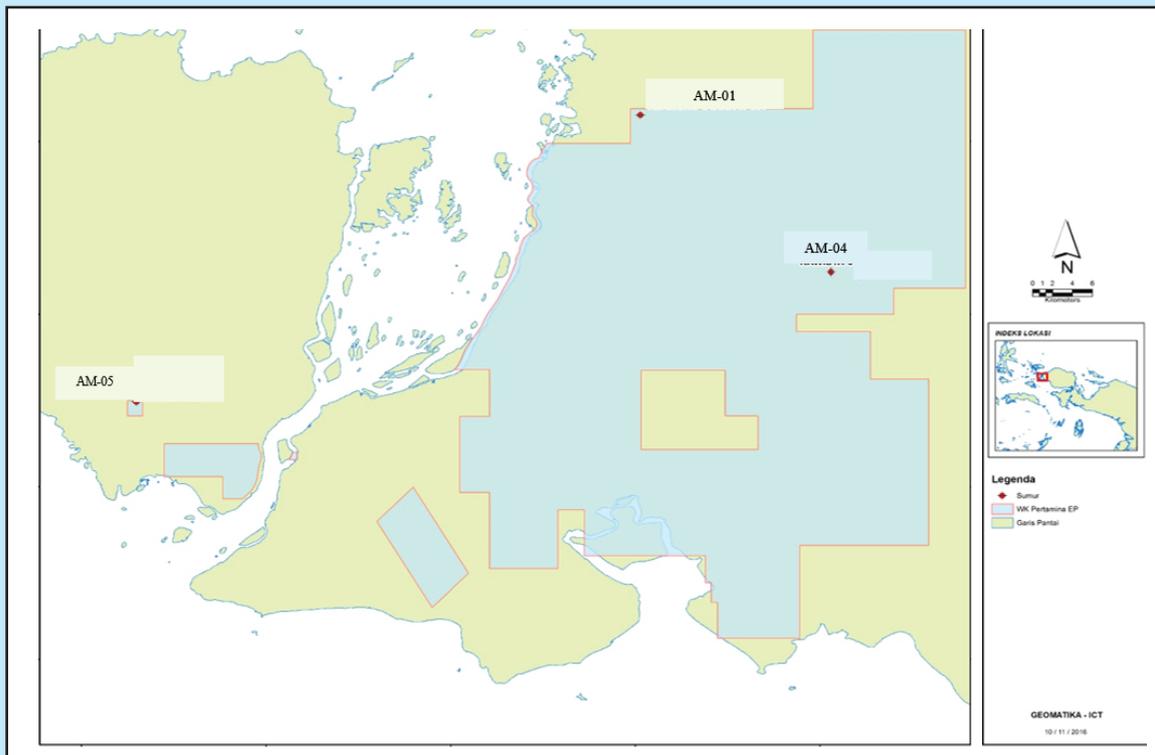
Tujuan penelitian untuk mengetahui: a) karakteristik batuan induk Formasi Sirga dan Formasi Pre-Faumai sebagai penghasil hidrokarbon di Cekungan Salawati; b) nilai kematangan (*maturity*) berdasarkan $\%R_o$, T_{max} dan pemodelan cekungan 1D.

II. BAHAN DAN METODE

Metode penelitian menggunakan analisis geokimia *petroleum* dengan jenis analisisnya, meliputi: sampel sejumlah 9 *cuttings* batuan induk berumur Tersier yang diambil dari 3 sumur, yakni: AM-01; AM-02 dan AM-03 dengan analisis, meliputi:

- Kuantitas dinyatakan dalam TOC (*total organic carbon*) yang menunjukkan potensi *batuan induk*
- Kualitas, meliputi diantaranya: tipe kerogen, REP (*Rock Eval Pyrolysis*) terdiri dari: S_1 (*free hydro-carbon*), S_2 (*pyrolyzable hydrocarbon*), PY (*Potential Yield*) atau THGP = $S_1 + S_2$, PI (*Production Index*) = $S_1 / (S_1 + S_2)$, HI (*hydrogen index*), OI (*oxygen index*)
- Kematangan, dianalisis dari: T_{max} dan R_o

Data yang digunakan milik asset V Pertamina EP (area Salawati), meliputi: 1) data primer, berupa 9 sampel *cuttings* batuan induk Formasi Sirga dan Pre-Faumai dari sumur AM-01; AM-02 dan AM-03; 2) data sekunder, berupa laporan sumur dan laporan geokimia.



Gambar 1
Peta Papua Barat dengan lokasi ke-3 sumur eksplorasi di wilayah kerja area-V salawati (Pertamina EP 2015).

A. Stratigrafi Tersier Cekungan Salawati

Berikut stratigrafi Cekungan Salawati yang dibahas hanya formasi yang terkait dengan studi penelitian, yaitu sedimen Tersier (Gambar 2):

Formasi Waripi (Paleosen; 66.5-54 jtl), terutama tersusun oleh karbonat dolomitik dan batupasir kuarsa diendapkan di lingkungan laut dangkal yang berumur Paleosen hingga Eosen. Di atas formasi ini diendapkan secara selaras Formasi Faumai yang berumur Eosen, terdiri atas batugamping berlapis tebal (sampai 15 meter) yang kaya fosil foraminifera (*miliolid*), batugamping lanauan dan perlapisan batupasir kuarsa dengan ketebalan sampai 5 meter, tebal seluruh formasi ini sekitar 500 meter

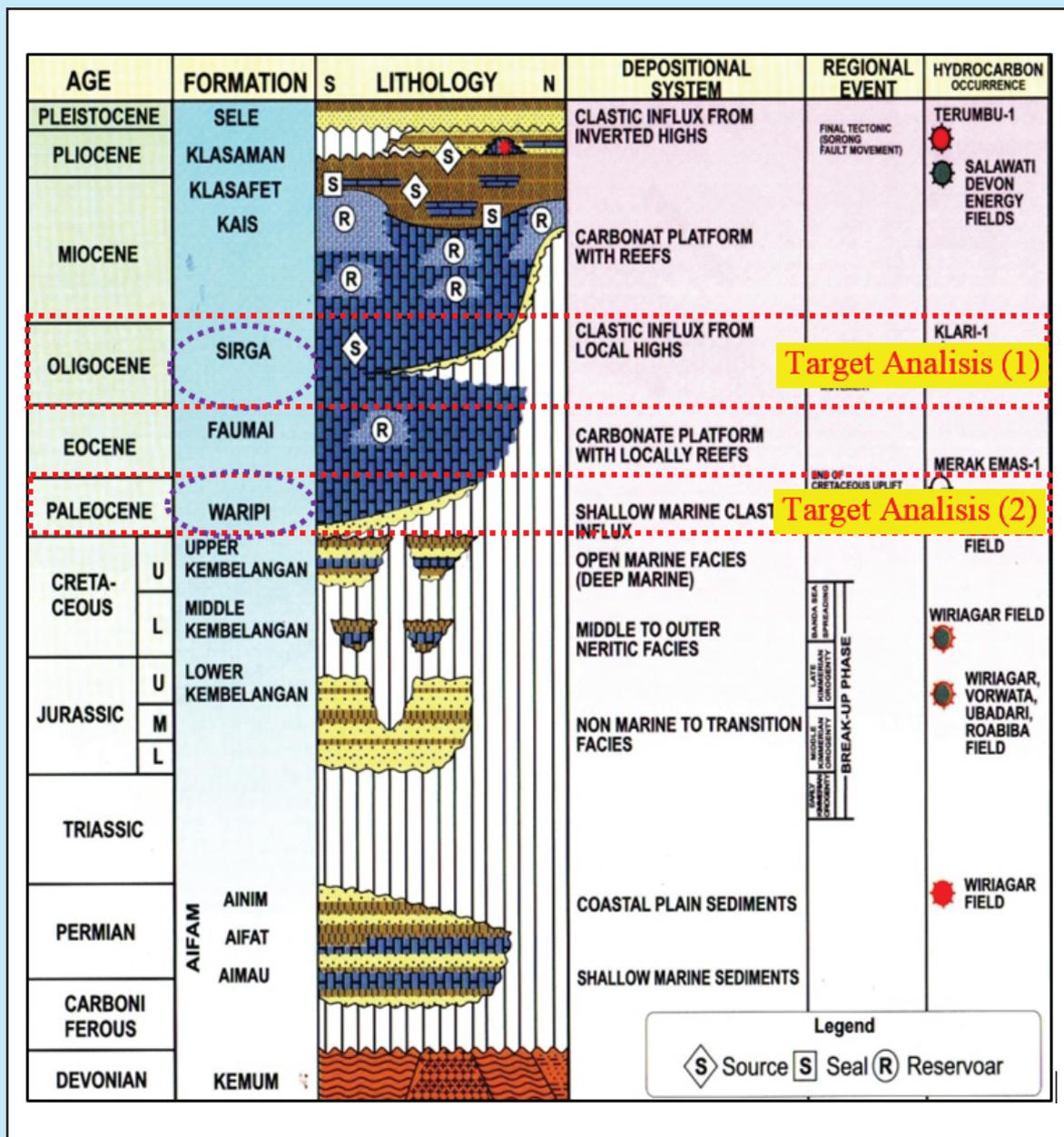
Formasi Sirga (Oligosen; 36-25.2 jtl.) diendapkan secara selaras di atas Formasi Faumai. Formasi ini dipengaruhi oleh regresi pada Oligosen Tengah yang menyebabkan terbentuknya daratan yang luas. Transgresi yang terjadi pada kala Oligosen Akhir telah berperan dalam proses pengendapan batuan sedimen klastik, berupa: batupasir, batulanau, serpih gampiran, serta sedikit batugamping yang berasal dari Tinggian Kemum di sebelah Utara.

Hasil analisis geokimia conto minyak Formasi Sirga dari sumur SF-1X dan SAR-1X mengidentifikasi bahwa minyaknya bersifat lilin (3,57%) dengan kandungan sulfur yang sangat rendah (0,024-0,028%) dan mempunyai unsur isotop karbon berat (-22 hingga -23), hasil analisis GC-MS (m/z 191) mengidentifikasi hadirnya oleanana sebagai biomarker dari tanaman darat yang berumur Tersier, rasio pristana/ fitana antara 1.33-2.61 dan muncul juga biomarker diahopana dan neohopana sebagai salah satu penciri endapan danau (Pireno 2008).

Berdasarkan hasil analisis geokimia dari minyak-minyak di Cekungan Salawati yang dilakukan oleh Thompson (1998) (*op. cit.* Pireno 2008) dari Robertson *Research International* untuk *Petromer Trend* menyebutkan adanya bukti kemunculan alga air tawar yang cukup melimpah (*Botryococcus*) sebagai ciri endapan danau yang diduga berkembang dalam struktur separuh *graben* seperti yang terlihat pada penampang seismik Line-06.

b. Struktur Geologi Cekungan Salawati

Menurut Satyana, 2011, Cekungan Salawati merupakan cekungan busur muka yang terletak di depan fragmen Benua Australia yang di bagian



Gambar 2
 Stratigrafi cekungan salawati, Papua Barat
 (Djumhana, 2008 op cit Syam B., 2008) dan target analisis geokimia.

Utara dibatasi oleh *Left-lateral Sorong Fault*. Sesar Sorong sangat mengontrol tatanan geologi Cekungan Salawati sejak Mio–Pliosen, meliputi:

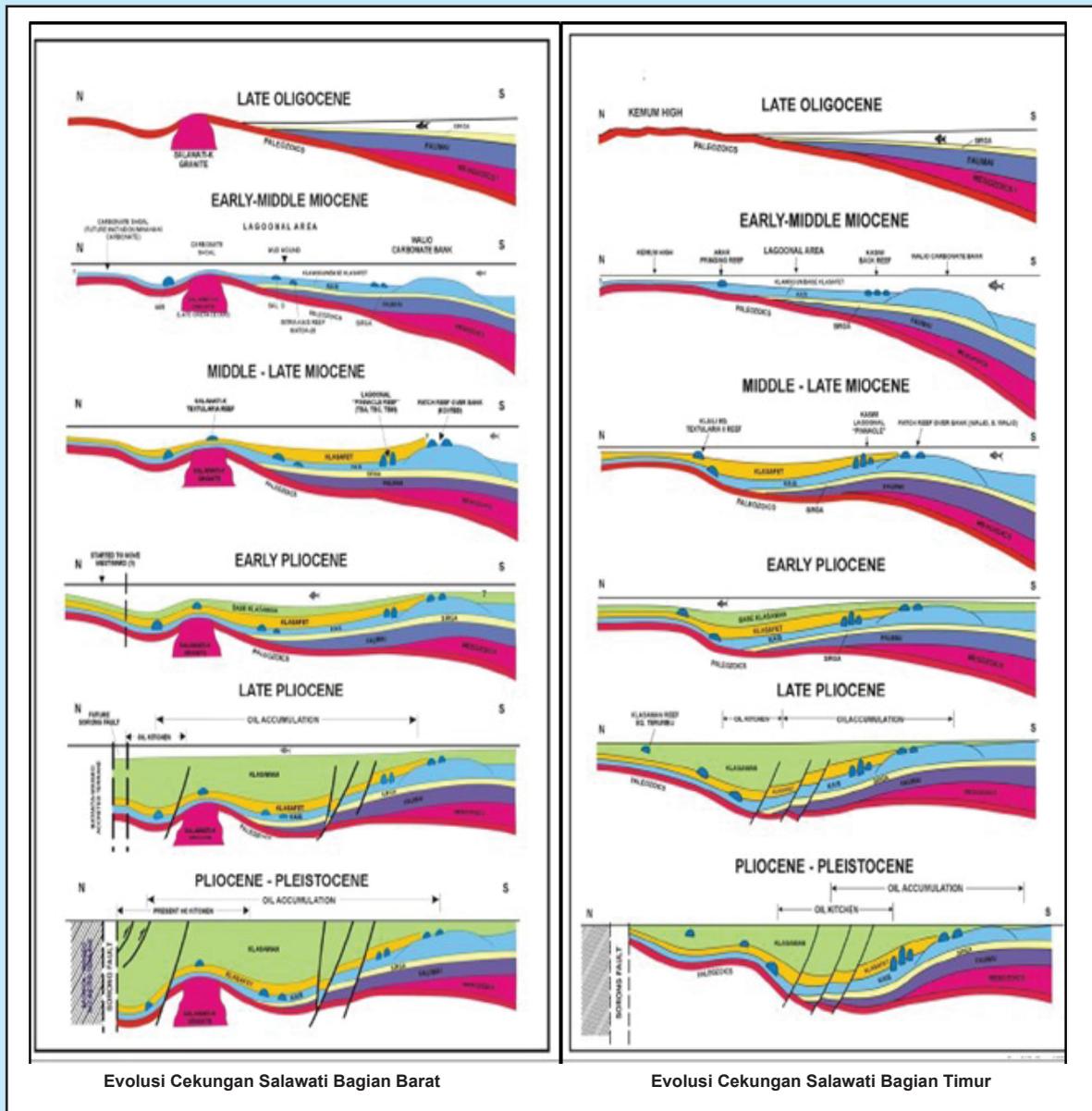
- Pembalikan polaritas arah pengendapan cekungan ke Selatan sejak Paleozoikum hingga akhir Miosen, berubah menjadi ke Utara sejak Mio-Pliosen
- Sedimentasi Formasi Klasaman pada Pliosen.
- Pembentukan dan migrasi hidrokarbon.

Sesar Sorong membatasi Cekungan Salawati di bagian Utara dan Barat, dan sangat mempengaruhi secara kuat sistem petroleum dan geologi Cekungan Salawati dimulai antara Kala Miosen hingga Pliosen. Sesar Sorong membalikkan polaritas cekungan dari pengendapan cekungan yang mengarah ke Selatan sebelum Pliosen berubah menjadi pengendapan cekungan yang mengarah ke Utara. Penurunan (*subsidence*) cekungan di bagian Utara menghasilkan

generasi *petroleum* dari batuan induk utama, yakni batuan karbonat dan serpih yang berumur Miosen (Formasi Kais-Klasafet).

Deposenter cekungan merupakan tempat pengendapan sedimen, sedangkan cekungan *platform* merupakan tempat *sedimentary provenance*. Pada *petroleum system*, deposenter umumnya bertindak sebagai dapur yang matang (*mature kitchen*) yang merupakan tempat dihasilkannya hidrokarbon. Hidrokarbon bermigrasi ke arah *updip* dari deposenter menuju *platform*.

Penampang skematis menunjukkan evolusi Cekungan Salawati di bagian Barat dan Timur (Gambar 3). Pola terpenting menunjukkan cekungan memiliki deposenter yang terletak di bagian Selatan selama Paleozoik hingga Miosen Akhir yang ditunjukkan oleh penebalan ke arah Selatan pada semua lapisan yang berumur Miosen Akhir hingga yang lebih tua. Pada Pliosen Awal, Sesar Sorong mulai mengontrol cekungan, arah deposenter mulai membalik ke Utara. Kala Plio-Pleistosen, cekungan memiliki konfigurasi seperti sekarang



Gambar 3
Evolusi cekungan Salawati di bagian barat dan timur. Perubahan arah cekungan terjadi di bagian Barat, Timur dan Tengah cekungan yang mengalami penurunan akibat respon terhadap pengangkatan di Utara dan Selatan pada kala miosen dan pliosen awal (Satyana 2011).

dengan konfigurasi suatu depocenter di bagian Utara dan menjadi “dapur” yang aktif. Minyak telah dihasilkan dari “dapur” sejak pertengahan Pliosen dan bermigrasi *updip* ke arah Selatan, mengisi terumbu dan karbonat yang tersesarkan pada Formasi Kais. Bagian Timur cekungan berbeda sedikit dalam evolusinya sejak Pliosen Akhir. Di bagian Utara dari bagian Timur cekungan terangkat oleh tektonik

Sorong, sedangkan di bagian Barat-nya sebaliknya mengalami penurunan.

III. HASIL DAN DISKUSI

Hasil pengamatan laboratorium terhadap sampel yang dianalisis ditunjukkan dalam Tabel 1 dan Tabel 2 sebagai berikut:

Tabel 1
Hasil pengamatan laboratorium analisis *rock eval pyrolysis* (REP) dan VR (%R_o)

Well	Sample Depth	Lithology	TOC (wt.%)	mg/gm rock			T _{max} (°C)	Potential Yield (S ₁ +S ₂)	HI	OI	VR (%R _o)
				S ₁	S ₂	S ₃					
Formasi Sirga											
AM-01	1564 - 1566 m	white to medium grey calc-sst-slts ¹⁾	0.26	0.06	0.21	0.24	419	0.27	81	92	0.42
AM-01	1576 - 1578 m	grayish brown to dark grey silts-clyst ¹⁾	0.27	0.05	0.26	0.25	413	0.31	96	93	0.45
AM-02	1386 - 1388 m	med dk gy, frm, calc, clyst	0.97	0.11	1.12	0.46	449	1.23	169	47	0.56
AM-02	1400 - 1402 m	dk gy, frm, calc, clyst	1.48	0.31	3.68	0.36	452	3.99	182	24	0.58
AM-02	1416 - 1418 m	dk gy, frm, coally, calc, clyst	2.79	0.67	10.36	0.45	445	11.03	180	16	0.6
AM-03	12177 feet	dk gy, frm, calc, clyst	1.53	0.4	6.97	0.45	448	7.37	302	35	0.64
AM-03	12380 feet	dk gy, frm, coally, calc, clyst	1.68	0.61	5.82	0.36	452	6.43	298	24	0.66
Formasi Pre-Faumai											
AM-01	2022 - 2024 m	dk gy, frm, non calc, clyst	1.49	0.03	1.09	0.51	447	1.12	218	34	0.63
AM-01	2024 - 2026 m	dk gy, frm, non calc, clyst	1.33	0.05	0.53	0.43	445	0.58	204	32	0.64
AM-03	13460 feet	dk gy, frm, calc, Clyst	1.97	0.54	9.95	0.32	456	10.49	314	25	0.63
AM-03	13585 feet	dk gy, frm, coally, calc, Clyst	2.04	0.54	10.12	0.42	459	10.66	324	25	0.69

Keterangan: ¹⁾ sampel dari data sekunder *op.cit* laporan geokimia sumur AM-01 (Pertamina EP, 2014)

Tabel 2
Analisis komposisi kerogen

Well	Sample Depth	Amorphinite		Exinite (Type I/II)						OPK (%)	Vitrinite Type III (%)	Semi Fusinite Type IV (%)	Inertinite Type IV (%)
		(Type I-III/IV)		C	S	R	SB	L					
		NFA (%)	F.A (%)						A (%)				
Formasi Sirga													
AM-01	1564 - 1566 m	70									20		10
AM-01	1576 - 1578 m	75						2			13		10
AM-02	1386 - 1388 m	87.5	1		1			1	2.5	7			
AM-02	1400 - 1402 m	89.5	2		1				2.5	5			
AM-02	1416 - 1418 m	83.5	5		1				5.5	5			
AM-03	12177 feet	89		1	1				1	8			
AM-03	12380 feet	88.5			1				0.5	10			
Formasi Pre-Faumai													
AM-01	2022 - 2024 m	65.5		0.5	1				1.5	20	8	3.5	
AM-01	2024 - 2026 m	74		1	1				1	20		3	
AM-03	13460 feet	93.5			1				0.5	5			
AM-03	13585 feet	92								8			

Keterangan:

NF.A = non-flt F.A = fluorescing amorphous A = alginate C = cutinite SR = sub-rounded
OPK = oil prone kerogen S = sporinite R = rounded L = liptodetrinite

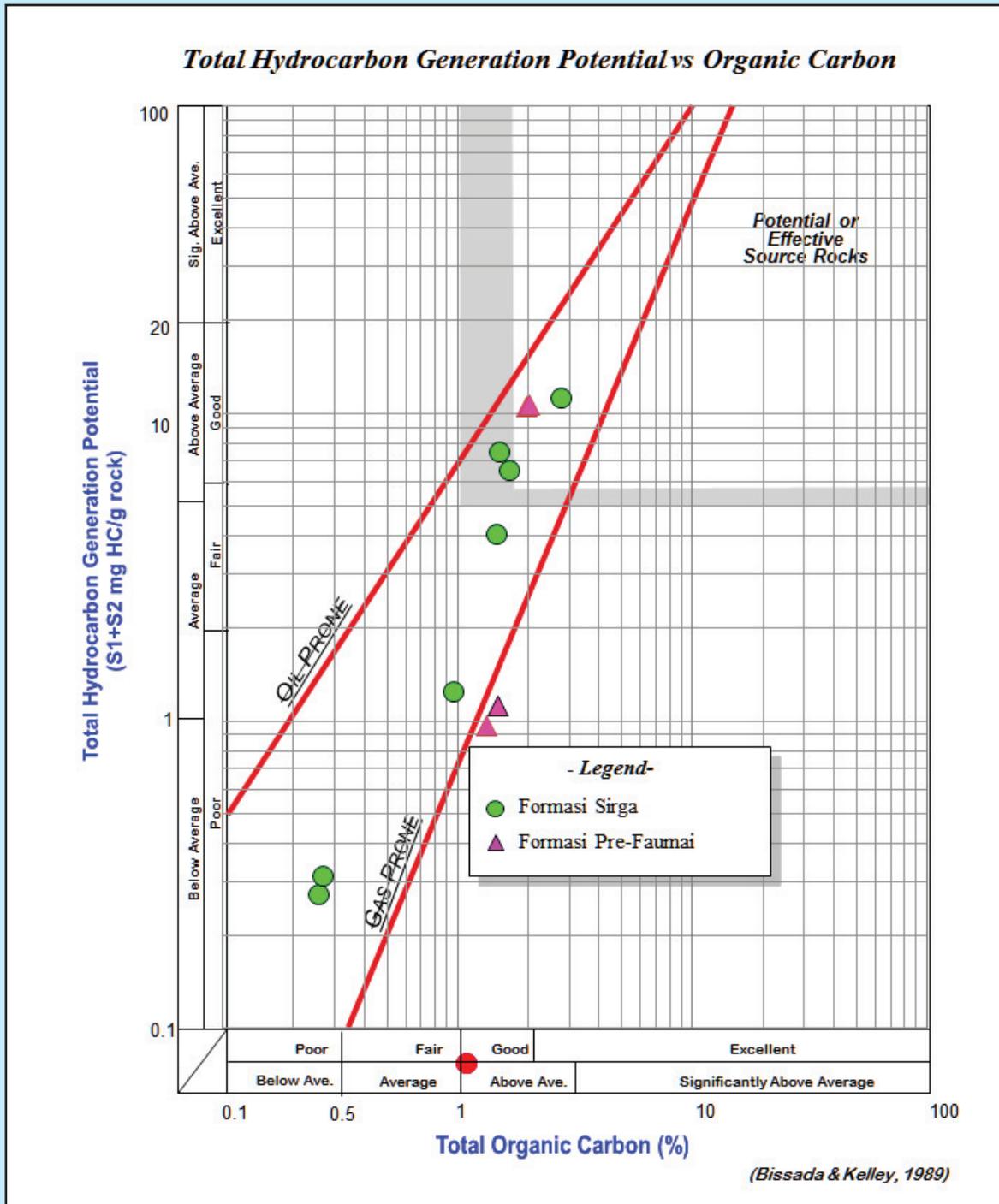
A. Kuantitas dan Kualitas Batuan Induk

Batuan induk Formasi Sirga dan Pre-Faunai yang terdapat pada 3 sumur menunjukkan nilai (Gambar 4):

- TOC pada Formasi Sirga berkisar 0.26% - 2.79% yang menunjukkan kuantitas *poor to excellent potency*; dan pada Formasi Pre-Faunai

berkisar 1.33%-2.04%, yang dominan pada kedua formasi menunjukkan *good potency* sebagai batuan induk dalam menggenerasikan hidrokarbon.

- Parameter PY atau THGP pada Formasi Sirga berkisar 0.27% - 11.03% yang menunjukkan *poor to excellent potency*; dan pada Formasi



Gambar 4 Plot total hydrocarbon generation potential vs material organik pada ke-3 sumur yang diteliti.

Pre-Faumai berkisar 0.58% - 10.66% yang menunjukkan kuantitas *poor to good potency* sebagai batuan induk dalam menggenerasikan hidrokarbon.

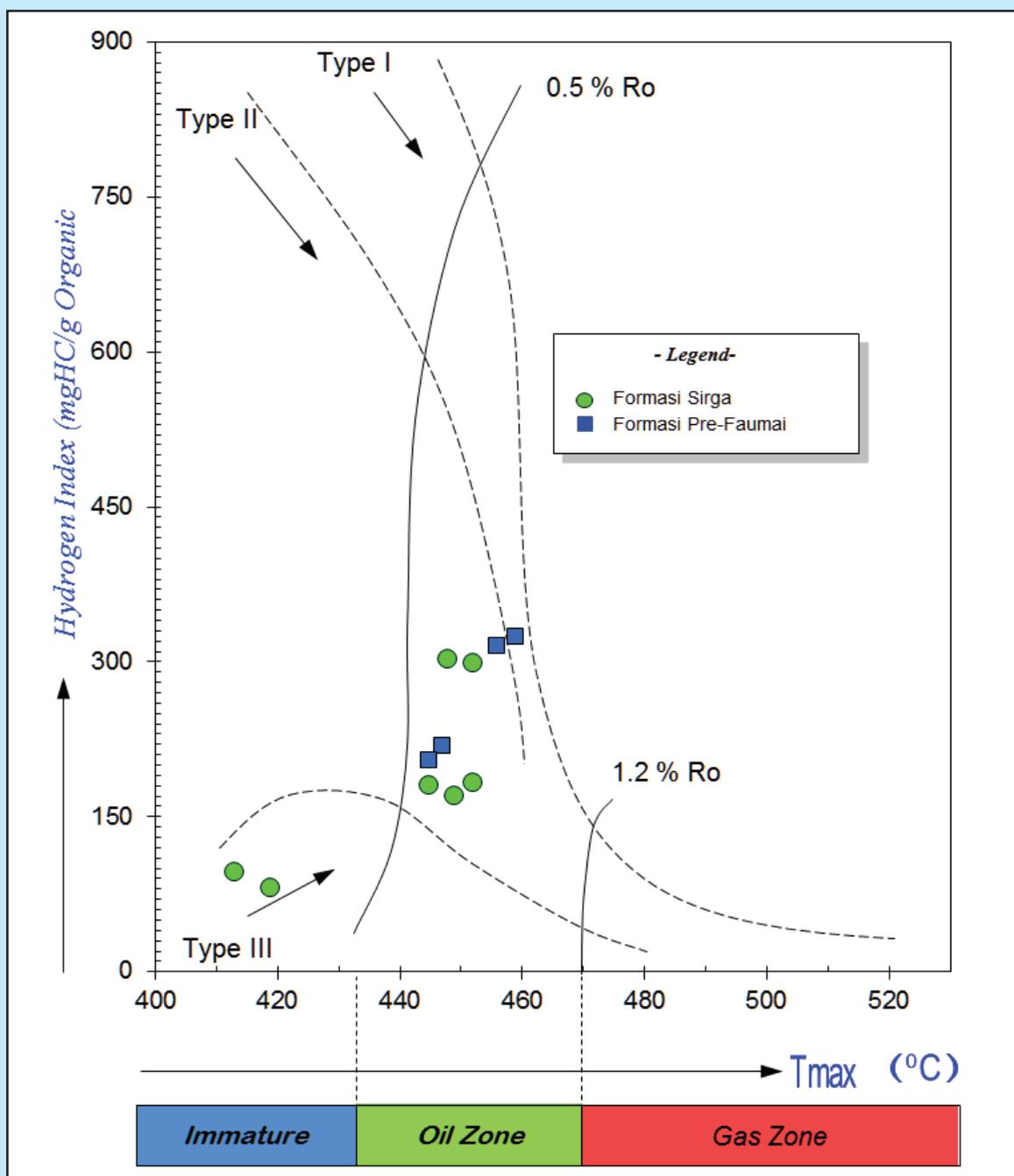
B. Kematangan Batuan Induk

1. Parameter Pirolisis T_{max}

Kematangan berdasarkan T_{max} diketahui dari plot HI terhadap T_{max} (Gambar 5), pada Formasi

Sirga menunjukkan nilai yang berkisar 413° - 452° C. Hal tersebut mengindikasikan sebagian besar sampelnya berada pada kondisi *immature to peak mature* (T_{max} : <435°- 445°C) (Tabel 1).

Tingkat kematangan seluruh sampel pada Formasi Pre-Faumai memperlihatkan nilai yang berkisar 445°-459°C, hal tersebut mengindikasikan kematangan pada tingkat *peak mature* (T_{max} 445°-450°C) (Gambar 5).



Gambar 5
Plot hydrogen index (HI) vs thermal maturity (T_{max}) pada pada ke-3 sumur yang diteliti.

Tabel 3
Hasil pengamatan *vitritine reflectance* (VR/R_o)

<i>Well</i>	Kedalaman Sample	<i>Plug Type</i>	<i>Mean R_o</i> (%)	Tingkat Kematangan (Peter & Cassa, 1994)
Formasi Sirga				
AM-01	1366 - 2022 m	C	0.39	belum matang
AM-01	1958 - 2022 m	C	0.46	belum matang
AM-02	1386 - 1388 m	C	0.56	belum matang
AM-02	1400 - 1402 m	C	0.58	belum matang
AM-02	1416 - 1418 m	C	0.6	matang awal
AM-03	12177 feet	C	0.64	matang awal
AM-03	12380 feet	C	0.66	matang puncak
Formasi Pre-Faumai				
AM-01	2022 - 2060 m	C	0.5	belum matang
AM-01	2022 - 2024 m	C	0.63	matang awal
AM-01	2024 - 2026 m	C	0.64	matang awal
AM-03	13460 feet	C	0.63	matang awal
AM-03	13585 feet	C	0.69	matang puncak

Tipe sampel : *cuttings* (C)

B. Parameter *Vitritine Reflectance* ($\%R_o$)

Data kematangan berdasarkan hasil pengamatan mikroskopis terhadap vitritinit pada tiga sumur menunjukkan nilai $\%R_o$ (Tabel 3):

- Pada Formasi Sirga berkisar 0.39% - 0.66% yang mengindikasikan tingkat kematangan antara *immature to peak mature* ($\%R_o$ 0.20% - 0.90%), sedangkan
- Pada Formasi Pre-Faumai berkisar $\%R_o$ 0.50% - 0.69% yang mengindikasikan tingkat kematangan *early mature to peak mature* ($\%R_o$ 0.20% - 0.90%),.

C. Tipe Kerogen

Analisis tipe kerogen secara mikroskopis memerikan proporsi berbagai maseral yang hadir dalam sampel. Pemerian tipe kerogen dapat ditentukan berdasarkan pengamatan visual dan hasil *Rock Eval Pyrolysis* (REP).

Pemerian visual dilakukan dengan menghitung kuantitas kehadiran berbagai maseral yang hadir dalam sampel, yang selanjutnya diplot pada diagram ternari, ditunjukkan sebagai berikut (Gambar 6):

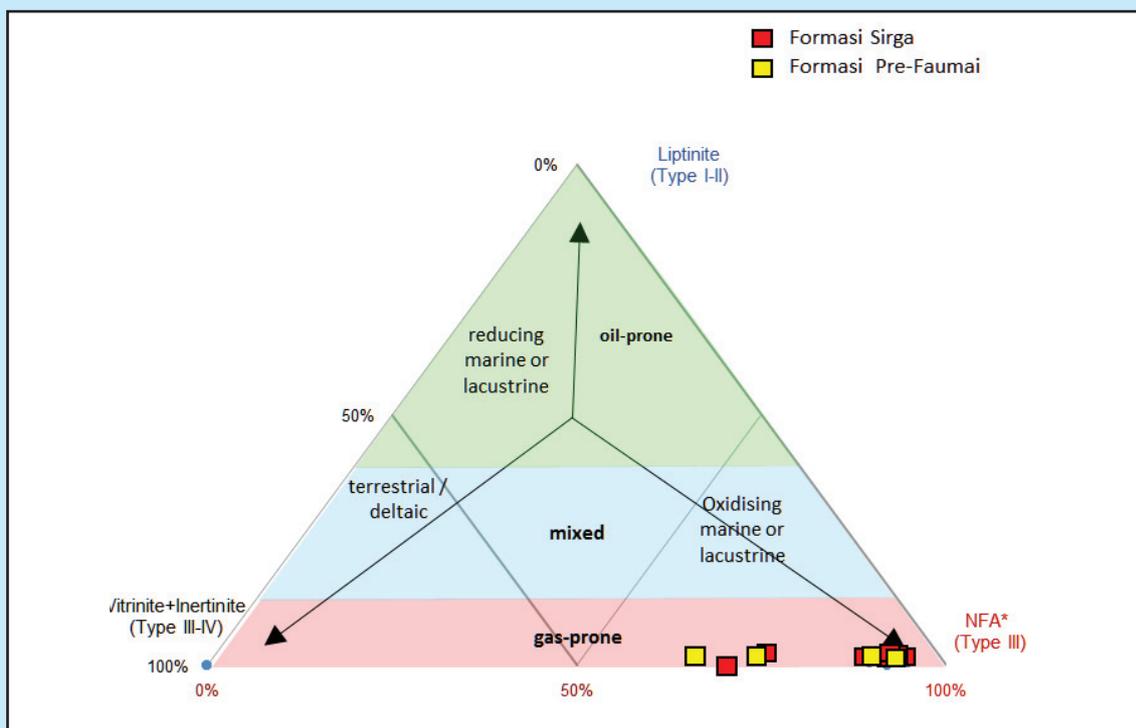
- Formasi Sirga didominasi NFA 70%–92.5%; komposisi lainnya vitritinit (tipe III) & inertinit (tipe IV) 5% - 30%; dan OPK (*oil prone*

kerogen) 0.5%-2.5% serta exinit 1%-6% yang menunjukkan dominan kerogen NFA (tipe III) yang diendapkan di lingkungan *oxidizing marine or lacustrine*, dan bila kerogen tersebut telah mencapai kematangan berkecenderungan menghasilkan gas (*gas prone*).

- Formasi Pre-Faumai didominasi NFA 65.5%–94.5%; komposisi lainnya vitritinit (tipe III) & inertinit (tipe IV) 5% - 38%; dan OPK (*oil prone kerogen*) 0.5% - 1.5% serta exinit 1% - 2% menunjukkan dominan kerogen NFA (tipe III) yang diendapkan di lingkungan *oxidizing marine or lacustrine*, dan bila kerogen tersebut telah mencapai kematangan berkecenderungan menghasilkan gas (*gas prone*).

Berdasarkan hasil REP, menurut Peter dan Cassa (1994) terdapat kaitan antara tipe kerogen dengan nilai *hydrogen index* (HI), maka berdasarkan plot diagram TOC terhadap HI (Gambar 6) menunjukkan:

- Tipe kerogen dari sampel *cuttings* Formasi Sirga yang berdasarkan nilai HI berkisar 81 - 302, maka termasuk tipe III, tetapi sebagian besar lainnya merupakan campuran tipe II/III.
- Tipe kerogen dari sampel *cuttings* Formasi Pre-Faumai yang berdasarkan nilai HI berkisar 204 - 314, maka merupakan campuran tipe II/III.



Gambar 6
Plot diagram *tertiary* berdasarkan kandungan vitrinit, inertinit, lipnit dan NFA.

D. Pemodelan Termal

Pemodelan termal merupakan pemodelan sejarah perkembangan temperatur masalah dalam suatu cekungan sedimen, akibat naiknya aliran bahang dari dasar cekungan dan konduktivitas termal batuan dari masing-masing lapisan.

Data kematangan termal berdasarkan pemodelan cekungan 1D pada sumur Warir-1X dengan kedalaman ± 12.600 feet (Gambar 8) (Selat Sele) dan sumur WIR-1A dengan kedalaman ± 15.800 feet (Gambar 9) (Salawati bagian utara) memperlihatkan terjadinya evolusi kematangan batuan induk pada Formasi Lower Klasaman, Klasafet dan Kais. Formasi-formasi tersebut berumur Miosen Akhir hingga Pliosen, tetapi menunjukkan kematangan termal yang telah mencapai level yang lebih tinggi, yakni kematangan awal hingga pertengahan (early to mid-mature) pada kala Pliosen Tengah, dan tingkat kematangan akhir dalam oil generation yang tercapai sejak Pleistosen Awal. Di Salawati bagian utara, seluruh events terjadi lebih lambat, batuan induk Formasi Kais dan Klasafet telah membentuk wet gas generation sejak Pliosen Akhir, dan saat ini membentuk dry gas window di dapur tempat pengendapan (depocenter kitchen) (Satyana, 2009)¹¹.

E. Diskusi

Hasil studi analisis geokimia yang telah dilakukan, diyakini bahwa pembentukan minyak dan gas bumi telah terjadi di Cekungan Salawati. Hal tersebut didasarkan dari penelitian yang berfokus pada Formasi Sirga dan Pre-Faunai sebagai batuan induk penghasil hidrokarbon di Cekungan Salawati. Data kekayaan material organik pada sampel Formasi Sirga berkisar 1.48% - 2.79%, sedangkan pada Formasi Pre-Faunai berkisar 1.33% - 2.04%. Hal tersebut menunjukkan kuantitas TOC yang baik hingga baik sekali sebagai batuan induk penghasil hidrokarbon.

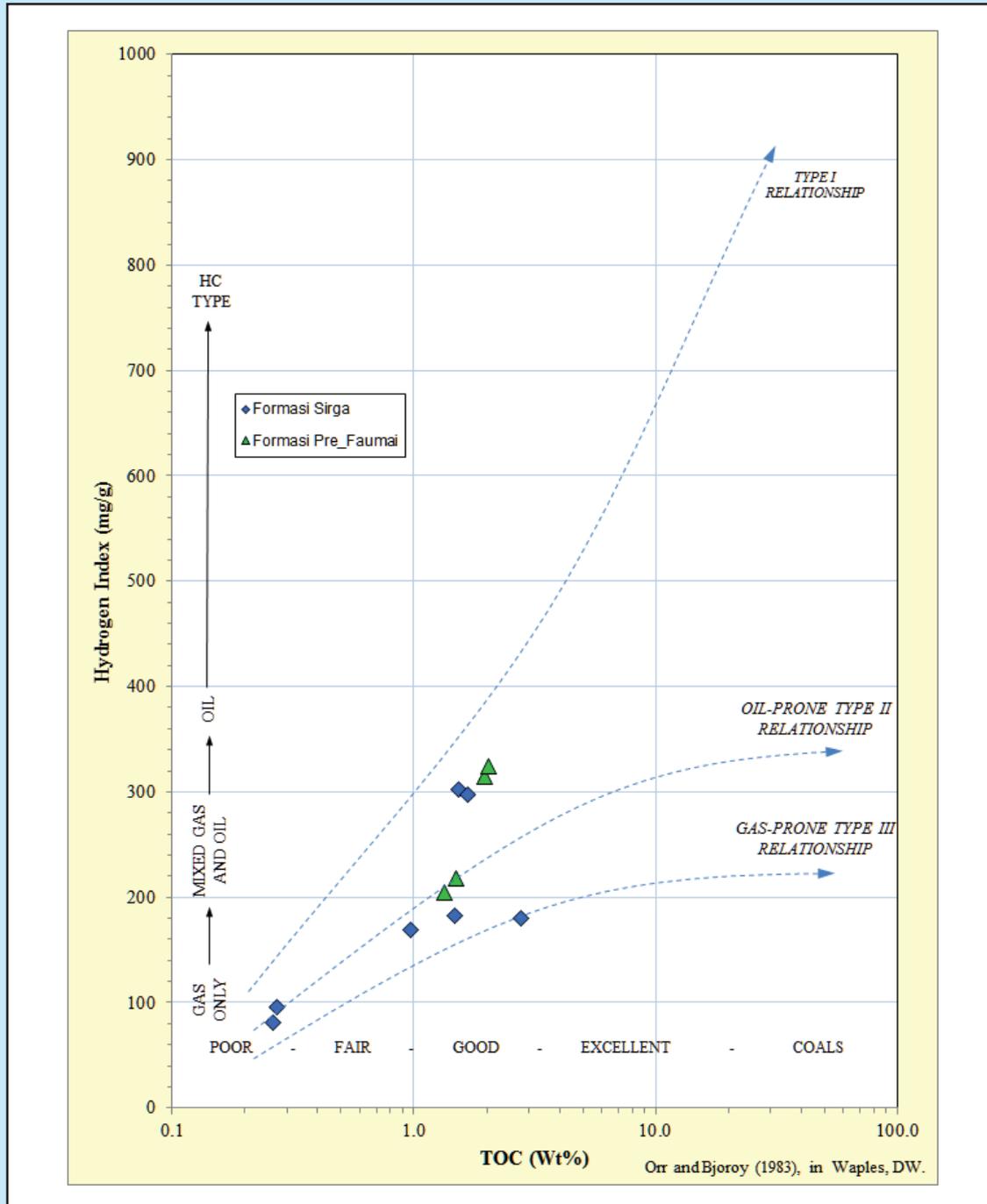
Data PY pada Formasi Sirga dan Pre-Faunai menunjukkan kualitas poor to excellent potency, yang mengindikasikan sebagian besar sampelnya sangat berpotensi dalam menggenerasikan hidrokarbon (generation hydrocarbon source potential). Berdasarkan data kuantitas dan kualitas dari Formasi Sirga dan Pre-Faunai, maka kedua batuan induk tersebut diyakini 'berpotensi' sebagai batuan penghasil hidrokarbon.

Kedua data karakteristik batuan induk tersebut memperlihatkan perbedaan dengan data geochemistry

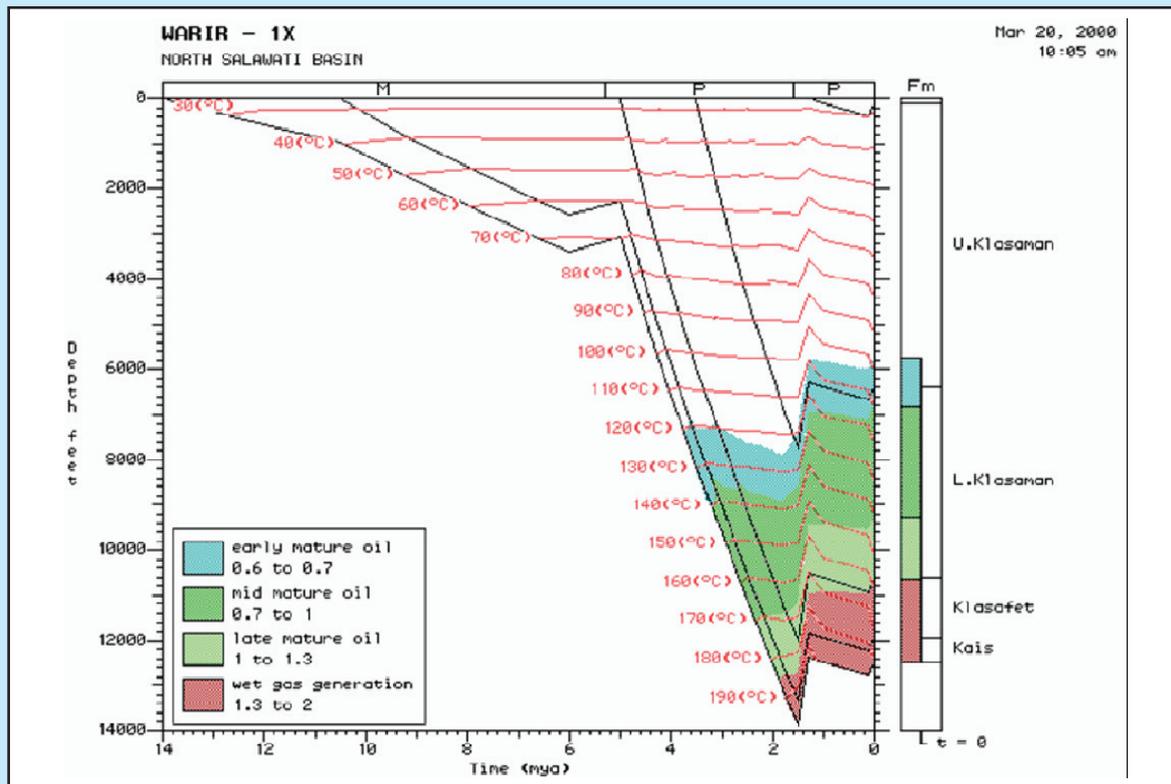
report dari sumur AM-01 (Geoservis, 2014) yang memiliki nilai TOC dan PY yang rendah. Nilai TOC dan PY yang tinggi pada sumur yang dianalisis mungkin dipengaruhi terdapatnya kandungan batubara dan warnanya yang abu-abu kegelapan pada sampel.

Penentuan kematangan pada tiga sumur yang diteliti berdasarkan parameter $\%R_o$ pada Formasi

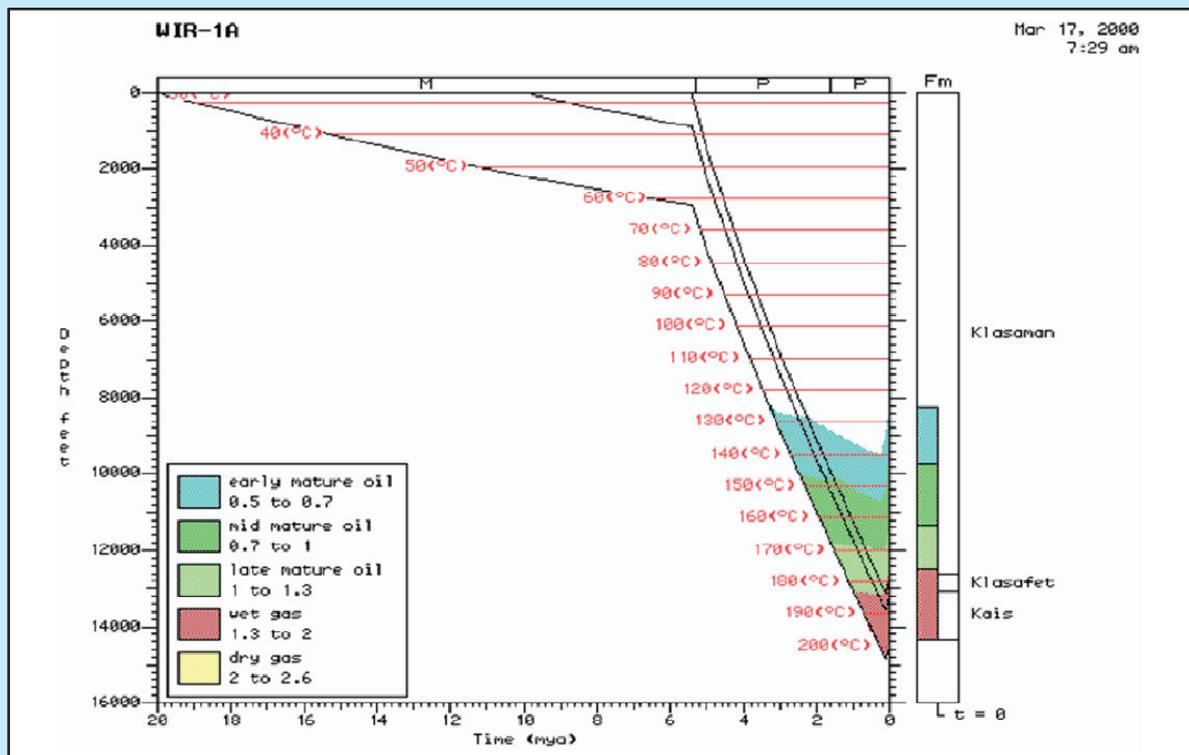
Sirga menunjukkan tingkat kematangan antara *immature to early mature*, sedangkan Formasi Pre-Faumai memperlihatkan tingkat kematangan *early to peak mature*. Berdasarkan parameter T_{max} , pada Formasi Sirga menunjukkan kondisi *immature to peak mature*, sedangkan Formasi Pre-Faumai memperlihatkan kematangan pada tingkat *peak mature*.



Gambar 7
Plot total organic matter terhadap hydrogen index (HI) pada ke-3 sumur yang diteliti.



Gambar 8
Pemodelan cekungan 1D dari sumur Warir-1X di Selat Sele, Papua Barat (Satyana 2009).



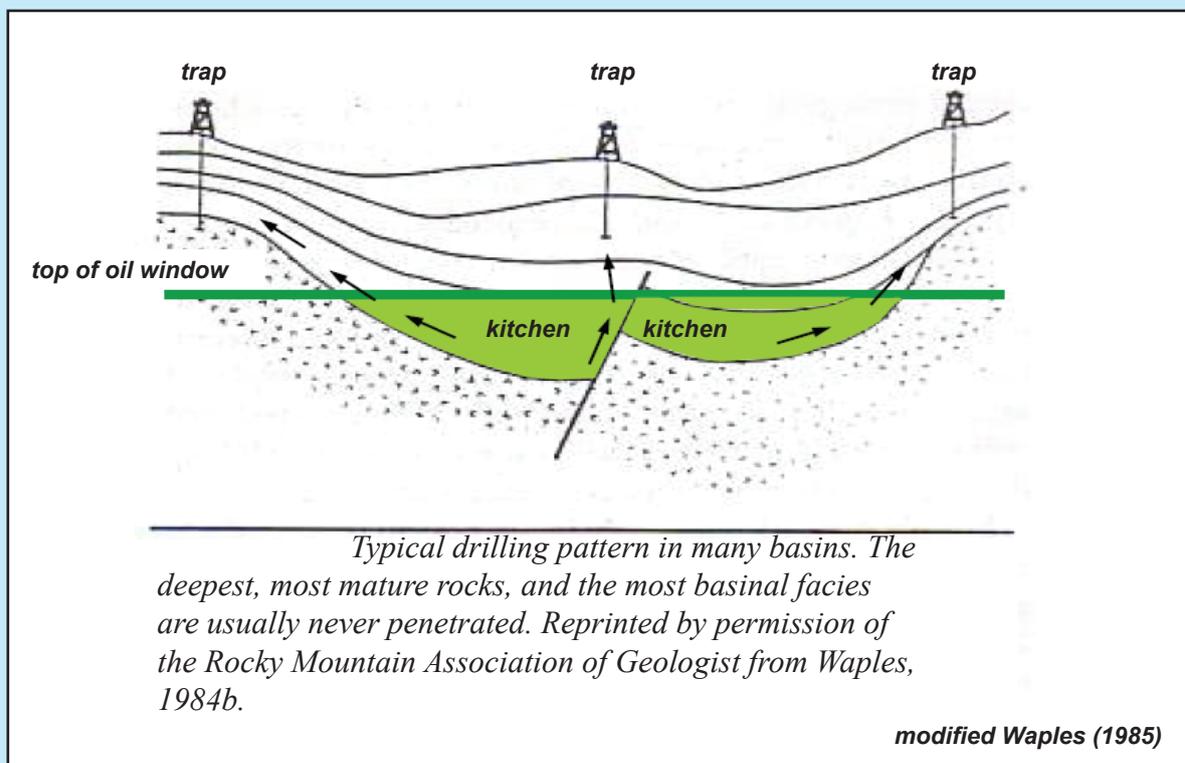
Gambar 9
Pemodelan cekungan 1D dari sumur WIR-1A di Salawati bagian Utara, Papua Barat (Satyana 2009).

Data kematangan termal yang diperoleh dari pemodelan cekungan 1D pada sumur Warir-1X dan WIR-1A yang terletak di luar daerah penelitian. Kedua sumur tersebut merupakan sumur terdalam dengan kedalaman ± 12.600 feet (sumur Warir-1X) dan ± 15.800 feet (sumur WIR-1A) (Gambar 8 dan 9) menunjukkan evolusi kematangan pada batuan induk Formasi Lower Klasaman, Klasafet dan Kais (umur batuan induk yang lebih muda), tetapi mencapai level kematangan yang lebih tinggi, yakni early to mid-mature yang terjadi pada Kala Pliosen Tengah (Satyana dkk., 2011).

Hal tersebut di atas memperkuat adanya pembalikan polaritas cekungan yang ditunjukkan oleh Formasi Sirga dan Pre-Faunai yang secara stratigrafi berumur lebih tua (Paleosen-Oligosen), tetapi menunjukkan tingkat kematangan yang rendah, sedangkan Formasi Lower Klasaman, Klasafet dan Kais yang secara stratigrafi berumur lebih muda, tetapi menunjukkan nilai kematangan yang lebih tinggi. Hal tersebut memperlihatkan bahwa di Cekungan Salawati telah tercapai kematangan termal, khususnya pada formasi batuan yang berumur muda (Miosen Akhir - Pliosen). Adanya pembalikan polaritas cekungan dari pengendapan cekungan yang mengarah ke Selatan sebelum

Pliosen berubah menjadi mengarah ke Utara menjadi sebagai deposenter cekungan turut berperan meningkatkan kematangan termal pada batuan induk di Cekungan Salawati. Pada petroleum system, deposenter umumnya bertindak sebagai dapur yang matang (*mature kitchen*) yang merupakan tempat dihasilkannya hidrokarbon. Di samping itu, penurunan cekungan di bagian Utara menjadi pen-trigger generasi petroleum dari batuan induk yang berumur Miosen dari Formasi Kais-Klasafet-Lower Klasaman (Satyana dkk. 2011).

Menurut laporan sumur AM-01, AM-02 dan AM-03 menyebutkan bahwa ketiga sumur tersebut telah memproduksi migas, tetapi berdasarkan data geochemical report, khususnya data kematangan R_o dan T_{max} menunjukkan tingkat kematangannya yang rendah. Diduga generasi hidrokarbon di sumur-sumur tersebut dihasilkan dari daerah dalam (*deep area*) yang telah mencapai kematangan akhir ditunjukkan telah terjadinya pembentukan gas basah/wet gas seperti yang terlihat pada pemodelan cekungan 1D (Gambar 8 dan 9). Hidrokarbon yang telah terbentuk, selanjutnya bermigrasi mengisi (*charging*) menuju daerah-daerah tinggian pada sumur AM-01, AM-02 dan AM-03 (Gambar 10).



Gambar 10
Proses migrasi dari daerah dalam (*kitchen area*) mengisi daerah tinggian yang merupakan tempat terakumulasinya hidrokarbon (Satyana 2000).

Tipe kerogen dari sampel ketiga sumur yang dianalisis pada Formasi Sirga komposisinya menunjukkan didominasi oleh NFA 65.5%–94.5%; komposisi lainnya dalam jumlah sedikit terdapat vitrinit (tipe III) dan inertinit (tipe IV) serta liptinit, demikian halnya pada Pre-Faunai yang menunjukkan komposisi NFA yang dominan 65.5%–94.5%, data kedua formasi tersebut mengindikasikan kerogen yang diendapkan di lingkungan oxidizing marine or lacustrine.

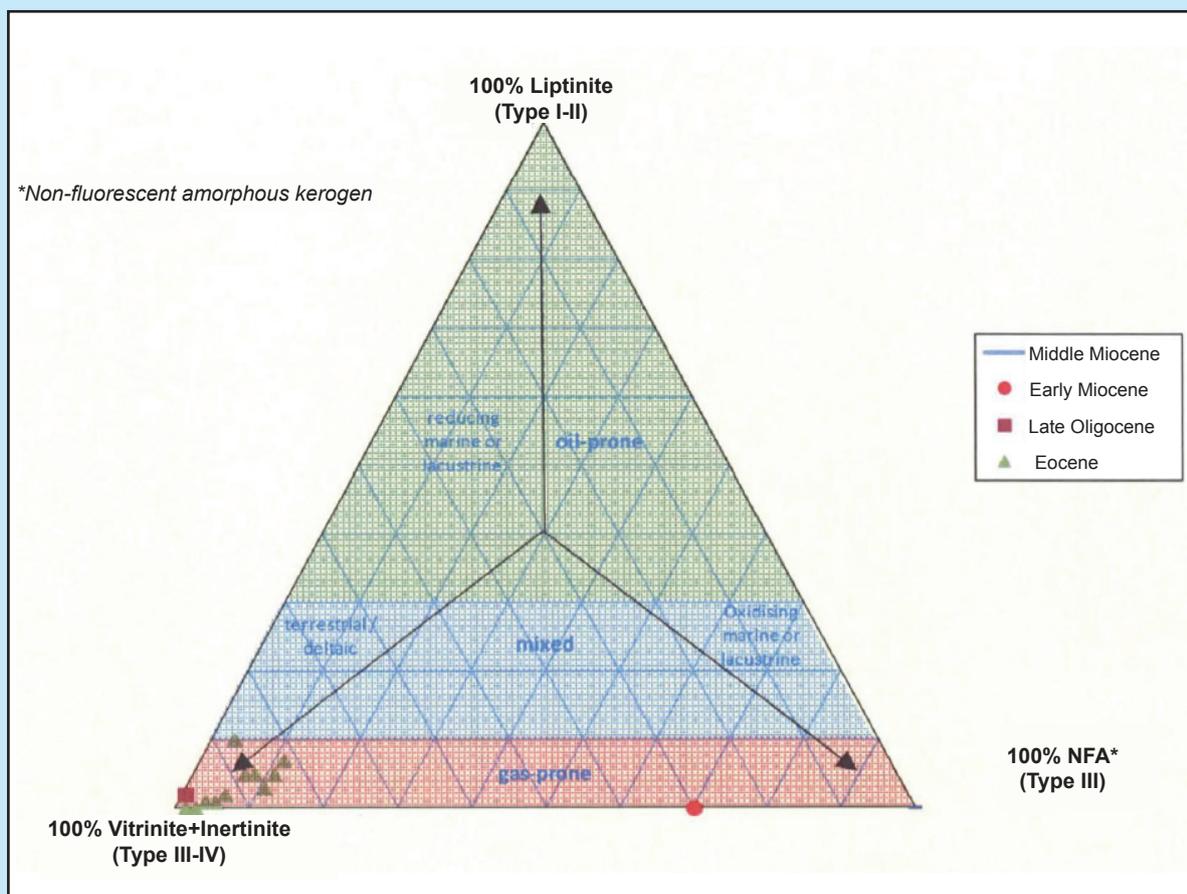
Hasil analisis tersebut menunjukkan kesamaan dengan laporan geokimia sumur AM-01 (Geoservis, 2014) yang menyebutkan bahwa sampel yang berumur Oligosen-Miosen merupakan kerogen yang kaya NFA, sedangkan yang berumur Eosen didominasi oleh vitrinit dan inertinit.

Kehadiran kerogen yang kaya NFA pada sampel Formasi Sirga, konsisten dengan lingkungan pengendapan laut, sedangkan pada Formasi Pre-Faunai, sampelnya dijumpai kandungan vitrinit dan inertinit yang meyakinkan adanya input material

terrigenous darat (Gambar 11). Komposisi kerogen pada Formasi Pre-Faunai menunjukkan perbedaan antara data laporan geokimia dengan hasil studi komposisi kerogen pada sumur AM-01, diduga karena vitrinit telah digantikan oleh NFA yang berasal dari sampel-sampel yang lebih dalam.

Data tipe kerogen berdasarkan hasil menunjukkan bahwa pada ketiga sumur, Formasi Sirga didominasi oleh campuran tipe II/III yang menunjukkan adanya pengaruh lingkungan laut dan darat (transisi).

Kesamaan interpretasi tersebut, juga didasarkan dari hasil analisis geokimia contoh minyak dari sumur SF-1X dan SAR-1X yang mengidentifikasi bahwa minyaknya bersifat lilin (3,57%) dengan kandungan sulfur yang sangat rendah (0,024% - 0,028%) dan mempunyai unsur isotop karbon berat (-22 hingga -23), hasil analisis GC-MS (m/z 191) mengidentifikasi hadirnya *oleanana* sebagai biomarker dari tanaman darat yang berumur Tersier. Berdasarkan data-data hasil analisis geokimia tersebut di atas diduga bahwa minyak yang terperangkap



Gambar 11
Plot tipe kerogen pada sumur AM-01 (Geoservis, 2014 – unpublished).

dalam Formasi Sirga berasal dari batuan induk yang asalnya diendapkan dalam lingkungan *fluvio-deltaic* (Pireno G.E. 2008).

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

Karakteristik batuan induk memperlihatkan: (a) kandungan material organik dalam sampel *cuttings* yang memiliki kuantitas 'baik' (TOC \square 1%), yang dijumpai pada Formasi Sirga sejumlah 57% dan Formasi Pre-Faumai sejumlah 100%; (b) parameter PY pada sampel Formasi Sirga menunjukkan kualitas *poor to excellent potency* dan Formasi Pre-Faumai menunjukkan kualitas *fair to good potency* yang mengindikasikan sampelnya sangat berpotensi dalam mengenerasikan hidrokarbon; dan (c) tipe kerogen pada kedua formasi menunjukkan komposisi yang didominasi NFA yang mengindikasikan pengendapan di lingkungan *oxidizing marine or lacustrine*. Data plot HI terhadap T_{max} , kerogennya menunjukkan campuran tipe II/III yang mengindikasikan pengendapan yang terjadi di lingkungan transisi (*fluvio-deltaic*).

Kematangan berdasarkan % R_o pada Formasi Sirga dan Pre-Faumai menunjukkan tingkat kematangan berkisar *immature to peak mature*. Demikian halnya berdasarkan parameter T_{max} memperlihatkan kematangan pada tingkat *immature to peak mature*. Data kematangan termal berdasarkan pemodelan cekungan 1D pada sumur Warir-1X dan WIR-1A menunjukkan evolusi kematangan pada batuan induk Formasi Lower Klasaman, Klasafet dan Kais yang mencapai level yang lebih tinggi, yakni *early to mid-mature* yang terjadi pada Kala Pliosen Tengah.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kepada Pertamina EP Asset V (Salawati) atas pemberian izin penggunaan sampel dan data-data sumur-sumur pemboran, sehingga bisa diselesaikannya penulisan makalah ini.

KEPUSTAKAAN

Brahmantyo K. Gunawan, Sunjaya E. Saputra, M. Kusuma Utama, Cipi Armandita, dan Johnson A. Paju, 2008, "Play System from the Last Decade Discoveries in Indonesia Basins", *AAPG Annual Convention*, San Antonio, Texas, April 20-23, 2008

Geoservis PT., 2014, "Geochemistry from Potential Source Rocks and Oils from Well AM-01". Report No. 2014/1003/LAB (*unpublished*)

Ibrahim, Anditya, Satyana, A.H., Pudyo, N., Sunjana, E.S. 2006, "Hydrocarbon Discovery in

the Frontier Area at Eastern Indonesia: Lessons for Future Discoveries" BPMIGAS, Jakarta, Indonesia.

Program Penelitian dan Pengembangan Teknologi Eksplorasi Migas, 2009, "Paleogeografi dan Potensi Hidrokarbon Cekungan Pra-Tersier Daerah Kepala Burung", Lemigas Jakarta.

Peters K.E dan Cassa M.R. 1994, "Applied Source Rock Geochemistry in The Petroleum System From Source to Trap". *AAPG Memoir*. Tulsa Oklohoma, USA.

Pireno G.E., 2008, "Potensi Formasi Sirga sebagai Batuan Induk di Cekungan Salawati, Papua". Abstrak Teknik Geologi ITB. <https://digilib.itb.ac.id/gdl.php?mod=browse&op=read&id=jbptitbpbp-gdl-gadjahekop-33701>

Peters, K. E. and Moldwan, J. M., 1993, "The Biomarker Guide". Prentice-Hall, Inc. 363p.

Pertamina EP, 2015, "Laporan Internal Penggunaan Data untuk Studi S3 Unpad" (tidak dipublikasikan)

Samuel L, Lukman., Suharno, 1990, "Dominant Geological Factors Which controlled Petroleum Potential of the Salawati and Bintuni Basins, Irian Jaya", *Proceeding PIT XIX IAGI*, pp. 41-51.

Satyana, A.H., 2015, "Geology of Indonesia: Current Knowledge and Resources Basis for Future Energy". *Proc. International Seminar FTG Unpad*, Bandung, 29 September 2015

Satyana, A.H., Herawati, N., 2011, "Sorong Fault tectonism and detachment of Salawati Island: Implications for petroleum generation and migration in Salawati Basin, Bird's Head of Papua". *Proc. Indonesian Petroleum Association*, IPA 11-G-183

Satyana, A.H., 2009, "Emergence of New Petroleum System in the Mature Salawati Basin: Keys from Geochemical Biomarkers". *Proc. Indonesian Petroleum Association*, IPA09-G-172

Satyana, A.H., 2004, "Petroleum Geochemistry: Essential Concepts and Methods for Hydrocarbon Exploration and Production", *Pre-Convention Short Course of 33 RD Annual Convention IAGI*, Bandung, 29 November – 1 Desember 2004

Satyana, A.H., 2000, "Salawati Basin Structural Revisit". Study report JOB Pertamina-SFES Salawati

Satyana, AH, 2000, "Lower Klasaman Geochemistry. Study Report JOB-Pertamina". SFES Salawati

Syam B., Helman A., Yuniardi Y., Djumhana N., 2008, "Oil to Source Correlation for detect Hydrocarbon origin and Migration on offshore Southwest Salawati Basin", *Proc. Indonesian Petroleum Association*, IPA 08-SG-009