

**INVENTARISASI KANDUNGAN MINYAK DALAM BATUAN
DAERAH KEDUNGJATI, KABUPATEN SEMARANG, PROVINSI JAWA TENGAH**

Rahmat Hidayat¹, Fatimah¹
¹Kelompok Program Penelitian Energi Fosil

ABSTRACT

Geologically, Kedungjati area is in the western part of Kendeng Zone are built up of Tertiary sedimentary rocks covering Pelang, Kerek and Kalibeng Formations and in the southern part is occupied by the Quaternary Volcanic Zone. In the regional geological setting, Kedungjati is a part of back arc basin.

Oil and gas seep in Bancak and its surrounding area is a lead for hydrocarbon deposits. Assessment for evaluate potency of source rock to generate hydrocarbon was taken by several method that is surface geological mapping and sampling of rock and oilseep for analysed to support geological information.

Outcrop rock samples suspected having hydrocarbon potential were chosen for initial screening consisted of TOC content measurement and Rock-Eval Pyrolysis. Based on that analyses, analyse of potential rock continues for more detailed geochemical analyses. Correlation method use Gas Chromatography analyse and continued by Gas Chromatography Mass Spectrometry analyse from rocks and oilseep sample.

Parameters that can be determined by TOC and rock-eval pyrolysis is aimed to know degree of thermal maturity, quantity and kerogen type of rock samples. GC and GCMS analyses is taken both for chosen rock and oil sample.

Results reveal that Pelang and Kerek Formation samples tend to be gas prone, both these formations contains poor-fair organic content and have low thermal maturity (immature-early mature). Oil-source rock correlation result difference in thermal maturity and origin of organic matter and depositional environment between rock and oilseep samples as indicated by chromatogram.

SARI

Daerah Kedungjati terletak di bagian barat Zona Kendeng yang ditutupi oleh batuan sedimen berumur Tersier terdiri dari Formasi Pelang, Kerek dan Kalibeng. Di bagian selatan endapan vulkanik Kuartar menutupi daerah ini. Dalam tatanan geologi regional daerah ini merupakan bagian dari Cekungan Busur Belakang.

Rembesan minyak dan gas yang terdapat di daerah Bancak dan sekitarnya merupakan *lead* keterdapatan potensi hidrokarbon. Untuk mengetahui kondisi geologi daerah tersebut telah dilakukan pemetaan geologi permukaan yang dilanjutkan dengan penyontohan terhadap batuan yang diduga sebagai batuan induk serta minyak rembesan.

Analisa batuan terdiri dari pirolisis rock-eval dan pengukuran kandungan organik (TOC), yang dilanjutkan dengan analisa geokimia untuk contoh terpilih. Korelasi menggunakan metode sidikjari berdasarkan GC dan GCMS baik dari contoh batuan maupun minyak rembesan.

Melalui analisa rock-eval dan TOC dapat ditentukan tingkat kematangan termal, jumlah dan tipe kerogen dari batuan.

Hasil penyelidikan dapat diketahui bahwa contoh batuan dari Formasi Pelang dan Kerek memiliki tingkat kematangan termal yang rendah (*immature-early mature*), dengan kandungan organik yang rendah-sedang (poor-fair).

Berdasarkan analisa GC dan GCMS, tidak terdapat korelasi positif antara contoh batuan dan minyak rembesan, terlihat dari adanya perbedaan dalam hal tingkat kematangan, prazat dari material organik serta lingkungan pengendapan.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Rembesan minyak dan gas yang terjadi di daerah Bancak dan sekitarnya merupakan prospektor keberadaan endapan hidrokarbon. Untuk mengetahui potensi endapan hidrokarbon di daerah tersebut perlu dilakukan penyelidikan lebih lanjut, diantaranya berupa pemetaan geologi dan penyontohan batuan dan minyak rembesan untuk kepentingan analisa geokimia-fisika agar mendapatkan gambaran kualitas dan kuantitas parameter yang diuji sehingga membantu evaluasi dan korelasi antara batuan dengan minyak rembesan.

Penyelidikan kandungan minyak pada batuan daerah Kedungjati dan sekitarnya, Kabupaten Semarang-Boyolali-Grobogan adalah dalam rangka pelaksanaan program kegiatan DIPA tahun anggaran 2007.

Maksud dan Tujuan

Maksud kegiatan inventarisasi daerah Kedungjati adalah untuk mengetahui informasi awal mengenai potensi hidrokarbon yang terdapat di daerah penyelidikan serta hubungannya dengan kondisi geologi setempat. Tujuan dari kegiatan ini untuk mengetahui karakteristik batuan pembawa endapan hidrokarbon yang diperkirakan sebagai kelompok batuan induk dari rembesan minyak dan gas yang terdapat di daerah Bancak dan sekitarnya sehingga dapat mengetahui potensi batuan tersebut serta hubungan antara batuan dengan minyak rembesan.

Lokasi Daerah Penyelidikan

Secara administratif, daerah penyelidikan termasuk dalam tiga wilayah Kabupaten yaitu Kabupaten Semarang (Kec. Bancak, dan Suruh), Kabupaten Boyolali (Kecamatan Juwangi, Wonosegoro, Andong dan Kemusu) dan Kabupaten Grobogan (Kecamatan Kedungjati), Provinsi Jawa Tengah (Gambar 1), secara geografis terletak antara 110°35'00" - 110°50'00" BT dan 7°05'00" - 7°20'00" LS.

Waktu dan Pelaksanaan Penyelidikan

Inventarisasi kandungan minyak dalam batuan dilakukan selama 54 hari, penyelidikan lapangan dimulai dari tanggal 29 Juni-21 Agustus 2007, dengan pekerjaan meliputi pemetaan geologi, pengambilan contoh batuan dan minyak serta pengamatan rembesan minyak.

Metoda Penyelidikan

Pekerjaan lapangan terdiri dari pemetaan geologi, pengambilan contoh batuan dan minyak serta pengikatan lokasi rembesan.

Pemetaan geologi permukaan difokuskan pada kelompok batuan yang diduga sebagai formasi pembawa hidrokarbon. Pemetaan geologi selain untuk mengenali jenis dan sifat fisik batuan dilapangan juga untuk mengetahui aspek geologi lainnya, misalnya keberadaan struktur geologi, hubungan stratigrafi dan umur relatif antara satuan batuan. Pemetaan dilakukan dengan menyusuri sungai yang terdapat di daerah penyelidikan. Singkapan umumnya ditemukan pada tebing, dasar sungai serta jalan. Pada singkapan yang ada dilanjutkan dengan pengamatan, pengukuran, *ploting* pada peta dasar serta deskripsi dan dokumentasi singkapan.

Pengambilan contoh dilakukan terhadap contoh batuan singkapan dan minyak rembesan. Analisa difokuskan pada aspek batuan induk dan *oil generation*. Jenis analisa dilakukan untuk mengetahui karakteristik dan potensi hidrokarbon batuan yang prospektif sebagai batuan induk dan minyak rembesan. Analisa yang dilakukan terdiri dari :

1. *Batuan induk*, meliputi analisa petrografi organik, *retort* dan geokimia hidrokarbon. Analisa petrografi organik dilakukan untuk mengetahui tipe kandungan organik yang terkandung di dalam batuan termasuk jenis dan kelimpahannya. Tingkat kematangan batuan diperoleh dari hasil analisis petrografi organik berdasarkan nilai reflektansi maseral vitrinit. Banyaknya kandungan minyak di dalam batuan dapat diketahui berdasarkan analisis *retort*. Analisa geokimia dilakukan untuk mendukung evaluasi potensi hidrokarbon, terutama untuk mengetahui jumlah, tipe kerogen dan tingkat kematangan batuan induk melalui analisa kandungan TOC dan pirolisis Rock-Eval. Untuk mengetahui jumlah kerogen dan komposisi bitumen dilakukan ekstraksi dan fraksinasi material organik. Analisa dilanjutkan dengan kromatografi gas (GC) dan kromatografi gas spektrometer masa (GCMS) untuk mengetahui asal material organik, lingkungan pengendapan.

2. *Rembesan minyak*. Untuk mendapatkan parameter yang sama dan mengetahui korelasi antara batuan dengan minyak dilakukan analisa geokimia terhadap contoh minyak rembesan yaitu fraksinasi, kromatografi gas (GC) dan kromatografi gas spektrometer masa (GCMS).

Pengamatan dan pengikatan lokasi rembesan dilakukan untuk mengetahui letak koordinat dan ketinggian dari titik rembesan serta hubungannya dengan kondisi geologi setempat.

Penyelidik Terdahulu

Pemetaan geologi daerah Salatiga telah dilakukan oleh Sukardi dan T. Budhitrisona (1992) dari Puslitbang Geologi Bandung. Dinas Lingkungan Hidup, Pertambangan dan Energi Kabupaten Semarang bekerja sama dengan Jurusan Teknik Geologi, Universitas Gajah Mada, Jogjakarta (2002) telah melakukan penelitian geologi minyak dan gas bumi di daerah Bancak, Kabupaten Semarang. Hasil penyelidikannya menyebutkan telah terjadi proses pematangan termal pada batuan induk, dilihat dari adanya rembesan minyak dan gas di daerah Bancak dan Suruh, Kabupaten Semarang.

GEOLOGI UMUM

Secara regional daerah penyelidikan merupakan bagian dari peta geologi lembar Salatiga (Sukardi dan T. Budhitrisona, 1992), termasuk Pegunungan Kendeng bagian barat. Kelompok batuan sedimennya merupakan bagian dari Cekungan Busur Belakang (*Back Arc Basin*), dan endapan vulkaniknya bagian dari Lajur Gunungapi Tengah (*Central Volcanic Zone*).

Lajur Kendeng

Batuan tertua yang tersingkap adalah Formasi Pelang (Tomp) berumur Oligosen Akhir-Miosen Tengah, terendapkan dalam lingkungan laut dangkal, tertindih selaras oleh Formasi Kerek (Tmk) berumur Miosen Tengah, terdiri dari sedimen *flysch* yang diendapkan dalam lingkungan laut terbuka. Formasi Kerek tertindih selaras oleh Formasi Kalibeng (TmPk) berumur Miosen Akhir-Pliosen, terdiri dari empat Anggota, yaitu Banyak (Tmkb), Kapung (Tmkk), Damar (Tmkd) dan Klitik (Tpkk). Formasi Pucangan (Qpp) berumur Plistosen Awal yang diendapkan dalam lingkungan laut tertutup menindih takselaras Formasi Kalibeng. Selanjutnya sedimen darat berumur Plistosen menindih tak selaras Formasi Pucangan yaitu Formasi Kabuh (Qpk) dan terakhir Formasi Notopuro (Qpn) menindih selaras Formasi Kabuh.

Lajur Rembang

Pada Lajur Rembang, dari tua ke muda batuan berumur Miosen Tengah–Pliosen saling menindih

selaras terdiri dari Formasi Ngrayong (Tmtn), Formasi Wonocolo (Tmw) dan Formasi Ledok (Tmpl). Ketiga formasi ini terendapkan dalam lingkungan laut dangkal dari sublitoral-batial bagian atas.

Batuan Gunungapi

Batuan gunungapi menutup takselaras batuan yang lebih tua dari sedimen Lajur Kendeng, terdiri dari Breksi Gunungapi (Qvb) berumur Plistosen Akhir dan Batuan Gunungapi tak Terpisahkan hasil erupsi G. Ungaran, G. Merbabu dan G. Lawu (Qv(u,m,l)).

Struktur Geologi

Struktur geologi yang berkembang di lembar Salatiga adalah lipatan dan sesar yang berkembang baik terutama dibagian tengah lembar. Lipatan umumnya berupa antiklin dan sinklin yang tak setangkup, berarah barat-timur dengan sayap utara yang lebih terjal. Beberapa lipatan kecil berkembang dengan arah sumbu lipatan timurlaut-baratdaya dan utara-selatan. Sesar utama yang terdapat di daerah ini adalah sesar naik berarah barat-timur yang memotong sepanjang daerah pemetaan. Sesar geser dan sesar turun yang berarah hampir baratlaut-tenggara dan timurlaut-baratdaya berkembang dan memotong struktur lipatan dan sesar naik.

Indikasi Kandungan Minyak dalam Batuan

Secara geologi formasi batuan yang dapat berfungsi sebagai batuan induk umumnya merupakan sedimen klastik halus, seperti serpih, batulempung, napal, lanau, batupasir halus atau batugamping berganggang.

Rembesan minyak dan gas yang terdapat di daerah penyelidikan merupakan tanda-tanda keterdapatan (*lead*) minyak dan gas bumi. Manifestasi kandungan hidrokarbon dalam batuan berupa rembesan minyak dan gas di daerah Bancak dan Suruh menunjukkan adanya suatu batuan induk yang sudah matang. Lokasi bekas pemboran Belanda baik di Kecamatan Suruh dan Kecamatan Bancak berada disekitar lokasi rembesan minyak dan gas, menunjukkan bahwa lokasi tersebut telah direncanakan dan sebelumnya telah melalui kajian geologi sehingga dibangun konstruksi pemboran.

Berdasarkan batasan-batasan tersebut di atas dapat dilokalisir daerah yang mempunyai indikasi sebagai batuan induk, diperkirakan batuan induk terdapat pada Formasi Pelang dan bagian bawah Formasi Kerek.

HASIL DAN DISKUSI

Geologi Daerah Penyelidikan

Morfologi

Secara morfologi daerah penyelidikan dapat dibedakan menjadi dua satuan morfologi yaitu Satuan Morfologi Dataran Rendah dan Satuan Morfologi Perbukitan Bergelombang Rendah.

Satuan Morfologi Dataran Rendah, berketinggian kurang dari 100 mdpl menempati bagian utara daerah penyelidikan, menempati wilayah seluas 40 % dari daerah penyelidikan. Terletak pada Lajur Randublatung dengan batuan yang menutupinya terdiri dari Formasi Kalibeng dan endapan aluvial.

Satuan Morfologi Perbukitan Bergelombang Rendah, berketinggian antara 100-400 mdpl menempati bagian tengah dan selatan seluas 60% daerah penyelidikan. Terletak pada Lajur Kendeng yang ditempati batuan menyerupai *flysch* karbonatan dari Formasi Kerek dan batu napal dan batugamping dari Formasi Pelang. Di selatan ditutupi oleh batuan gunungapi dan sedimen yang terlipat lemah dari Formasi Notopuro, Formasi Kabuh dan Formasi Pucangan.

Stratigrafi

Secara umum daerah inventarisasi tersusun oleh kelompok batuan sedimen berumur Tersier dari Lajur Kendeng dan sebagian kecil batuan gunungapi Kuartar. Urutan satuan batuan dari tua ke muda (Gambar 2) adalah sebagai berikut:

Formasi Pelang (Tomp), formasi ini tersingkap sedikit di selatan Juwangi, memanjang berarah barat-timur dengan luas sebaran 5% dari luas daerah penyelidikan, terdiri dari napal bersisipan batugamping. Napal, berwarna abu-abu, umumnya telah terlapukan. Batugamping dengan ketebalan antara 10-40 cm, berwarna abu-abu kecoklatan, berbutir kasar, ditemukan struktur laminasi paralel, keras. Kemiringan lapisan relatif besar berkisar antara 60° - 75° .

Formasi Kerek (Tmk), formasi ini tersingkap di bagian tengah daerah penyelidikan dengan luas sebaran 45% dari luas daerah penyelidikan. Kenampakan di lapangan, bagian bawah didominasi oleh batuan bersifat lempungan, terdiri dari perulangan perlapisan batulempung, batupasir dan batugamping kalkarenit. Singkapan umumnya berlapis sangat baik dan rapat, umumnya karbonatan dan setempat terdapat nodul tuf berukuran 0.5–80 cm. Rekahan intensif terbentuk hampir memotong seluruh satuan pada formasi

ini. Batulempung, berwarna abu-abu kecoklatan, karbonatan, umumnya terkekarkan, ketebalan bervariasi sampai beberapa meter, umumnya diselingi oleh perlapisan tipis batugamping pasiran dengan ketebalan 1-30 cm. Batupasir, berwarna abu-abu terang, karbonatan, ditemukan struktur paralel laminasi, ketebalan bervariasi antara 10–120 cm, umumnya masif dan keras. Batugamping, berwarna kuning kecoklatan, kompak, ketebalan bervariasi antara 5-30 cm, sebagian terkekarkan. Dibagian atas berupa perselingan batupasir, batugamping dan batulempung dengan perlapisan tidak serapat bagian bawah. Litologi batupasir umumnya dominan dan batugamping semakin menebal. Batupasir umumnya masif, bersifat karbonatan dan terkekarkan, sebagian kecil bersifat tufan dan mengandung nodul tuf. Kemiringan lapisan umumnya terjal, dengan variasi antara 17° - 87° .

Formasi Kalibeng (TmPk) tersusun oleh napal pejal di bagian atas; napal bersisipan batupasir tufan dan bintal batugamping di bagian bawah.

Anggota Banyak Formasi Kalibeng (TmKb) tersusun oleh perselingan batupasir tufan, batulanau gampingan dan batupasir kerikilan.

Anggota Kapung Formasi Kalibeng (TmKk) tersusun oleh batugamping pejal di bagian bawah, perselingan batugamping kalkarenit dan napal di bagian atas.

Formasi Notopuro (Qpn), terdiri dari breksi lahar di bagian bawah; perselingan tuf dengan batupasir tufan di bagian atas.

Batuan gunungapi tak terpisahkan (Qv), terdiri dari breksi gunungapi, lava, tuf dan breksi lahar Gunung Merbabu (Qvm) dan Gunung Ungaran (Qvu).

Aluvium (Qa), terdiri atas kerakal, kerikil, pasir dan lempung, bersifat lepas, menindih tak selaras satuan batuan yang ada dibawahnya.

Pemetaan geologi diprioritaskan pada singkapan yang diperkirakan sebagai batuan induk. Di daerah penyelidikan, batuan induk diperkirakan terdapat dalam batuan lempung karbonatan yang terdapat pada satuan perselingan batulempung – batupasir karbonatan yang terdapat pada Formasi Kerek bagian bawah. Berdasarkan sifat litologi, lingkungan pengendapan dan kedudukan yang berada di bawah Formasi Kerek, Formasi Pelang juga diperkirakan sebagai formasi pembawa hidrokarbon terutama pada satuan batunapal. Sebaran kedua formasi terletak pada bagian tengah daerah penyelidikan, yang memanjang berarah barat – timur (Gambar 3).

Struktur Geologi

Struktur geologi yang berkembang di daerah penyelidikan adalah lipatan dan sesar. Struktur ini terbentuk pada batuan sedimen berumur Tersier.

Struktur lipatan terdiri dari sinklin dan antiklin dengan sumbu lipatan yang berarah relatif barat – timur. Diantaranya antiklin yang melalui daerah Boto–Repaking. Antiklin ini mempunyai sayap-sayap yang tidak simetris dengan besar kemiringan berkisar antara 38°-58° di bagian utara sedangkan di bagian selatan sudut kemiringan relatif lebih besar berkisar antara 45°-72°. Struktur sinklin diantaranya terdapat di daerah Bercak, berupa sinklin berarah barat-timur yang tidak simetris dengan arah penunjaman kearah baratdaya.

Struktur sesar, berupa sesar geser dan sesar naik. Sesar geser diantaranya di temukan di Kali Bantar berupa sesar geser kiri (*sinistral fault*) berarah hampir utara–selatan, terlihat dengan adanya *offset* sepanjang 30 cm dan perubahan dari kedudukan lapisan. Sesar geser ini diperkirakan memotong struktur antiklin Boto–Repaking, dimana blok bagian barat bergerak relatif ke selatan. Sesar naik diantaranya ditemukan di selatan Juwangi. Keberadaan sesar ini tampak dari adanya hancuran batugamping pada Formasi Pelang. Sesar naik ini merupakan bagian dari sesar utama yang memanjang berarah barat-timur memotong daerah penyelidikan.

Pengamatan Rembesan Minyak dan Gas

Pengamatan dilapangan dijumpai adanya rembesan minyak dan gas pada beberapa lokasi di Kecamatan Bancak dan Kecamatan Suruh, Kabupaten Semarang (Gambar 3). Umumnya minyak yang keluar berwarna kuning kehijauan, beraroma hidrokarbon, pada beberapa lokasi keluar melalui rekahan-rekahan dan bercampur dengan gas dan mataair.

Di Dusun Gunung, Desa Boto, Kecamatan Bancak ditemukan rembesan minyak dan gas yang masih aktif. Lokasi rembesan berada pada satuan endapan gunungapi Ungaran (Qvu) pada areal persawahan penduduk. Lokasi ini berada pada sayap utara dari antiklin Boto–Repaking. Berdasarkan informasi penduduk setempat lokasi keberadaan rembesan berpindah-pindah dan pada saat pengamatan dilapangan ditemukan tiga titik lokasi rembesan, yaitu satu titik rembesan gas dan dua titik rembesan minyak dengan jarak antara lokasi titik rembesan sekitar 10 – 50 m.

Di Dusun Nglantun, Desa Krandon Lor, sekitar 5 km arah barat dari Desa Cukilan dijumpai matair

yang disertai dengan gelembung-gelembung gas dan bercak minyak pada kolam seluas $\pm 15 \text{ m}^2$, berada pada litologi breksi vulkanik. Sekitar 15 meter dari lokasi ini terdapat bekas pemboran yang sudah tertutup oleh tanah.

Di Kali Kuning, muncul rembesan minyak melalui rekahan yang terbentuk pada litologi perselingan batulempung karbonatan dan batupasir karbonatan Formasi Kerek. Lokasi ini terletak di sayap utara dari antiklin Boto – Repaking dan terletak satu jalur dengan rembesan yang ditemukan di daerah Boto. Sekitar 500 m kearah hilir dari lokasi ini ditemukan rembesan minyak yang keluar dari rekahan yang juga terbentuk pada litologi perselingan batulempung karbonatan dan batupasir karbonatan pada Formasi Kerek.

Di Kali Brumbung rembesan minyak muncul pada litologi perselingan batulempung karbonatan dan batupasir karbonatan Formasi Kerek. Lokasi ini diperkirakan terletak satu jalur dengan rembesan yang ditemukan di daerah Boto dan Kali Kuning, terletak pada sayap utara dari antiklin Boto–Repaking yang menerus sampai ke Repaking.

Selain keberadaan rembesan minyak dan gas bumi, di daerah penyelidikan juga ditemukan lokasi bekas pemboran minyak yang telah di tinggalkan. Di Dusun Galeh, Wonokerto, Kecamatan Bancak ditemukan bekas pemboran yang telah ditinggalkan pada areal pesawahan milik penduduk, berada pada endapan breksi gunungapi. Lokasi ini berada $\pm 1500 \text{ m}$ arah baratdaya dari lokasi rembesan minyak dan gas yang ditemukan di Boto, diperkirakan terletak pada sayap selatan antiklin Boto – Repaking.

Di Kecamatan Suruh, bekas pemboran ditemukan di daerah Nglantun, Krandon Lor, sekitar 15 meter dari lokasi rembesan minyak dan gas. Di daerah Dayakan, Desa Cukilan ditemukan bekas pondasi rig pada areal persawahan penduduk. Kedua lokasi ini berada pada endapan breksi gunungapi.

Rembesan minyak dan gas yang ditemukan kemungkinan besar dikontrol oleh struktur baik sesar maupun antiklin. Di daerah Bancak lokasi rembesan yang ditemukan umumnya berada pada daerah antiklin Boto – Repaking dan sesar yang memotong Kali Banjar, membentuk satu jalur berarah barat – timur. Adanya rembesan yang muncul pada satuan breksi diduga berasal dari rekahan formasi sedimen dibawahnya yang kemudian terus bermigrasi melalui satuan breksi yang lebih *porous*.

Evaluasi Batuan Induk dan Minyak

Lima contoh batuan singkapan berasal dari Formasi Kerek (4 contoh) dan Formasi Pelang (1 contoh) serta satu contoh minyak rembesan dari daerah Bancak diambil untuk keperluan analisis dan kajian geokimia hidrokarbon. Selain itu terhadap lima contoh batuan yang sama dilakukan analisa petrografi organik dan analisa *retort*.

Untuk mengetahui potensi hidrokarbon, tipe kerogen serta tingkat kematangan termal dari batuan sumber, dilakukan analisis Total Organik Karbon (TOC) dan Rock-Eval. *Screening analyses* dilakukan terhadap lima contoh batuan menggunakan parameter TOC. Untuk mendukung data pirolisis rock-eval, terhadap contoh terpilih, analisa dilanjutkan dengan menggunakan metode sidikjari kromatografi gas (GC) dan kromatografi gas spektroskopi massa (GCMS) untuk mengetahui karakter bitumen berdasarkan data biomarker normal-alkana dan isoprenoid (GC) serta sterana dan triterpana (GCMS). Metoda sidikjari GC dan GCMS juga digunakan terhadap contoh minyak untuk mendapatkan parameter yang sama. Berdasarkan metode tersebut dapat diketahui korelasi antara contoh batuan dan minyak rembesan.

Analisa TOC dan Rock-Eval

1. Kandungan Material Organik

Berdasarkan hasil analisa TOC dan pirolisis Rock-Eval (Tabel 1) diperoleh hasil kandungan karbon organik batuan bervariasi dari kategori 'miskin' pada CKR-01/SP.06 (TOC<0.42%) dan CKR-43/SP.85 (TOC=0.32%) dan 'sedang' pada CKR-19/SP.39 (TOC=0.56%), CKR-29/SP.55 (TOC=0.57%) dan CPL-03/SP.93 (TOC=0.88%). Hasil analisis pirolisis menunjukkan hal yang sama, dari tiga contoh batuan dengan nilai TOC > 0.5% (CKR-19/SP.39, CKR-29/SP.55 dan CPL-03/SP.93) menunjukkan kandungan kerogen yang rendah dengan nilai S₂ antara 0.25 dan 1.33mg/g.

2. Kematangan Termal Batuan

Pengukuran tingkat kematangan termal batuan dilakukan berdasarkan harga temperatur maksimum (Tmax) dari analisis pirolisis. Tiga contoh batuan dari Formasi Kerek (CKR-19/SP.39 dan CKR-29/SP.55) dan Formasi Pelang (CPL-03/SP.93) dianalisa kematangan termalnya, menunjukkan nilai 420⁰C (CKR-19/SP.39) dan 425⁰C (CPL-03/SP.93) yang mencerminkan tingkat kematangan termal awal matang (*early mature*). Karena nilai S₂ yang sangat rendah

(<0.5mg/g), harga Tmax pada perconton CKR-29/SP.55 tidak dianjurkan untuk dipergunakan.

3. Tipe Material Organik

Penentuan tipe kerogen menggunakan data pirolisis rock-eval. Kombinasi antara indeks hidrogen (HI) dan Tmax dirajah pada diagram van Krevelen menunjukkan kerogen tipe III yang lebih cenderung berpotensi sebagai *gas prone* (Gambar 4 dan 5). Indikasi kerogen liptinik (tipe II) dilihat pada contoh CKR-19/SP.39 dengan kandungan hidrogen indek cukup baik (238).

Dengan kandungan TOC dan S₂ yang rendah, batuan contoh dari Formasi Pelang dan Kerek dapat dikategorikan sebagai bukan batuan induk yang potensial (*non potential source rock*). Dengan kandungan material organik yang rendah tidak dapat diharapkan akan mendapatkan batuan induk yang potensial meskipun telah melewati tingkat kematangan termal batuan, apalagi data Tmax pirolisis menunjukkan tingkat kematangan termal contoh kedua formasi berkisar antara 420⁰C-425⁰C yang dikategorikan sebagai *immature-early mature*. Maksimal contoh batuan lebih cenderung kedalam kerogen tipe III (*gas prone*). Meskipun terdapat indikasi kerogen liptinik (*oil prone*) namun karena rendahnya kandungan kerogen, pada tingkat kematangan termal tinggi tidak akan cukup menghasilkan minyak yang bernilai ekonomis.

Fraksinasi, Kromatografi Gas (GC) dan Kromatografi Gas Spektrometer Masa (GCMS)

Dua contoh batuan (CKR-19/SP.39 dan CPL-3/SP.93), masing-masing mewakili Formasi Kerek dan Formasi Pelang dan satu minyak rembesan (OS3), diambil untuk dianalisis sidikjari n-alkana dan kandungan biomarkernya untuk mengetahui komposisi serta karakter bitumen yang terkandung di dalam batuan serta korelasinya dengan minyak yang dijumpai di lokasi penelitian.

1. Ekstraksi dan Fraksinasi

Hasil analisis ekstraksi (Tabel 2) menunjukkan bahwa jumlah dari ekstrak kedua contoh batuan sangat rendah (<1000ppm). Hasil fraksinasi batuan menunjukkan fraksi non-polar yang dominan (>80% berat) menunjukkan tingkat kematangan termal yang rendah, berbeda dengan contoh minyak yang memperlihatkan fraksi hidrokarbon yang dominan (saturat+aromatik = 75,87% berat). Hasil ini menunjukkan minyak rembesan dihasilkan oleh suatu batuan sumber dengan tingkat kematangan termal yang berbeda dari batuan.

2. Kromatografi Gas (GC)

Dari hasil analisa kromatografi gas dapat dilihat bahwa konfigurasi sidikjari *n*-alkana pada kedua ekstrak batuan sangat mirip yaitu menunjukkan karakter *unimodal* (satu gugusan *n*-alkana) dengan puncak pada *n*-C₁₅ (Gambar-6). Konfigurasi *n*-alkana seperti ini lazim terdapat pada bahan organik asal kehidupan akuatik umumnya alga.

Perbandingan antara senyawa pristana dan fitana (pr/ph) pada ekstrak batuan CKR-03/SP.39 dan CPL-03/SP.93 menunjukkan nilai yang rendah (pr/ph < 2). Rasio ini memberikan indikasi bahwa bahan organik diendapkan dalam lingkungan yang tertutup serta miskin oksigen (reduktif) dan umumnya dijumpai pada sedimen-sedimen danau atau marin. Kematangan termal yang rendah batuan F. Kerek dan F. Pelang di daerah penelitian juga tercermin oleh harga rasio CPI (Carbo Preference Index) masing-masing 1.81 dan 1.78. Dengan demikian terdapat kesesuaian antara hasil analisis pirolisis dan kromatografi gas yang menyatakan bahwa F. Kerek dan F. Pelang di daerah penelitian masih berada pada tingkat kematangan termal rendah dan tidak berpotensi menghasilkan hidrokarbon yang ekonomis.

Kromatogram GC mendeteksi adanya biodegradasi pada contoh minyak rembesan, ditunjukkan oleh pik *n*-alkana yang tidak terpisahkan dengan baik serta konfigurasi *n*-alkana tidak terlihat (Gambar 6) akibat sudah mengalami proses biodegradasi tingkat lanjut. Kondisi ini mencerminkan minyak rembesan (OS3) sudah cukup lama berada pada kondisi aerobik dimana bakteri dapat dengan leluasa mengkonsumsi rantai hidrokarbon secara optimum.

3. Kromatografi Gas Spektrometer Masa (GCMS)

Analisis lanjutan dilakukan dengan metoda GCMS terhadap fraksi saturat terhadap dua contoh ekstrak batuan terpilih dari F. Kerek dan F. pelang (CKR-19/SP.39 dan CPL-03/SP.93) dan minyak rembesan (OS3). Konfigurasi sidikjari sterana (*m/z* 217) (Gambar 6) menunjukkan ion kromatogram yang berbeda antara minyak rembesan dengan kedua ekstrak batuan Formasi Kerek dan Formasi Pelang. Minyak rembesan OS3 terlihat telah mengalami biodegradasi sehingga senyawa-senyawa C₂₉, C₂₈ maupun C₂₇ sterana tidak terdeteksi dengan baik. Kontribusi tumbuhan darat berkarakter resin bikadinana merupakan unsur yang sangat dominan pada minyak rembesan ini seperti ditunjukkan oleh pik masing-masing dengan notasi W, T, T' dan R'

(Gambar 6). Kehadiran senyawa-senyawa resin bikadinana pada umumnya dijumpai pada hidrokarbon asal bahan organik yang diendapkan pada lingkungan delta. Pengaruh biodegradasi dan kehadiran senyawa-senyawa resin bikadinana yang sangat dominan tidak memungkinkan untuk dilakukan penentuan tingkat kematangan termal dari minyak rembesan OS3. Meskipun demikian rasio BMI (indek kematangan bikadinana) yang menunjukkan angka 2.61 menunjukkan bahwa minyak rembesan berasal dari batuan sumber dengan tingkat kematangan penuh (*fully mature*). Berlainan dengan minyak rembesan, ekstrak batuan Formasi Kerek dan Formasi Pelang (CKR-19/SP.39 dan CPL-03/SP.93) menunjukkan konfigurasi sterana dari suatu bahan organik asal organisme akuatik lebih dominan. Kedua perconton memperlihatkan kehadiran C₂₇ sterana dengan intensitas yang cukup tinggi dimana peran bahan organik alga asal lingkungan laut (marin) menjadi sangat penting di dalam pembentukan hidrokarbon dari batuan sumbernya. Secara lebih spesifik terlihat pada batuan Formasi Pelang (CPL-03/SP.93) dimana kehadiran C₂₈ sterana sangat dominan dibandingkan dengan senyawa-senyawa C₂₇ dan C₂₉ lainnya. Senyawa C₂₈ sterana diketahui berasal dari bahan organik yang diendapkan di lingkungan laut yang tertutup dan sangat reduktif.

Sidikjari biomarker triterpana (*m/z*=191) menunjukkan dengan lebih jelas mengenai tipe bahan organik serta tingkat kematangan termal antara minyak dan batuan. Disamping unsur-unsur tumbuhan darat berkarakter resin, minyak rembesan juga memperlihatkan adanya kontribusi tumbuhan darat tingkat tinggi dari spesies angiosperma yang terdeteksi sebagai oleanoida dan oleanana. Resistensi yang tinggi senyawa-senyawa asal tumbuhan darat tersebut terhadap pengaruh degradasi termal maupun bakteri membuat kehadirannya menjadi sangat dominan pada minyak rembesan (OS3). Hal yang berbeda dijumpai pada ekstrak batuan, dimana unsur-unsur asal tumbuhan darat tidak terdeteksi samasekali pada kromatogram ion triterpana (*m/z* 191), sekaligus membuktikan perbedaan sumber asal bahan organik dengan minyak rembesan.

Tingkat kematangan rendah dari kedua ekstrak batuan CKR-19/SP.35 dan PL-03/SP.93 ditunjukkan oleh rasio C₃₁ 22S/22R homohopana (masing-masing 0.19 dan 0.47), C₃₀ moretana/hopana (masing-masing 0.44 dan 0,10) serta kehadiran senyawa-senyawa asal biologis seperti ββ C₃₀ dan ββ C₃₁. Nilai rasio tersebut juga

memperlihatkan bahwa tingkat kematangan termal ekstrak batuan CPL-03/SP.93 sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan CKR-19/SP.35.

Petrografi Organik dan Retort

Hasil analisa petrografi dan *retort* belum dapat disajikan karena masih dalam proses pengerjaan.

Korelasi Batuan Induk dan Minyak

Analisa korelasi menggunakan metode sidikjari GC dan GCMS menunjukkan batuan memiliki tingkat kematangan termal rendah. Meskipun rasio biomarker kematangan termal minyak rembesan tidak dapat diperoleh karena faktor biodegradasi, kehadiran senyawa yang resisten terhadap degradasi termal maupun biologis seperti tri dan tetra -siklo trepana menunjukkan bahwa minyak rembesan dihasilkan oleh batuan sumber yang jauh lebih matang dari kedua batuan. Minyak rembesan (OS3) dihasilkan oleh batuan sumber yang berkarakter sangat berbeda dengan kedua ekstrak batuan yang mewakili Formasi Kerek (CKR-19/SP.39) dan Formasi Pelang (CPL-03/SP.93) di daerah penelitian. Minyak rembesan lebih menunjukkan karakter resin dari tumbuhan darat sedangkan kedua ekstrak batuan mengandung bahan organik asal akuatik (alga). Analisa diatas membuktikan bahwa baik Formasi Pelang maupun Formasi Kerek bukan batuan induk untuk rembesan minyak yang terbentuk di daerah Bancak dan sekitarnya.

Rembesan minyak rentan terhadap proses biodegradasi, terutama dalam kondisi aerobik dan dekat permukaan. Indikasi biodegradasi terlihat dari kromatogram, senyawa n-alkana memperlihatkan karakter yang berbeda dengan contoh batuan. Untuk tahap awal biodegradasi senyawa kelompok n-alkana yang pertama kali dikonsumsi oleh bakteri aerobik, baru kemudian senyawa hidrokarbon yang lebih kompleks. Biodegradasi merupakan proses nontermal yang paling sering terjadi selama proses transformasi reservoir dan migrasi hidrokarbon.

Rembesan minyak di daerah Bancak dan Suruh diperkirakan terjadi pada suatu jalur antiklin pada Formasi Kerek yang terpatahkan oleh beberapa sesar mendatar. Mempertimbangkan faktor biodegradasi dan keberadaan struktur perlu kajian dengan metode yang berbeda untuk mengetahui potensi Formasi Kerek sebagai reservoir atau batuan penutup (*cap rock*) serta adanya batuan induk dari formasi yang lebih dalam karena diketahui minyak rembesan telah melalui kematangan termal penuh (*fully thermal mature*).

KESIMPULAN

Daerah Bancak terletak pada jalur Pegunungan Kendeng bagian barat, kelompok batuan sedimennya merupakan bagian dari Lajur Kendeng yang berada dalam suatu cekungan *Back Arc Basin*.

Rembesan minyak dan gas di daerah Bancak dan sekitarnya merupakan *lead* keterdapatan endapan hidrokarbon.

Evaluasi geokimia terhadap contoh batuan dan minyak rembesan daerah Bancak, Jawa Tengah memberikan kesimpulan sebagai berikut:

1. Tingkat kematangan termal batuan sedimen Fm. Kerek dan Fm. Pelang dari daerah Bancak, Jawa Tengah masih rendah (*thermally immature*).
2. Meskipun terdapat kerogen dengan kualitas penghasil minyak (liptinitik) dijumpai pada contoh CKR-19/SP.39, secara umum batuan sedimen Fm. Kerek dan Fm. Pelang di daerah penelitian berpotensi rendah sebagai sumber hidrokarbon
3. Sidikjari biomarker menunjukkan bahwa minyak rembesan berasal dari bahan organik tumbuhan darat tingkat tinggi dengan karakter resin. Minyak rembesan dihasilkan oleh batuan sumber yang berasal dari lingkungan delta dan telah mengalami kematangan termal cukup tinggi (*fully mature*).
4. Sidikjari ekstrak batuan yang mewakili Fm. Kerek dan Fm. Pelang di daerah penelitian mengandung bahan organik asal kehidupan akuatik (algal) kemungkinan dari lingkungan laut (*marine*). Keduanya masih berada pada tingkat kematangan termal rendah (*immature*).
5. Tidak dijumpai korelasi positif antara minyak rembesan dan batuan sedimen Fm. Kerek dan Fm. Pelang di daerah penelitian.

Dari analisa GC dan GCMS, Formasi Pelang maupun Formasi Kerek bukan batuan induk untuk rembesan minyak yang terbentuk di daerah Bancak dan sekitarnya. Diperkirakan Formasi Kerek merupakan batuan penutup (*cap rock*) yang terpatahkan dilihat dari pola rembesan yang mengikuti jalur antiklin Boto-Repaking.

Diperlukan kajian dengan metode berbeda untuk mengetahui potensi Formasi Kerek sebagai batuan penutup (*cap rock*) atau reservoir serta mencari batuan induk untuk rembesan di daerah Bancak.

UCAPAN TERIMAKASIH

Ucapan terimakasih disampaikan kepada pemerintah Kabupaten Semarang dan Boyolali atas bantuan yang diberikan. Ucapan terimakasih disampaikan juga kepada Ir. Ridwan Hadi Rianto, Ir. Agus Aziz dan Hari Puranto yang telah membantu kelancaran penyeldikian selama berada di lapangan. Tidak lupa kami ucapkan terimakasih kepada segenap tokoh dan warga masyarakat Boto, Bantal dan Juwangi yang telah menerima kami dengan baik selama berada di lapangan. Kepada *Geochemical Services-Lemigas* dan Laboratorium Fisika Mineral-PMG, kami ucapkan terimakasih yang telah melakukan dan menyajikan analisa contoh. Kepada Kepala Pusat Sumberdaya Geologi, dan KPP Energi Fosil beserta staf yang telah mengizinkan kegiatan ini serta masukannya disampaikan terimakasih.

DAFTAR PUSTAKA

1. Peters, K. E., 1986, *Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis*, AAPG Bulletin, v. 70; Chevron Oil Field Res., La Habra.
2. Sukardi dan Budhitrisna, T., 1992; *Geologi Lembar Salatiga, Jawa, skala 1 : 100.000*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
3. Jurusan Teknik Geologi Universitas Gadjah Mada, 2002; *Laporan Akhir: Proyek Penelitian Geologi Minyak dan Gas Bumi di Kecamatan Bancak, Kabupaten Semarang*, Kantor Pengendalian Dampak Lingkungan Daerah Kabupaten Semarang dan Jurusan Teknik Geologi Universitas Gadjah Mada, Jogjakarta.
4. Tobing, S.M., 2003, *Inventarisasi Bitumen Padat dengan 'Outcrop Drilling' di Daerah Ayah, Kabupaten Kebumen, Propinsi Jawa Tengah*, DIM, Bandung.
5. Tjahjono, J.A.E, 2004, *Survey Pendahuluan Endapan Bitumen Padat di Daerah Sendangharjo dan Sekitarnya, Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah*, DIM, Bandung.

PROCEEDING PEMAPARAN HASIL KEGIATAN LAPANGAN DAN NON LAPANGAN TAHUN 2007
PUSAT SUMBER DAYA GEOLOGI

DATA TOC DAN PIROLISIS ROCK EVAL															
Tipe sampel : permukaan										Lokasi : Boyolali, Jawa Tengah					
No.	Formasi	No. Sampel	Tipe sampel	Litologi	TOC (%)	S1	S2	S3	PY	S2/S3	PI	PC	Tmax (°C)	HI	OI
						mg/g									
1	Kerek	CKR-01/SP06	OC	Clyst, gngy, calc	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2		CKR-19/SP39	OC	Clyst, gy, sl. Calc	0.56	0.41	1.33	0.27	1.74	4.93	0.24	0.14	420	238	48
3		CKR-29/SP55	OC	Sh, brngy-gy, sl. Calc	0.57	0.13	0.25	0.40	0.38	0.63	0.34	0.03	428	44	70
4		CKR-43/SP85	OC	Clyst, yell wht.gy-lt gy, sl. Calc	0.32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Pelang	CPL-03/SP93	OC	Clyst, lt. Brngy, sl. Calc	0.88	0.33	0.99	0.37	1.32	2.68	0.25	0.11	425	113	42

Catatan :

TOC : Karbon Organik Total	PY : Jumlah Total Hidrokarbon = (S1 + S2)	HI : Indeks Hidrogen = (S2/ TOC) x 100
S1 : Jumlah hidrokarbon bebas	PI : Indeks Produksi = (S1/(S1+S2))	OI : Indeks Oksigen = (S3/ TOC) x 100
S2 : Jumlah hidrokarbon dihasilkan oleh kerogen	PC : Karbon Terpirolisis	
S3 : Karbon Organik Dioksida	Tmax : Temperatur Maksimum (°C) pada puncak pembentukan S2	

Tabel 1. Hasil analisa kandungan TOC dan pirolisis rock-eval

DATA KOMPOSISI MINYAK, EKSTRAK BATUAN DAN KROMATOGRAFI GAS																
Tipe sampel: permukaan										Lokasi: Boyolali, Jawa Tengah						
No.	Formasi	Kode persampelan	Tipe persampelan	Diskripsi	EOM (ppm)	(% weight)				HC (ppm)	Extract (mg/g TOC)	HC (mg/g TOC)	Pr/Ph	Pr/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	CPI
						TOC	Sat.	Aro.	NSO							
1		OS3	permukaan minyak mentahan	Coklat kental	-		62.75	13.12	24.13	-	-	-	B	B	B	B
2	Kerek	CKR-19/SP.39	permukaan minyak mentahan	Clyst, gy, sl.calc	830.79	0.56	12.40	1.55	86.05	116	148	6	2.11	1.81	1.11	1.82
3	Pelang	PL-03/SP.93	permukaan minyak mentahan	Clyst, lt.brngy, sl.calc	682.19	0.88	14.57	3.02	82.41	120	78	11	1.14	1.78	2.03	1.68

Remarks

EOM : gram bitumen/gram sample x 10 ⁶ (ppm)	Pr : Pristane	HC (ppm) : (% sat + % aro) x Extract ppm
TOC : Total Organic Carbon (% wt)	Ph : Phytane	Ekstrak (mg/g TOC) : Extract (ppm) / 10 x TOC
Sat : Saturated Fraction	n-C ₁₇ : Normal alkane	HC (mg/g TOC) : HC (ppm)/ 10 x TOC
Aro : Aromatic Fraction	CPI : Carbon Preference Index	BDG : Biodegraded
NSO : Non polars Fraction	CPI = (C ₂₅ +C ₂₇ +C ₂₉) + (C ₂₇ +C ₂₉ +C ₃₁)/2 * (C ₂₆ +C ₂₈ +C ₃₀)	OC : Outcrop

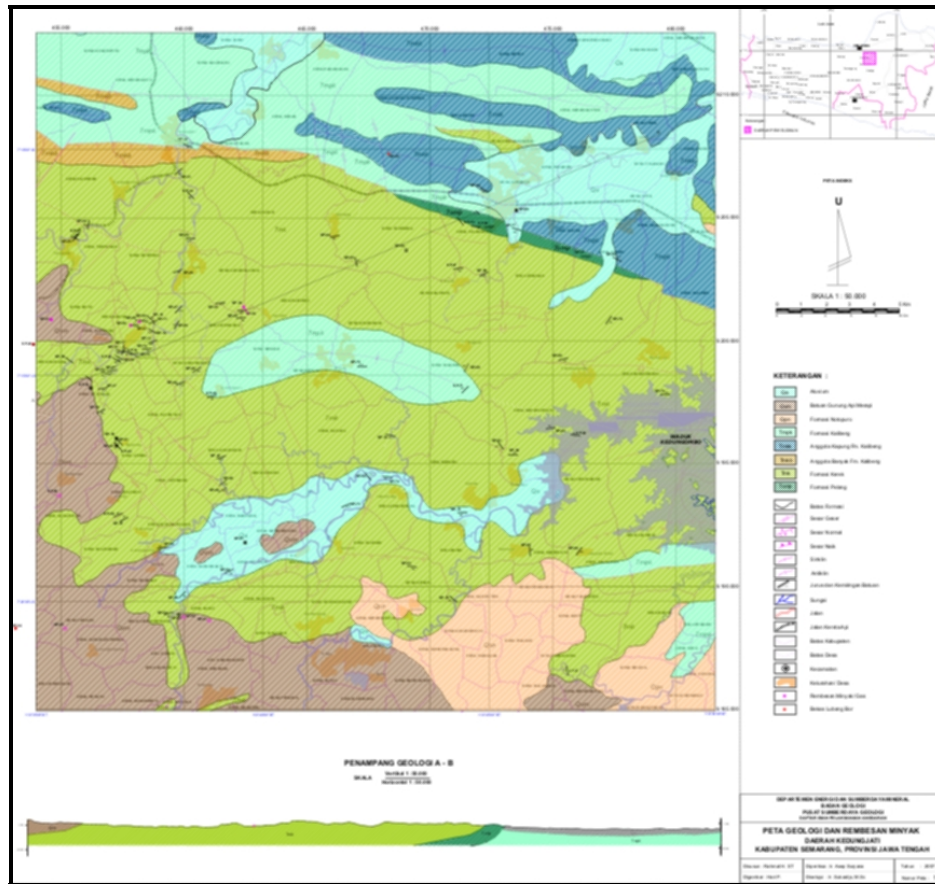
Tabel 2. Hasil analisa biomarker kromatografi gas (GC) dan kromatografi gas spektrometer masa (GCMS)



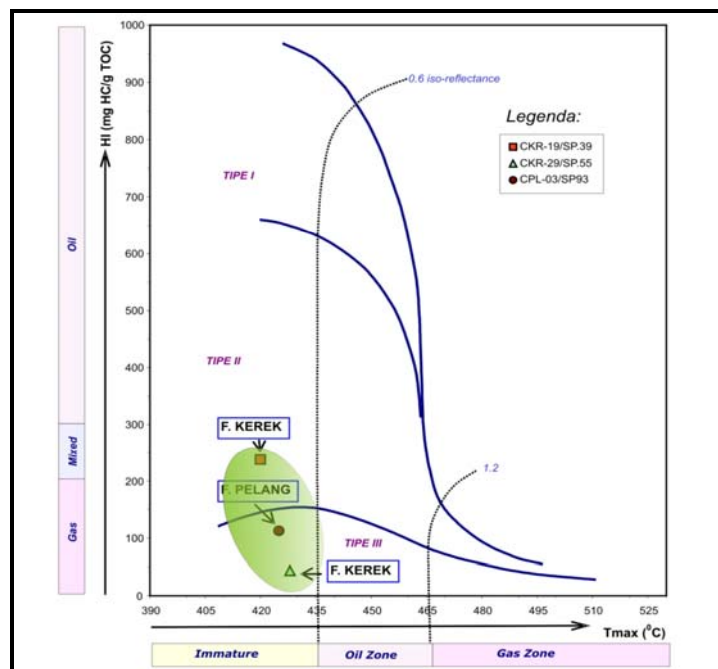
Gambar 1: Peta Lokasi Daerah Penyelidikan

		UMUR	FORMASI	KETERANGAN
KUARTER	PLEISTOSEN	HOLOSEN	Qa	Qa: Aluvium, terdiri dari kerakal, kerikil, pasir, lempung
			Qv	Qv: Batuan gunungapi tak terpisahkan
		ATAS	Qpn	Qpn: Formasi Notopuro. Breksi lahar di bag bawah, perselingan tuf & batupasir tufan di bag atas
		TENGAH		
	BAWAH			
TERTIER	PLIOSEN		Tpkk	Tmpk: Formasi Kalibeng. Napal bersisipan batupasir tufan dan bintal batugamping
			Tmpk	Tpkk: Anggota Klitik Formasi Kalibeng. Kalkarenit, batugamping tufa, batupasir tufa, napal
			Tmkk	Tmkk: Anggota Kapung Formasi Kalibeng. Perselingan batugamping pasiran dan napal
	MIOSEN	ATAS	Tmkb	Tmkb: Anggota Banyak Formasi Kaibeng. Batupasir tufan, batulanau gampingan, batupasir kerikilan
		TENGAH	Tmk	Tmk: Formasi Kerek. Bag bawah sedimen type flysch. Bag atas napal sisipan batupasir tufan gampingan
		BAWAH	Tomp	Tomp: Formasi Pelang. Napal bersisipan batugamping

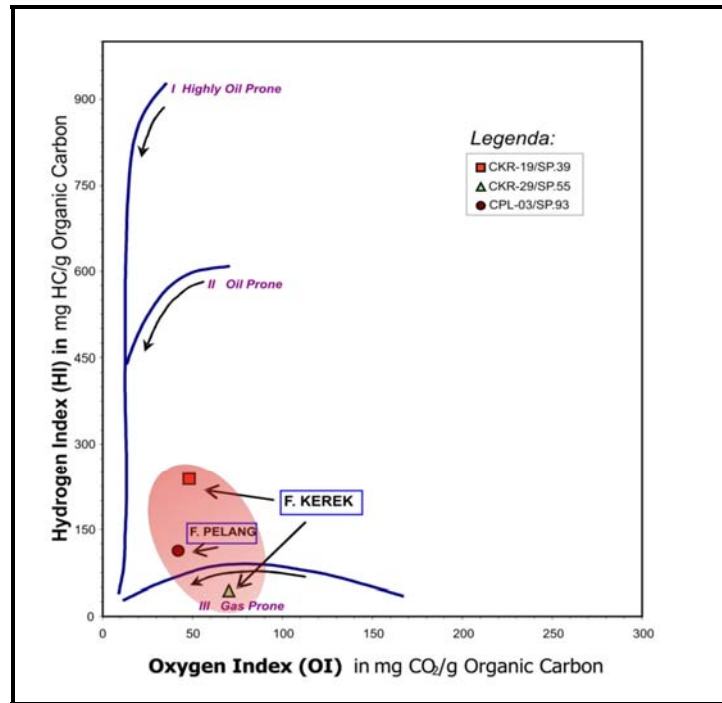
Gambar 2: Susunan Stratigrafi Daerah Penyelidikan (disederhanakan dari Sukardi dan T. Budhitrisna, 1992).



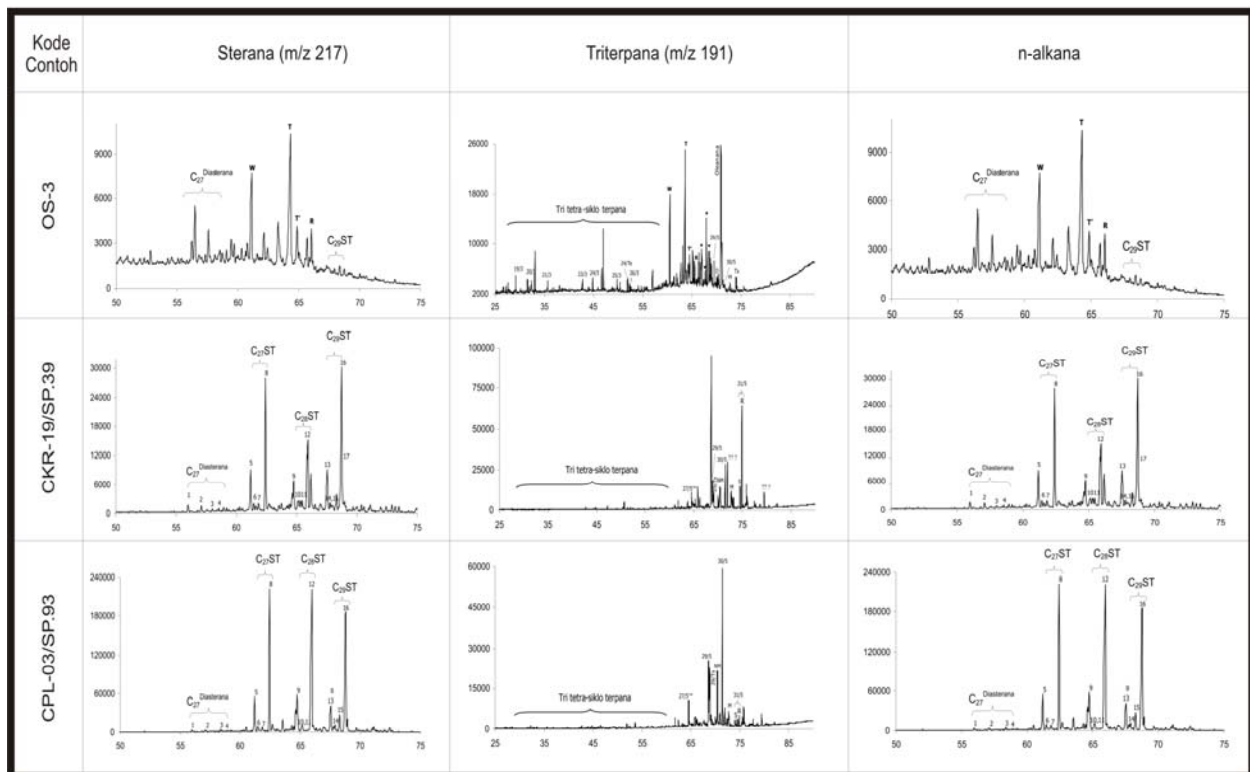
Gambar 3: Peta Geologi dan Lokasi Rembesan Minyak dan Gas.



Gambar 4: Korelasi data Tmax vs HI untuk menentukan tipe kerogen.



Gambar 5: Korelasi data HI vs OI menunjukkan batuan berpotensi rendah sebagai *gas prone*. Indikasi kerogen liptinit (*oil prone*) ditunjukkan oleh contoh CKR-19/SP.39.



Gambar 6: Konfigurasi sidikjari biomarker GC (n-alkana) dan GCMS (sterana dan triterpana) untuk mengetahui korelasi contoh batuan dan minyak