

**PENYELIDIKAN BITUMEN PADAT DAERAH WARIBO
DAN SEKITARNYA, KABUPATEN BOVEN DIGOEL
PROVINSI PAPUA**

Oleh
Agus Subarnas, David P. Simatupang dan Rahmat Hidayat
KP Energi Fosil

SARI

Daerah yang diselidiki termasuk dalam wilayah Kabupaten Boven Digoel, Provinsi Papua yang terletak pada koordinat 140°45'00" - 141°00'00" BT dan 05°30'00" – 05°45'00" LS.

Kabupaten Boven Digoel dan sekitarnya berada pada bagian Kerak Benua Australia yang dikenal sebagai paparan Ayamaru. Paparan Ayamaru merupakan paparan tersier yang stabil dengan endapan sedimennya terutama berasal lapisan karbonat.

Hampir 70% daerah penyelidikan didominasi oleh endapan klastik halus yang terdiri dari batupasir berwarna abu-abu kekuningan hingga kecoklatan, batulanau, batulempung, karbonan, sisipan tipis lapisan batubara berwarna hitam kusam dan masih memperlihatkan struktur kayu dari Formasi Awin dan Endapan Rawa Tua berumur Plistosen-Holosen.

Lapisan batuan mengandung bitumen padat diperkirakan terdapat pada Formasi Langkowala, pada pelaksanaan kegiatan lapangan, sangat sulit ditemukan. Indikasi kandungan bitumen padat hanya didapatkan pada Formasi Langkowala secara terbatas yakni pada lapisan Batulempung menyerpih berwarna abu-abu dan batulempung berwarna hitam. Tebal serpih bervariasi antara 20 cm sampai 4 m.

PENDAHULUAN
Latar Belakang

Sehubungan dengan terbatasnya cadangan minyak bumi di Indonesia, diiringi dengan permintaan kebutuhan energi yang terus meningkat, maka pemerintah telah mencanangkan kebijakan diversifikasi energi, yaitu mendorong penggunaan sumber energi lain di luar minyak bumi seperti gas alam, panas bumi dan salah satunya adalah endapan bitumen padat.

Endapan bitumen padat didefinisikan sebagai batuan sedimen klastik halus biasanya berupa serpih yang kaya akan kandungan bahan organik dan bisa diekstraksi menghasilkan hidrokarbon cair seperti minyak bumi yang berpotensi ekonomis, sehingga lazim juga disebut dengan nama serpih minyak atau serpih bitumen. Salah satu daerah yang secara geologi diperkirakan berpotensi mengandung endapan bitumen padat terdapat pada sebaran batuan Formasi Buru, Formasi Awin atau Endapan Rawa Tua di Daerah

Waribo dan Sekitarnya, Kabupaten Boven Digoel, Provinsi Papua.

Maksud dan Tujuan

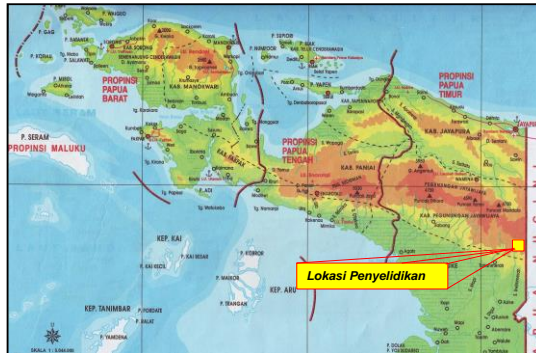
Maksud dilakukannya penyelidikan endapan bitumen ini diantaranya adalah untuk mendapatkan data sebaran Formasi yang diduga mengandung bitumen padat, mendapatkan data kedudukan lapisan tersebut, arah jurus dan kemiringan lapisan, mengetahui karakteristik sebaran, ketebalan lapisan bitumen padat, kualitas dan potensi sumber daya bitumen padat di daerah tersebut.

Sedangkan tujuannya menentukan daerah prospeksi temuan dilapangan sehingga tersedia data potensi sumber daya bitumen padat yang diperlukan pemerintah, pemerintah daerah maupun pihak swasta dalam rangka pengembangan potensi lebih lanjut pada saat diperlukan.

Lokasi Kegiatan dan Kesampaian Daerah

Secara geografis daerahnya dibatasi oleh koordinat 140°45'00" - 141°00'00" BT dan 05°30'00" – 05°45'00" LS, Untuk mencapai daerah penyelidikan, perjalanan dilakukan dengan menggunakan pesawat udara dan

dilanjutkan dengan kendaraan bermotor dari Boven Digoel ke lokasi. Pelaksanaan kegiatan lapangan berlangsung selama 30 hari mulai tanggal 3September– 2Oktober2014



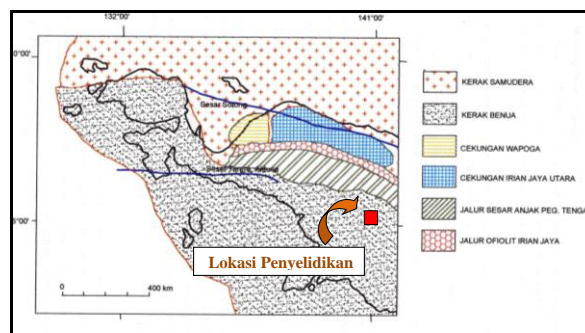
Gambar 1. Peta indeks daerah Penyelidikan

GEOLOGI UMUM

Beberapa ahli geologi yang pernah melakukan penelitian di Irianjaya berpendapat bahwa secara regional genesa Pulau Papua diperkirakan terbentuk sebagai akibat tumbukan dari lempeng Benua Australia di Selatan. Akibat tumbukan tersebut batuan penyusun P. Papua juga berkomposisi batuan yang berasal dari kedua lempeng tersebut.

Berdasarkan Mandala Geologinya, Papua terbagi atas 6 bagian yaitu Kerak Benua, Kerak Samudra, Jalur sesar naik

Anjak Pegunungan Tengah, Jalur Ofiolit Papua, Cekungan Papua Utara dan Cekungan Wapoga (E. Rusmana dkk., 1995). Berdasarkan Pembagian Mandala Geologi tersebut, daerah yang diselidiki yaitu Kabupaten Boven Digoel dan sekitarnya berada pada bagian Kerak Benua Australia yang dikenal sebagai paparan Ayamaru (Gambar 2). Paparan Ayamaru merupakan paparan tersier yang stabil dengan endapan sedimenya terutama berasal lapisan karbonat.



Gambar 2. Mandala Geologi dan Tektonik Utama Papua

Stratigrafi Regional

- 1. Kelompok Kembelangan (Tidak Terpisahkan) (JKk),**
Merupakan batuan dasar yang terdiri dari Formasi Kopai, Batupasir Woniwogi, Batulumpur Piniya,

- Batupasir Ekmai (Pigram dan Panggabean, 1989; dalam Soetrisno dan Amiruddin, 1995).
- 2. Kelompok Batugamping Nugini**
Diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Kembelangan. Terdiri

atas Batugamping Tawee berumur Eosen-Miosen. Secara selaras di atas Batugamping Tawee terendapkan Batugamping Oksibil (Tmol) berumur Miosen Tengah. Di atas kelompok ini terendapkan secara selaras Formasi Buru (Tmpb) berumur Miosen Tengah-Pliosen (Pigram dan Panggabean, 1989; dalam Soetrisno dan Amiruddin (1995).

3. **Kipas Aluvium Tua (Qpf)**

Diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Buru, berumur Plio-Plistosen.

4. **Formasi Awin (QPa)**

Terdiri atas batupasir, konglomerat, batulanau, batulumpur, sedikit lapisan tipis lignit; kebanyakan endapan fluviatil. Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Kipas Aluvium Tua, berumur Plistosen-Holosen.

5. **Endapan Rawa Tua (Qs2)**

Berumur Holosen, litologinya diduga pasir dan lempung, karbonan, dicirikan oleh rona kelabu, bertekstur kasar, pola aliran meranting dan menyiku (Soetrisno dan Amiruddin, 1995).

Struktur Geologi Regional

Secara umum struktur geologi daerah penyelidikan berupa perlipatan,

HASIL PENYELIDIKAN

Morfologi Daerah Penyelidikan

Morfologi daerah penyelidikan terdiri atas 3 satuan morfologi yaitu satuan pegunungan berelief terjal, satuan morfologi pegunungan berelief sedang sampai landai dan satuan morfologi dataran rendah.

Morfologi pegunungan berelief terjal terdapat sekitar 35 %, menempati bagian utara-timur laut daerah penyelidikan dengan ketinggian 150-400 meter dari permukaan laut.

Stratigrafi Daerah Penyelidikan

1. **Formasi Buru (Tmpb)**, berumur Miosen Tengah-Pliosen, tersusun dari perselingan batupasir, batulumpur karbonan dan batugamping lempungan. Menurut Pigram dan Panggabean, (1989) Formasi ini mengandung foraminifera plancton dan bentos,

sesar, dan kelurusan. Perlipatan berarah baratlaut-tenggara, dan melibatkan formasi berumur Tersier dan Mesozoikum. Sesar umumnya berarah baratlaut-tenggara dan berkemiringan terjal. Diduga bongkahan sesar sebelah utara nisbi naik terhadap bongkah sesar di bagian selatan. Arah sesar tersebut sesuai dengan arah kelurusan. Arah kelurusan terutama baratlaut-tenggara dan timur-barat, sedangkan pada arah utara selatan kelurusan kurang berkembang. Kemiringan lapisan formasi berumur kuartar pada foto udara berkisar. Kegiatan deformasi terus berlangsung sampai Kuartar dengan dijumpainya kelurusan pada endapan Kuartar tersebut (Soetrisno dan Amiruddin, 1995)

Geologi Bitumen padat

Berdasarkan hasil studi literatur yang diperoleh dari beberapa penulis terdahulu, maka penyebaran endapan bitumen padat di daerah penyelidikan diperkirakan terdapat pada Formasi Awin berumur plistosen. Perkiraan sementara ini diantaranya berdasarkan keterangan beberapa sumber yang menerangkan bahwa terdapat adanya serpih pada Formasi Awin.

Morfologi pegunungan berelief sedang sampai landai menempati hampir 30 %, menempati bagian barat-baratdaya dengan ketinggian berkisar antara 100-150 meter di atas permukaan laut

Morfologi Dataran rendah menempati bagian selatan-tenggara dengan ketinggian <100 meter dari permukaan laut. Pola aliran sungai di lokasi ini memiliki pola aliran meandering dengan erosi lateral.

Susunan stratigrafi daerah penyelidikan terdiri atas batuan dengan kisaran umur dari Miosen Tengah hingga Holosen.

terendapkan di laut dangkal, paralik dan limpah banjir.

2. **Formasi Awin (QPa)**, terdiri dari batupasir berwarna abu-abu kekuningan hingga kecoklatan, batulanau, batulempung, karbonan, lapisan batubara berwarna hitam kusam dan masih memperlihatkan

struktur kayu. Formasi ini berumur Plistosen-Holosen, yang terendapkan secara selaras di atas Formasi Buru.

3. **Endapan Rawa Tua (Qs2)**, berumur Holosen, merupakan endapan klastik halus, terdiri dari pasir halus dan lempung, karbonan

UMUR		FORMASI	LITOLOGI
HOLOSEN	KUARTER	Qs2 Endapan Rawa Tua	Lumpur, Lempung, Pasir, Kerikil
PLISTOSEN		QPa Formasi Awin	Batulumpur, Batulanau, Batulempung, Batupasir, Konglomerat, sisipan Lignit
		Qps Kipas Aluvium Tua	Batulumpur, Batulanau, Batupasir, Konglomerat
PLIOSEN	TERSIER	Tpmb Formasi Buru	Perselingan Batupasir, Batulumpur karbonan dan Batugamping lempungan
MIOSEN			

Gambar 5. Stratigrafi Daerah Penyelidikan

(Sumber : Soetrisno & Amiruddin 1995, Peta Geologi Oksibil P3G, 1995)

Struktur Geologi Daerah Penyelidikan

Secara umum daerah penyelidikan merupakan daerah yang relatif stabil, dengan kemiringan lapisan yang relatif landai sekitar 8° – maksimal 20° dan arah pengendapan sedimen relatif Utara-Selatan.

Kelurusan sesar terutama terjadi pada 2 formasi batuan yang berkembang di daerah penyelidikan yakni pada Formasi Buru dan Formasi Awin dengan arah relatif Baratlaut-Tenggara. Adapun sesar yang terjadi hanya bersifat lokal akibat terobosan batuan Monzonit Timepa yakni di bagian Barat laut.

PEMBAHASAN

Data Lapangan dan Interpretasi

Indikasi kandungan bitumen padat hanya didapatkan secara terbatas yakni pada lapisan Batulempung menyerpih berwarna abu-abu dan batulempung berwarna hitam. Tebal serpih bervariasi antara 35 cm sampai 90 cm. secara umum lapisan serpih yang mengandung bitumen tersebut terdapat sebagai sisipan-sisipan dalam lapisan batulempung setebal 1 hingga 7 m.

Data singkapan yang diduga mengandung bitumen padat tersebut dapat dilihat pada tabel 3 dibawah ini

Tabel 3. Data Singkapan Bitumen Padat

No	Lokasi	Koordinat		Strike/Dip (°)	Tebal (m)	Keterangan
		X	Y			
1	BV-01	140° 47' 49,6"	05° 42' 21,5"	145/10	0.6	Serpih, hitam sbg sisipan dalam blp
2	BV-02	140° 47' 55,0"	05° 41' 53,3"	130/20	0.5	Bps, sh, karbonan, abu abu kehitaman
3	BV-06	140° 48' 42,5"	05° 39' 43,0"	96/60	0.6	Bps, sh, karbonan, hitam
4	BV-07	140° 48' 25,1"	05° 40' 30,5"	130/18	0.9	Serpih, hitam sbg sisipan dalam blp
5	BV-08	140° 48' 25,8"	05° 40' 26,8"	140/18	0.6	Serpih karbonan, hitam,
6	BV-09	140° 48' 10,1"	05° 41' 09,5"	96/18	0.35	Blp karbonan, menyerpih, berlapis, hitam

Sebaran Bitumen Padat di daerah Penyelidikan

Selama penyelidikan berlangsung hanya terdapat sekitar 6 singkapan yang diindikasikan mengandung Bitumen Padat yaitu BV-01, BV-02, BV-06, BV-07,

BV-08 dan BV-09. Lapisan Bitumen Padat yang ditemukan di daerah penyelidikan secara megaskopis umumnya berupa Batulempung karbonan, serpih karbonan berwarna hitam dan batulempung menyerpih

berwarna abu-abu tua sebagai sisipan dalam lapisan batulempung abu-abu,

Interpretasi lapisan bitumen padat

Berdasarkan data singkapan yang ada di daerah penyelidikan, maka dapat direkonstruksikan sebaran serpih dan lempung karbonan yang berpotensi mengandung bitumen padat. Sebaran lapisan batuan yang diperkirakan mengandung bitumen tersebut tersebut mengarah relatif BaratBaratlaut-Timurlaut Tenggara.

Lapisan a

Lapisan a diinterpretasikan berdasarkan singkapan BV-01, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah Baratlaut-Tenggara. Panjang lapisan kearah jurus 1000m dengan kemiringan lapisan 10°kearah Baratdaya, tebal lapisan hanya 0.60 m.

Lapisan b

Lapisan b diinterpretasikan berdasarkan singkapan BV-02, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah relatif Baratlaut-Tenggara. Panjang lapisan kearah jurus 1000m dengan kemiringan lapisan 20°kearah Baratdaya. Tebal lapisan 0.50m.

Lapisan c

Lapisan c diinterpretasikan berdasarkan singkapan BV-09, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah relatif Barat Baratlaut-TimurTenggara. Panjang lapisan kearah jurus 1000m dengan kemiringan lapisan 18° kearah Baratdaya, tebal lapisan hanya 0.35m .

Lapisan d

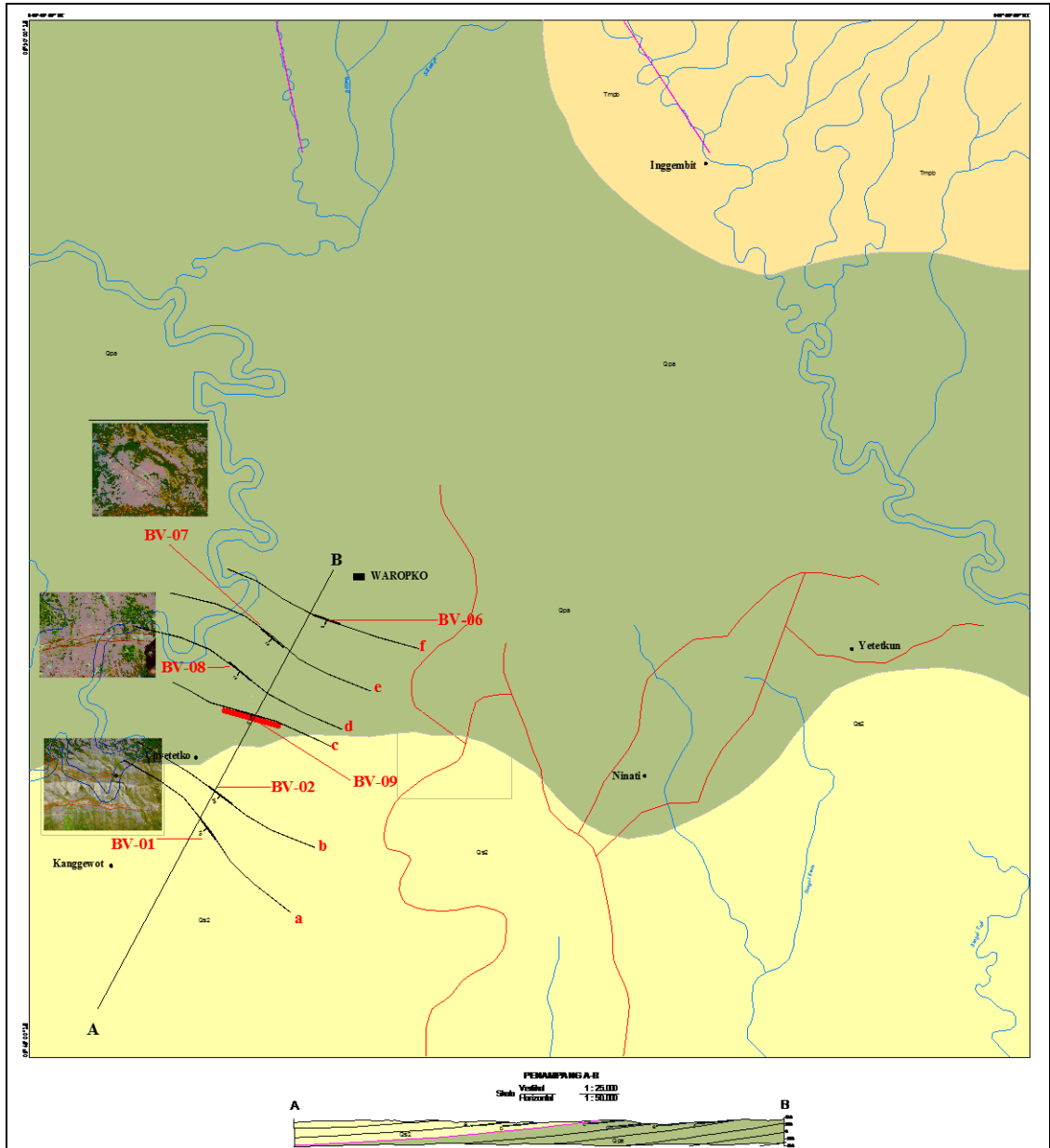
Lapisan d diinterpretasikan berdasarkan singkapan BV-08, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah Baratlaut-Tenggara. Panjang lapisan kearah jurus 1000m dengan kemiringan lapisan 18°kearah Baratdaya, tebal lapisan hanya 0.6m.

Lapisan e

Lapisan e diinterpretasikan berdasarkan singkapan BV-07, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah Baratlaut-Tenggara. Panjang lapisan kearah jurus 1000m dengan kemiringan lapisan 18°kearah Baratdaya, tebal lapisan hanya 0.9m.

Lapisan f

Lapisan f diinterpretasikan berdasarkan singkapan BV-06, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah relatif Barat-Timur. Panjang lapisan kearah jurus 1000m dengan kemiringan lapisan 60°kearah selatan, tebal lapisan hanya 0.6 m



Gambar 4. Peta Geologi & Sebaran Bitumen daerah penyelidikan
(Agus Subarnas 2014, Sumber : Soetrisno & Amiruddin, P3G 1995)

Kualitas Bitumen Padat di daerah Penyelidikan.

Dalam upaya mengetahui kadar dan kualitas bitumen padat harus dilakukan analisis laboratorium yaitu analisis *retort* maupun analisis petrografi. Akan tetapi untuk mengetahui sementara kadar dan kualitas bitumen padat yang terkandung dalam batuan secara megaskopis dapat dilakukan pada saat pengambilan conto di lapangan, sehingga conto yang akan dianalisa dapat memberikan hasil yang optimal.

Megaskopis

Seperti telah disebutkan di atas bahwa secara megaskopis pengambilan conto di lapangan akan sangat menentukan terhadap kadar dan kualitas bitumen padat yang dihasilkan. Oleh karena itu peranan yang cukup penting dan akan menentukan hasil yang optimal adalah pengamatan secara megaskopis di lapangan.

Endapan bitumen padat dapat diketahui keberadaannya antara lain dengan cara membakar conto batuan yang akan diambil, dan apabila menimbulkan aroma

bitumen, conto tersebut layak untuk dianalisis.

Secara megaskopis batuan yang mengandung bitumen di daerah penyelidikan berupa batulempung

karbonan,berwarna,hitam,dan batulempung menyerpih berwarna abu-abu tua sebagai sisipan dalam lapisan batulempung abu-abu,atau lapisan batupasir-abu-abu

Analisa Laboratorium
Analisis Retorting

Tabel 4. Hasil "RETORT EXTRACTION" Bitumen daerah penyelidikan

No	No Sampel	Formasi	Minyak yang dihasilkan	Air yang dihasilkan	Specific Gravity Batuan
			Liter/ton		
1	BV-01	Rawa Tua	-	120	2.57
2	BV-02	Rawa Tua	-	150	2.12
3	BV-06	Rawa Tua	-	160	3.16
4	BV-07	Rawa Tua	-	140	2.57
5	BV-08	Awin	-	170	2.11
6	BV-09	Awin	10	220	1.87

Analisis Petrografi

Hasil analisis ini dapat digunakan antara lain untuk mengetahui jenis kandungan organik dan membantu dalam penentuan tingkat kematangan batuan melalui reflektan *vitritin*. Berdasarkan hasil analisis petrografi terhadap conto batuan dari daerah Tanggetada dan sekitarnya (Tabel 5), umumnya merupakan batuan sedimen klastik halus yang terdiri dari batupasir, serpih dan batulempung.

Pada beberapa conto yaitu pada conto BV-02, BV-08 dan BV-09

menunjukkan tingkat kematangan yang masih rendah dan dari hasil analisis Petrografi terdapat variasi kandungan maseral, dimana pada conto BV-02 *Inertinit>Vitrinit>Liptinit*, pada conto BV-08 tampak *Vitrinit>Inertinit>Liptinit*

sedangkan pada conto BV-09 *Vitrinit>Liptinit Inertinit*. Pada 3 conto lainnya yakni BV-01, BV-06 dan BV-07 tingkat kematangan batuan tidak dapat diukur. Pada BV-01 dan BV-07 tidak tampak adanya *Fluoresen Liptinit*, sedangkan pada conto BV-07 hanya nampak adanya *maseral Inertinit saja*.

Pada dasarnya hadirnya *maseral-maseral* tersebut mengindikasikan bahwa kandungan organik berasal dari lingkungan darat atau paling tidak antara darat sampai transisi.

Dari *reflektan vitritin* diketahui bahwa tingkat kematangan material organik berkisar antara 0,34-0,46 secara umum dapat dikatakan bahwa kematangan kandungan organik tersebut masih rendah.

Tabel 5. Hasil analisis Petrografi conto Bitumen Padat daerah Penyelidikan

No Sampel	Jenis Batuan	Rvmean (%)	Pemerian
BV-01	Serpih abu-abu kehitaman	-	Tidak nampak Fluoresent liptinit
BV-02	Batulempung menyerpih, karbonan	0.46	Organic matter Maseral < 0.1%
BV-06	Batupasir kehitaman	-	Tidak ditemukan adanya Vitrinit
BV-07	Batulempung menyerpih, kehitaman	-	Tidak ditemukan adanya Vitrinit
BV-08	Batulempung menyerpih, karbonan	0.35	Vitrinit < 1.99 %
BV-09	Batulempung menyerpih, karbonan	0.34	Vitrinit < 9.99 %

Berdasarkan hasil analisa *petrografi* terhadap conto batuan dari daerah penyelidikan, umumnya merupakan batuan sedimen klastik halus yang terdiri dari batulempung dan serpih.

Hasil analisa petrografi yang dilakukan terhadap 6 conto serpih di daerah penyelidikan, terdapat 3 conto yang diperkirakan mengandung Bitumen Padat, khususnya pada conto BV-09 dan hasilnya dapat diuraikan sebagai berikut :

Vitrinite dijumpai dalam jumlah yang tinggi pada conto BV-09, kehadirannya antara < 0,1 % - 1,99%. Reflektansi *Vitrinite* rata-rata antara 0,34-0.46%. Apabila memperhatikan angka reflektan *vitritine* yang dihasilkan tersebut, maka angka-angka tersebut menunjukkan *vitritine* berada pada tingkat kematangan rendah.

Pengujian Geokimia Hidrokarbon
Pengujian Rock-Eval Pyrolysis (REP)

Pengujian *Rock-Eval Pyrolysis* adalah pengujian terhadap senyawa hidrokarbon batuan induk dengan

melakukan pemanasan bertahap terhadap conto batuan dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur yang terprogram. Pemanasan ini memisahkan bitumen dan komponen organik yang masih terikat dalam batuan induk (Espitalie et al,1977). Analisis Rock Eval Pyrolysis menghasilkan 4 parameter penting yaitu S1, S2, S3 dan Tmax. Kombinasi parameter yang dihasilkan dari Rock Eval Pyrolysis dapat digunakan sebagai indikator jenis dan kualitas batuan induk serta menentukan tipe kerogen

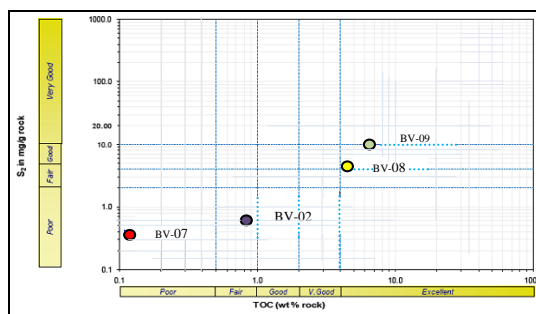
Interpretasi Geokimia Hidrokarbon

Pengujian Geokimia Hidrokarbon Batuan dilakukan terhadap 6 conto batuan di daerah penyelidikan (No conto BV - 01, BV - 02, BV - 06, BV – 07, BV – 08 dan BV - 09) terdiri dari analisis Total Karbon Organik, Pirolisis Rock Eval. Pirolisis Hasil Pengujian tersebut dapat diuraikan sebagai berikut.

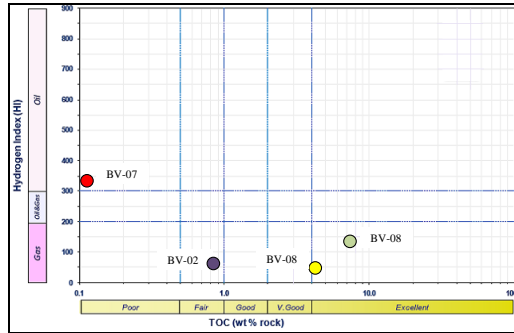
Potensi Batuan Sumber

Tabel 7. Rock Eval Pyrolysis and TOC Content

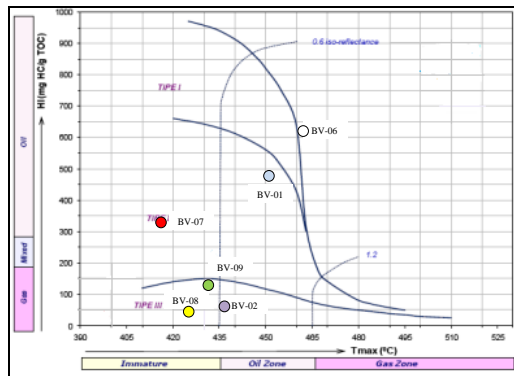
No	Kode Conto	TOC Wt.%	mg/g rock			Tmax °C	Potential Yield (S1+S2)	Oil Production Index (OPI)	H index	O index
			S1	S2	S3					
1	BV-01	0.08	0.14	0.38	0.50	450.8	0,52	0.27	475	625
2	BV-02	0.84	0.15	0.56	2.19	435.5	0,71	0.21	66.7	260.7
3	BV-06	0.06	0.15	0.38	0.92	461.0	0,53	0.28	633	1533
4	BV-07	0.11	0.14	0.38	0.87	414.7	0,52	0.27	345	791
5	BV-08	4.38	0.27	2.04	3.04	424.3	2,31	0.11	46,58	69.4
6	BV-09	6.30	0.48	8.35	3.47	431.5	8,83	0.05	132.5	55.08



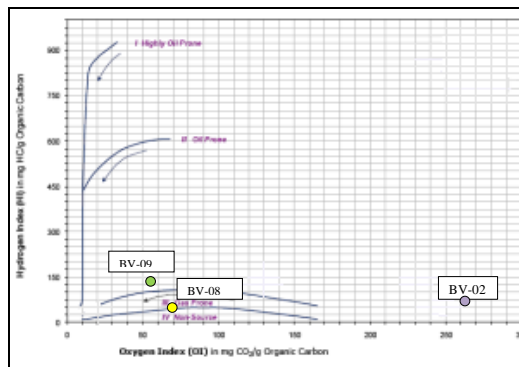
Gambar 7. Diagram TOC terhadap kelimpahan bahan organik conto batuan di daerah Penyelidikan



Gambar 8. Diagram TOC-HI conto batuan di daerah Penyelidikan



Gambar 9. Diagram T max - HI conto batuan di daerah Penyelidikan



Gambar 10. Diagram HI-OI conto batuan di daerah Penyelidikan

Hasil analisis karbon organik dan pirolisis Rock Eval (Tabel 7 dan Gambar 7) menunjukkan bahwa conto batuan mengandung karbon organik dengan kualitas "buruk" sampai "istimewa" (0.11 - 6.3 %). Jumlah hidrokarbon bebas yang terbentuk insitu (*indigenous hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*) dari 6 conto yang dianalisis menunjukan nilai yang sangat rendah yaitu antara 0.38 – 8.35 mg/g (Tabel 7).

Analisis pirolisis yang dilakukan pada 6 conto batuan di daerah penyelidikan (BV - 01, BV - 02, BV - 06, BV – 07, BV – 08 dan BV - 09) menghasilkan nilai S2 yang rendah pada 4 conto batuan (BV - 01, BV - 02, BV – 06 dan BV-07) yaitu sebesar 0.38 -0.56 mg/g., nilai ini berada jauh dibawah ambang nilai komersial yaitu 4mg/g sedangkan S3 antara 0.5 - 2.19 mg/g, menunjukkan jumlah kandungan CO₂ yang hadir di dalam batuan yang dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen dalam kerogen karena menunjukkan tingkat oksidasi selama diagenesis.

Kematangan termal berdasarkan nilai T_{max} (414.7– 450.8°C) menunjukkan indikasi bahwa batuan di daerah penyelidikan berada pada tingkat kematangan yang cukup tinggi dalam kaitannya dengan pembentukan minyak bumi. Dari aspek Kematangan termal, ke-6 conto batuan menunjukkan bahwa kisaran nilai tersebut menunjukkan indikasi bahwa material organik berada pada tingkat kematangan termal cukup tinggi sehingga mampu menghasilkan hidrokarbon.

Pada conto BV-09 kandungan Hidrogen lebih tinggi dari nilai Oksigen indeks yaitu HI132.5 mg/g TOC dan OI 55.08, hal ini menunjukkan kualitas sebagai kerogen pada fase campuran antara gas dan minyak dan berdasarkan Diagram HI-OI dan menunjukkan conto BV-09 mengandung material organik asal tumbuhan darat yang bersifat *oil prone* /Tipe II. (Gambar 10).

Sedangkan pada conto BV-08 H indeks yang rendah (<50 mg/g TOC), hal ini mengindikasikan bahwa *Kerogen Inertinitik* atau teroksidasi (*kerogen Tipe III*) sehingga masih berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon "*Gas Prone*" (Gambar. 10).

Secara keseluruhan data hasil analisis karbon organik dan pirolisis Rock Eval menunjukkan bahwa seluruh

perconto batuan permukaan berpotensi rendah sebagai batuan sumber hidrokarbon. Hal tersebut ditunjukkan oleh kandungan karbon organik dengan kualitas antara „miskin” sampai „istimewa” (0.11 – 6.3%). Analisis pirolisis terhadap 4 conto batuan menghasilkan nilai S_2 yang sangat rendah (0.38 – 0.56 mg/g), jauh dibawah ambang nilai komersial 4mg/g batuan. Data kematangan termal berdasarkan harga T_{max} tidak layak diaplikasikan karena nilai S_2 yang sangat rendah sehingga dapat memberikan data bias.

Nilai kandungan hidrogen (HI) yang umumnya, menunjukkan kandungan bahan organik tipe III/IV asal tumbuhan darat.

Sumber Daya

Perhitungan sumber daya dalam laporan ini adalah perhitungan sumber daya Batuan yang diindikasikan mengandung Bitumen Padat.

Penyebaran kearah kemiringan (Lebar) lapisan adalah lebar lapisan yang dibatasi sampai kedalaman 100 m dihitung tegaklurus dari permukaan singkapan, sehingga lebar singkapan adalah Sumberdaya aspal dalam tiap lapisan dapat dihitung dengan rumus :

$$\text{Sumberdaya} = \{ [\text{Panjang (m)} \times \text{Lebar (m)} \times \text{Tebal (m)}] \times \text{Berat jenis (gr/ton)} \}$$

Berat Jenis adalah berat jenis rata-rata

Lapisan	Kemiringan (°)	Panjang (m)	Lebar (m)	Tebal (m)	BJ	Sumber Daya (ton)
a	10	1000	575.9	0.60	2.57	Tidak mengandung minyak/gas
b	20	1000	292.4	0.50	2.12	Tidak mengandung minyak/gas
c	18	1000	323.6	0.35	3.16	Tidak mengandung minyak/gas
d	18	1000	323.6	0.60	2.57	Tidak mengandung minyak/gas
e	18	1000	323.6	0.90	2.11	Tidak mengandung minyak/gas
f	60	1000	115.5	0.60	1.87	129.591
Total Sumber Daya						129.591

Tabel 8. Perhitungan Sumber Daya Bit padat Kab Boven Digoel

Prospek dan Kendala Pemanfaatan Bitumen Padat

Keterdapatan potensi sumber daya energi di daerah Boven Digoel mempunyai nilai yang strategis dan

berimplikasi pada pengembangan dan ketahanan Nasional mengingat Boven Digoel merupakan wilayah perbatasan negara yang berbatasan langsung dengan negara tetangga Papua Nuigini.

Sementara itu apabila potensi Bitumen Padat di daerah Boven Digoel sangat baik, maka pengolahan Bitumen Padat sebagai energi *alternatif* mempunyai tantangan tersendiri, karena memerlukan investasi yang besar dan

teknologi yang rumit dan mahal sehingga masih diperlukan kajian dan penelitian yang lebih mendalam apabila potensi Bitumen Padat diproyeksikan akan digunakan sebagai salah satu energi *alternatif*.

KESIMPULAN

1. Bitumen Padat ditemukan pada batuan serpih dan lempung karbonan Formasi Awin dan Endapan Rawa tua.
2. Analisis karbon organik dan pirolisis Rock Eval menunjukkan bahwa conto batuan di daerah penyelidikan berpotensi rendah sebagai batuan sumber hidrokarbon.
3. Dari 6 conto yg dianalisis, hanya 1 conto yang mempunyai kandungan Hidrogen lebih tinggi dari nilai Oksigen indeks yakni pada conto BV-09, (HI132.5 dan OI 55.08 mg/gTOC), hal ini menunjukkan kualitas sebagai kerogen pada fase campuran antara gas dan minyak dan berdasarkan Diagram HI-OI dan menunjukan conto BV-09 mengandung material organik asal tumbuhan darat yang bersifat oil prone /Tipe II. (Gambar 10).
4. Pada conto BV-08 H indeks rendah (<50 mg/g TOC), hal ini mengindikasikan bahwa Kerogen Inertinitik atau teroksidasi (kerogen Tipe III) sehingga masih berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon "Gas Prone" (Gambar. 10).
5. Hasil perhitungan Potensi batuan mengandung Bitumen Padat di daerah penyelidikan sebesar 129.591 Ton

DAFTAR PUSTAKA

1. Agus Subarnas., 2000, Laporan Survei Tinjau Batubara Permian di daerah Timika, Kabupaten Mimika, Provinsi Irian Jaya
2. Soetrisno dan Amiruddin, 1995, Peta Geologi Lembar Oksibil Irian Jaya P3G Bandung
3. R.P. Koesoemadinata., 1989, Geologi Minyak dan Gas Bumi
4. Vincelette, R.R., 1973, Reef exploration in Irian Jaya, Indonesia, *Indon. Petroleum Assoc. 2nd Ann. Conv. Procc.*, p. 234-278.
5. Vincelette, R.R., 1973, Reef exploration in Irian Jaya, Indonesia, *Indon. Petroleum Assoc. 2 nd Ann. Conv. Procc.*, p. 234-278.
6. Yen, The Fu., and Chilingarian 1976, Oil Shale, Development in Petroleum Science, Elsevier Science Publishing Company, Amsterdam – Oxford New York 1976 S., 1976, Oil Shale, Developmensen Petroleum Science, Elsevier Scientific Publishing Company.