



**KARAKTERISTIK DAN POTENSI BATUAN INDUK BERDASARKAN ANALISIS
GEOKIMIA PADA SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Dagna Zalfa Utomo^{1*}, Dodi Wirasatia², Jana Maulana Supriatna²,
Nisa Nurul Ilmi¹, Edy Sunardi¹**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi : dagna19001@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Penelitian berlokasi pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya di Sub-Cekungan Jambi. Sumur penelitian terdiri dari Sumur DZU-1, DZU-2, DZU-3, DZU-4, DZU-5, DZU-6, DZU-7, DZU-8 dan DZU-9. Identifikasi karakteristik batuan induk dilakukan dengan metode geokimia yaitu dengan mempelajari kuantitas, kualitas dan kematangan batuan induk. Selain itu studi ini meliputi sejarah pemendaman, peta kematangan dan sistem petroleum. Berdasarkan analisis geokimia, dapat diketahui kuantitas dari seluruh sumur yaitu bersifat cukup hingga sangat baik, kecuali Sumur DZU-9 pada Formasi ABF yang bersifat buruk. Kemudian kualitas kesembilan sumur umumnya berada pada zona kerogen tipe II/III dan III, menghasilkan gas dan minyak campuran gas. Serta tingkat kematangan yang tersebar dari belum matang hingga terlalu matang. Maka berdasarkan implikasi hasil evaluasi batuan induk terhadap *petroleum system* yaitu LAF, LTAF, UTAF, dan GUF berpotensi sebagai batuan induk. Formasi LAF, LTAF dan UTAF berpotensi menjadi reservoir. Selain itu, Formasi GUF berpotensi sebagai lapisan penutup.

Kata kunci: Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan, Geokimia, Sejarah Pemendaman, Petroleum System.

ABSTRACT

The research is located in the South Sumatra Basin, specifically in the Jambi Sub-Basin. The research wells consist of DZU-1, DZU-2, DZU-3, DZU-4, DZU-5, DZU-6, DZU-7, DZU-8 and DZU-9 wells. Identification of the characteristics of the source rock was carried out using the geochemical method by studying the quantity, quality and maturity of the source rock. In addition, this study covers the history of burial, maturity maps and petroleum systems. Based on geochemical analysis, it can be seen that the quantity of all wells is sufficient to very good, except for the DZU-9 well in the ABF Formation which is bad. Then the quality of the nine wells is usually in the kerogen zone type II/III and III, producing mixed gas and oil gas. As well as the maturity level used from immature to overripe. So based on the results of the evaluation of source rocks for the petroleum system, namely LAF, LTAF, UTAF, and GUF have the potential to be source rocks. The LAF, LTAF and UTAF formations have the potential to become reservoirs. In addition, the GUF Formation has the potential as a cover layer.

Key words: Jambi Sub-Basin, South Sumatra Basin, Geochemistry, History of Submergence, Petroleum System.

PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi dengan penggunaan yang tinggi di Indonesia. Kebutuhan minyak dan gas bumi pun semakin meningkat seiring dengan berjalannya waktu, namun cadangannya semakin berkurang. Penerapan berbagai metode geologi dan geokimia dalam mengevaluasi batuan induk serta menjawab proses terbentuknya minyak dan gas pada suatu cekungan hidrokarbon dengan menerapkan ilmu geokimia minyak dan gas bumi yang menggunakan prinsip kimia organik untuk mempelajari asal-mula, kematangan, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon yang dikaitkan dengan eksplorasi migas berkelanjutan (Hunt, 1996). Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang memiliki struktur geologi yang berperan aktif dalam *petroleum system*. Termasuk Sub-Cekungan Jambi yang menjadi lokasi penelitian. Oleh karena itu, penelitian ini ditujukan untuk mengevaluasi karakteristik batuan induk, sejarah pемendaman, peta kematangan serta implikasi hasil evaluasi batuan induk terhadap *petroleum system*.

TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back-arc basin*) berumur tersier yang terbentuk akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda dan lempeng Samudera Hindia. Cekungan ini mulai terbentuk selama ekstensi antar kedua lempeng tersebut yang berarah Timur-Barat pada akhir Pra Tersier-awal Tersier. Zona penunjaman lempeng ini meliputi bagian barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Hal ini menyebabkan beberapa lempeng kecil pada zona penunjaman terus bergerak serta menghasilkan zona konvergen dalam berbagai arah dan juga bentuk (Pulunggono, 1992). Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi empat subcekungan yaitu Sub-

Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Tengah, Sub-Cekungan Palembang Utara, dan Sub-Cekungan Palembang Selatan (Gambar 1). Sub-Cekungan Jambi yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan merupakan seri *half graben* yang berumur Paleogen yang berarah timurlaut-baratdaya, hasil dari periode tektonik ekstensional yang dimulai pada Eosen Akhir (Ginger&Fielding, 2005). Pada Sub-cekungan Jambi terjadi tektonik kompresi yang menghasilkan beberapa struktur geologi, akibat pola struktur yang berkembang di daerah tersebut yang terdiri atas pola struktur yang berarah baratlaut – tenggara yang mempengaruhi terbentuknya antiklin dan beberapa sesar naik akibat tektonik kompresi yang terjadi. Selain itu pola struktur berarah timurlaut – barat daya mempengaruhi terbentuknya graben dan pengendapan Formasi Talang Akar.

Menurut Ginger & Fielding (2005), terdapat tiga periode tektonik yang mempengaruhi evolusi cekungan Sumatera Selatan, antara lain *Megasequence Syn-Rift* (40 – 29 Ma), *Megasequence Post-Rift* (29 – 5 Ma), *Megasequence Inversion/Syn-Orogenic* (5 Ma – sekarang). Pada cekungan ini, terjadi sedimentasi berdaur lengkap yang terdiri dari fase transgresi dan regresi (De Coster, 1974). Fase Transgresi ditandai dengan pengendapan tidak selaras kelompok Telisa di atas batuan dasar berumur Pra Tersier. Selama fase ini, penurunan dasar cekungan relatif lebih cepat daripada proses sedimentasi yang menyebabkan terbentuknya urutan fasies non marin, transisi, laut dangkal dan laut dalam (De Coster, 1974). Kemudian Fase Regresi yang ditandai dengan pengendapan kelompok Palembang. Selama Fase Regresi berlangsung proses pengendapan lebih cepat daripada proses penurunan dasar cekungan yang menyebabkan terbentuknya fasies laut dangkal, transisi, dan non marin yang berkebalikan dengan Fase Transgresi (De

Coster, 1974). Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan pada tersusun atas beberapa formasi dengan urutan dari yang tua ke muda yaitu batuan dasar, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Sistem petroleum Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas batuan induk yang berpotensi pada Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar. Formasi yang berpotensi menjadi reservoir pada mencakup Batuan Dasar, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim. Sedangkan formasi yang berpotensi menjadi batuan penutup adalah Formasi Gumai dan Formasi Talang Akar.

METODE

Metode yang digunakan dalam penelitian ini diawali dengan analisis kondisi geologi daerah penelitian, guna mengetahui tatanan stratigrafi dan tektonik yang berkembang di daerah penelitian. Selanjutnya dilakukan pengolahan data-data geokimia dengan metode *crossplot* untuk mengetahui kuantitas, kualitas dan kematangan termal material organik yang ada pada batuan induk. Kuantitas batuan induk dapat diketahui melalui analisis nilai *Total Organic Carbon* (TOC) dan S₂. Analisis kuantitas material organik menggunakan parameter kurva silang antara *Tmax* dan HI. Analisis kematangan material organik menggunakan parameter Reflektansi Vitrinit (Ro) dan *Tmax*.

Lalu dilakukan analisis sejarah pemendaman dengan mengolah data temperatur, litologi, kematangan, dan formasi. Hasil yang akan didapatkan adalah kurva pemodelan 1D sejarah pemendaman. Selanjutnya pembuatan peta kematangan dan analisis implikasi hasil evaluasi batuan induk terhadap *petroleum system* dilakukan dengan mengolah data lokasi sumur, kedalaman,

litologi, formasi, temperatur, pantulan vitrinit yang telah dikalibrasi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Evaluasi Batuan Induk

1. Sumur DZU-1

Analisis kuantitas dan kualitas material organik berdasarkan nilai TOC (Gambar 3) dan HI (Gambar 4) pada Sumur DZU-1, maka dapat diketahui pada Formasi Air Benakat dengan rentang nilai TOC 0.54-2.82% dapat dikategorikan *fair* hingga *very good* dan nilai HI 28-172 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas (tipe kerogen III), Formasi Gumai dengan rentang nilai TOC 0.59-1.23% dikategorikan *fair* hingga *good* dan nilai HI 113-330 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas (tipe kerogen II/III), Formasi Upper Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.53-1.25% dikategorikan *fair* hingga *good* dan nilai HI 74-317 mg/g yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas (tipe kerogen III), serta Formasi Lower Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.59-2.85% dikategorikan *fair* hingga *very good* dan nilai HI 20-432 mg/g yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas (tipe kerogen II/III).

Berdasarkan analisis kematangan batuan induk sumur DZU-1 berdasarkan kurva silang antara Ro dan kedalaman (Gambar 5) maka dapat diketahui bahwa Formasi Air Benakat memiliki nilai Ro (%) 0.31-0.45 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.32-0.71 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *peak mature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.52-0.91 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *peak mature*, sedangkan analisis kematangan pada Formasi Lower Talang Akar tidak dapat dilakukan

karena tidak ada data pada informasi ini. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini di kedalaman ± 2070 di Formasi Gumai.

2. Sumur DZU-2

Berdasarkan analisis kuantitas dan kualitas bantuan induk pada Sumur DZU-2 menggunakan parameter nilai TOC (Gambar 6) dan HI (Gambar 7), diketahui pada Formasi Air Benakat memiliki rentang nilai TOC 0.15-1.42% dapat dikategorikan *poor* hingga *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 31-222 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas, Formasi Gumai memiliki rentang nilai TOC 0.2-31% dikategorikan *poor* hingga *excellent* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 4-220 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Berdasarkan hasil kurva silang antara kedalaman dan Ro (Gambar 8), maka dapat diketahui bahwa Formasi Air Benakat memiliki nilai Ro (%) 0.39-0.49 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.52-1.48 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *post mature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 1.17-1.25 yang menunjukkan tingkat kematangan *late mature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1950 meter di Formasi Gumai.

3. Sumur DZU-3

Hasil analisis kuantitas (Gambar 9) dan kualitas material organik (Gambar 10) pada Sumur DZU-3 yaitu pada Formasi Gumai dengan rentang nilai TOC 0.52-1.16% dapat dikategorikan *fair* hingga *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 92-280 mg/g

yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa minyak dan gas, Formasi Upper Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.5-0.6% dikategorikan *fair* dan memiliki tipe kerogen III dengan HI 100-170 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas, dan Formasi Lower Talang Akar dengan rentang nilai TOC 2.13-2.42% dikategorikan *very good* dan memiliki tipe kerogen III dengan HI 128-136 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas, serta Formasi Lahat dengan rentang nilai TOC 0.52-5.18% dikategorikan *fair* hingga *excellent* dan memiliki tipe kerogen III dengan HI 107-155 mg/g yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Selanjutnya analisis kematangan berdasarkan hasil *crossplot* antara kedalaman vs Ro (Gambar 11), maka dapat diketahui bahwa, Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.47-0.58 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.56-0.62 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *early mature*, dan Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.82-0.93 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak* hingga *late mature*, serta Formasi Lahat memiliki nilai Ro (%) 1.01-1.16 yang menunjukkan tingkat kematangan *late mature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1618 meter di Upper Talang Akar.

4. Sumur DZU-4

Analisis kuantitas (Gambar 12) dan kualitas material organik (Gambar 13) pada Sumur DZU-4 menunjukkan bahwa pada Formasi Gumai dengan rentang nilai TOC 0.63-1.52% dapat dikategorikan *fair* hingga *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 62-200 mg/g yang dapat

menghasilkan hidrokarbon berupa gas, Formasi Upper Talang Akar dengan rentang nilai TOC 1.06-1.29% dikategorikan *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 105-204 mg/g yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas, Formasi Lower Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.83% dikategorikan *fair* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 82 mg/g yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas, dan Formasi Lahat dengan rentang nilai TOC 1.03% dikategorikan *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 69 mg/g yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas, serta *Basement* dengan rentang nilai TOC 2.28-3.02% dikategorikan *very good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 69-77 mg/g yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Berdasarkan hasil kurva silang antara kedalaman dan Ro (Gambar 14), maka dapat diketahui bahwa, Formasi Air Benakat memiliki nilai Ro (%) 0.37 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.35-0.44 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.52-0.67 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *early mature*, Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.7-0.81 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak mature*, dan Formasi Lahat memiliki nilai Ro (%) 1-1.13 yang menunjukkan tingkat kematangan *late mature*, serta *Basement* memiliki nilai Ro (%) 1.09-1.27 yang menunjukkan tingkat kematangan *late mature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1580 meter di Upper Talang Akar.

5. Sumur DZU-5

Berdasarkan analisis kuantitas (Gambar 15) dan kualitas material organik (Gambar 16) pada Sumur DZU-5 pada Formasi Gumai dengan rentang nilai TOC 0.73-1.41% dapat dikategorikan *fair* hingga *good* dan Gumai memiliki nilai HI 100-164 mg/g, Formasi Upper Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.74-1.48% dikategorikan *fair* hingga *good* dan memiliki nilai HI 81-130 mg/g, dan Formasi Lower Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.72-3.82% dikategorikan *fair* hingga *very good* dan memiliki nilai HI 86-139 mg/g, serta Formasi Lahat dengan rentang nilai TOC 0.78-0.98% dikategorikan *fair* dan memiliki HI 100-124 mg/g. Keempat formasi tersebut termasuk ke dalam tipe kerogen III yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Analisis kematangan material organik berdasarkan hasil plot silang antara kedalaman dan Ro (Gambar 17), maka dapat diketahui bahwa Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.44-0.56 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.73 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak mature*, dan Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.86-0.92 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak* hingga *late mature*, serta Formasi Lahat memiliki nilai Ro (%) 1.33-1.38 yang menunjukkan tingkat kematangan *late* hingga *post mature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1850 meter di Upper Talang Akar.

6. Sumur DZU-6

Berdasarkan analisis kuantitas dari nilai TOC (Gambar 18) dan analisis kualitas dari nilai HI (Gambar 19) Sumur DZU-6 maka dapat terlihat pada Formasi Gumai dengan

memiliki rentang nilai TOC 0.69-1.41% dapat dikategorikan *fair* hingga *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 99-242 mg/g, Formasi Upper Talang Akar dengan rentang nilai TOC 0.57-1.29% dikategorikan *fair* hingga *good* dan memiliki tipe kerogen III dengan nilai HI 82-133 mg/g. Formasi Gumai dan Upper Talang Akar termasuk ke dalam tipe kerogen III yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas. Formasi Lower Talang Akar dengan rentang nilai TOC 1.15-1.29% dikategorikan *good* dan memiliki nilai HI 40-56 mg/g, serta Formasi Lahat dengan rentang nilai TOC 1.67-3.71% dikategorikan *good* hingga *very good* dan memiliki HI 23-24 mg/g. Formasi Lower Talang Akar dan Lahat termasuk ke dalam tipe kerogen IV yang tidak menghasilkan produk hidrokarbon.

Analisis kematangan pada Sumur DZU-6 tidak dapat menggunakan parameter Depth terhadap Ro karena tidak ada data Ro pada informasi ini, namun analisis kematangan dapat pula menggunakan parameter Tmax. Berdasarkan nilai Tmax terhadap kedalaman maka dapat diketahui bahwa Formasi Gumai memiliki nilai Tmax 438-444 yang menunjukkan tingkat kematangan *early mature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Tmax 400-448 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *peak mature*, dan Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Tmax 395-412 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* serta Formasi Lahat memiliki nilai Tmax 420-473 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *post mature*. *Oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1896 meter.

7. Sumur DZU-7

Analisis kuantitas dan kualitas batuan induk Sumur DZU-7 berdasarkan nilai TOC (Gambar 20) dan HI (Gambar 21) menunjukkan bahwa pada Formasi Gumai memiliki nilai TOC 0.44-1.12% dapat dikategorikan *poor* hingga *good* dan memiliki nilai HI 110-236 mg/g, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai TOC 0.5-2.13% dikategorikan *fair* hingga *very good* dan memiliki nilai HI 81-160 mg/g, Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai TOC 1.51% dikategorikan *good* dan memiliki nilai HI 127 mg/g, serta Formasi Lahat memiliki nilai TOC 0.51-1.19% dikategorikan *fair* hingga *good* dan memiliki HI 72-123 mg/g. Keempat formasi tersebut memiliki dominasi kerogen III yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Berdasarkan hasil plot silang antara kedalaman dan Ro (Gambar 22), maka dapat diketahui bahwa Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.4-0.51 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.6 yang menunjukkan tingkat kematangan *early mature*, dan Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.6-0.65 yang menunjukkan tingkat kematangan *early mature*, serta Formasi Lahat memiliki nilai Ro (%) 0.65-0.7 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak mature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1710 meter.

8. Sumur DZU-8

Berdasarkan nilai TOC (Gambar 23) dan HI (Gambar 24) untuk menganalisis kuantitas dan kualitas batuan induk Sumur DZU-8. Maka dapat diketahui pada Formasi Air Benakat memiliki rentang nilai TOC nilai 1.24-1.46% dapat dikategorikan *good*,

Formasi Gumai memiliki rentang nilai TOC 0.58-1.02% dikategorikan *fair* hingga *good*, dan Formasi Upper Talang Akar memiliki rentang nilai TOC 0.59-1.01% dikategorikan *fair* hingga *good*, serta Formasi Lower Talang Akar memiliki rentang nilai TOC 0.74-0.94% dikategorikan *fair*.

Berdasarkan hasil plot silang antara kedalaman Ro (Gambar 25), maka dapat diketahui bahwa Formasi Air Benakat memiliki nilai Ro (%) 0.47-0.59 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, Formasi Gumai memiliki nilai Ro (%) 0.57-0.91 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature* hingga *peak mature*, dan Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.81-1.1 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak* hingga *late mature*, serta Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.89-1.04 yang menunjukkan tingkat kematangan *peak* hingga *late mature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka *oil window* pada sumur ini berada pada kedalaman ± 1770 meter.

9. Sumur DZU-9

Analisis kuantitas dan kualitas batuan induk Sumur DZU-9 berdasarkan nilai TOC (Gambar 26) dan HI (Gambar 27) menunjukkan pada Formasi Air Benakat memiliki nilai TOC 0.18-0.56% dapat dikategorikan *poor* hingga *fair* dan memiliki nilai HI 81 mg/g, dan Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai TOC 0.85-2.41% dikategorikan *fair* hingga *very good* dan nilai HI 81-158 mg/g, serta Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai TOC 1.4% dikategorikan *good* dan memiliki nilai HI 112 mg/g. Ketiga formasi tersebut dapat dikategorikan ke dalam kerogen tipe III yang dapat menghasilkan hidrokarbon berupa gas.

Berdasarkan analisis kematangan batuan induk sumur DZU-9 berdasarkan kurva silang antara Ro dan kedalaman (Gambar 28) maka dapat diketahui bahwa Formasi Air Benakat memiliki nilai Ro (%) 0.39 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, dan Formasi Upper Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.46-0.54 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*, serta Formasi Lower Talang Akar memiliki nilai Ro (%) 0.56 yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*. Berdasarkan nilai Ro (%) maka tidak terdapat *oil* dan *gas window* karena tidak mencapai batas maksimum kematangan *oil* maupun *gas*.

Sejarah Pemendaman

Hasil dari pemodelan sejarah pemendaman pada kesembilan sumur (Gambar 29) maka diketahui runtutan proses sedimentasi batuan induk dari tua hingga muda, diawali dari pengendapan Formasi Lahat pada rentang umur Eosen Awal - Oligosen Awal, Formasi Lower Talang Akar terendapkan pada Oligosen Tengah, Formasi Upper Talang Akar terendapkan pada Oligosen Tengah - Miosen Awal, Formasi Gumai terendapkan pada Miosen Awal - Miosen Tengah, Formasi Air Benakat terendapkan pada Miosen Tengah - Miosen Akhir, sedimen *younger* terendapkan pada Miosen Akhir dan diakhiri dengan pengangkatan atau fase inversi pada Pliosen - Pleistosen.

Peta Struktur Kedalaman dan Penyebaran Kematangan

Berdasarkan peta struktur kedalaman Sub-Cekungan Jambi (Gambar 30) menunjukkan daerah dalam berwarna biru dan daerah tinggian berwarna merah. Maka dari itu dapat terlihat pada peta GUF, UTAF, LTAF LAF dan BASEMENT terdapat dua dalam di bagian barat daya dan timur laut. Sedangkan

daerah tinggian di barat laut. Berdasarkan peta kedalaman tersebut menunjukkan bahwa arah dalaman tinggian daerah penelitian berdasarkan konturnya berorientasi baratdaya – timurlaut. Berdasarkan Ginger & Fielding (2005) dalaman yang berada di daerah barat daya daerah penelitian merupakan Dalaman Tempino – Kenali Asam dan dalaman yang berada di daerah timur penelitian merupakan Dalaman Sungai Gelam.

Peta kematangan dibuat dari Formasi Upper Talang Akar, Lower Talang Akar dan Lahat. Ketiga formasi tersebut merupakan sumber batuan induk (*source rock*) pada cekungan ini. Berdasarkan peta kematangan dan nilai Ro maka dapat diketahui bahwa kematangan Formasi Upper Talang Akar (Gambar 31) di Sumur DZU-7 dan DZU-9 memiliki nilai Ro 0.57% dan 0.5% yang termasuk pada tingkat kematangan belum matang (*immature*). Lalu Sumur DZU-4 memiliki nilai Ro 0.63% yang termasuk pada tingkat kematangan awal matang (*early mature*). Sedangkan Sumur DZU-1, DZU-2, DZU-3, dan DZU-5 memiliki nilai Ro 0.82%, 0.76%, 0.72%, dan 0.72% yang termasuk pada tingkat kematangan puncak matang (*peak mature*). Kemudian Sumur DZU-8 dengan nilai Ro 0.92% yang termasuk pada tingkat kematangan akhir matang (*late mature*).

Berdasarkan peta kematangan dan nilai Ro maka dapat diketahui bahwa batu induk Formasi Lower Talang Akar (Gambar 32) di Sumur DZU-9 memiliki nilai Ro 0.53% yang termasuk pada tingkat kematangan belum matang (*immature*). Lalu Sumur DZU-7 memiliki nilai Ro 0.63% yang termasuk pada tingkat kematangan awal matang (*early mature*). Sedangkan Sumur DZU-3, DZU-4, dan DZU-5 memiliki nilai Ro 0.84%, 0.8% dan 0.85% yang termasuk pada tingkat

kematangan puncak matang (*peak mature*). Kemudian Sumur DZU-1, DZU-2, dan DZU-8 dengan nilai Ro 1.09%, 0.95% dan 1.04% yang termasuk pada tingkat kematangan akhir matang (*late mature*).

Berdasarkan peta kematangan dan nilai Ro maka dapat diketahui bahwa pada Formasi Lahat (Gambar 33) Sumur DZU-7 dan DZU-9 memiliki nilai Ro 0.63% dan 0.69% yang termasuk pada tingkat kematangan puncak matang (*peak mature*). Sedangkan Sumur DZU-2, DZU-3, DZU-4, dan DZU-5 memiliki nilai Ro 1.08%, 0.93%, 1% dan 0.99% yang termasuk pada tingkat kematangan akhir matang (*late mature*). Kemudian Sumur DZU-1 dan DZU-8 dengan nilai Ro 1.64% dan 1.48% yang termasuk pada tingkat kematangan terlalu matang (*post mature*).

Implikasi Hasil Evaluasi Batuan Induk terhadap Petroleum System

Formasi yang berpotensi sebagai batuan induk dilihat dari hasil evaluasi batuan induknya yaitu LAF, LTAF, dan UTAF. GUF juga berperan sebagai batuan induk namun memiliki kematangan yang lebih rendah. Formasi yang dapat berpotensi menjadi reservoir berdasarkan litologinya yang berupa batupasir adalah LAF, LTAF dan UTAF. Selain itu, formasi yang berpotensi sebagai lapisan penutup (*seal rock*) dengan litologi umumnya batuan sedimen berbutir sangat halus dan memiliki ketebalan yang sangat tebal adalah GUF.

Berdasarkan peta kedalaman yang kemudian divisualisasikan dalam *petroleum system* maka dapat diinterpretasikan bahwa *kitchen area* berada pada dalaman area Sumur DZU-1 dan DZU-6. Berdasarkan Ginger & Fielding (2005) maka Sumur DZU-1 yang berada di barat daya daerah penelitian berada

pada Dalaman Tempino – Kenali Asam, sedangkan Sumur DZU-6 yang berada di timur daerah penelitian berada pada Dalaman Sungai Gelam.

KESIMPULAN

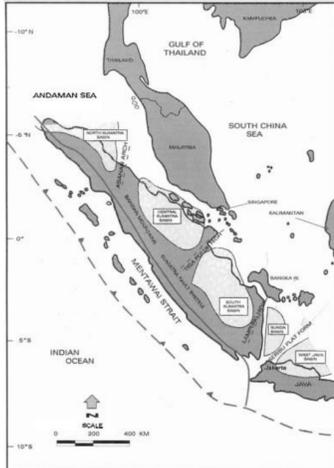
Kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini yaitu sebagai berikut.

- Berdasarkan analisis geokimia batuan induk memiliki kuantitas yang tergolong cukup hingga sangat baik, sehingga mengindikasikan batuan induk yang dapat mengenerasikan hidrokarbon. Kecuali Sumur DZU-9 pada ABF yang bersifat buruk. Kemudian kualitas kesembilan sumur termasuk kerogen tipe II/III dan III yang menghasilkan gas dan minyak campuran gas. Namun pada LTAF dan LAF DZU-6 dan TAF DZU-8 merupakan kerogen tipe IV yang tidak menghasilkan produk. Tingkat kematangan kesembilan sumur tersebar dari belum matang hingga terlalu matang. Berdasarkan formasinya, GUF dominan memiliki tingkat kematangan belum matang. TAF memiliki tingkat kematangan awal-akhir matang dan LAF dominan memiliki tingkat kematangan akhir matang.
- Berdasarkan analisis sejarah pemendaman, diketahui proses sedimentasi berlangsung sejak Eosen hingga saat ini. Pemodelan sejarah pemendaman yang dikalibrasikan dengan tren Ro menunjukkan DZU-1, DZU-2 DZU-3, DZU-4, DZU-5, memasuki awal kematangan di *lower* GUF. Sedangkan DZU-7 memasuki awal kematangan di UTAF dan DZU-9 memasuki awal kematangan di LTAF. Puncak matang pada DZU-1, DZU-2, DZU-3, DZU-5, DZU-8 berada di *lower* GUF. Sedangkan DZU-4 memasuki puncak matang pada UTAF. DZU-7 dan DZU-9 memasuki puncak matang pada LTAF.
- Implikasi hasil evaluasi batuan induk terhadap *petroleum system* menunjukkan

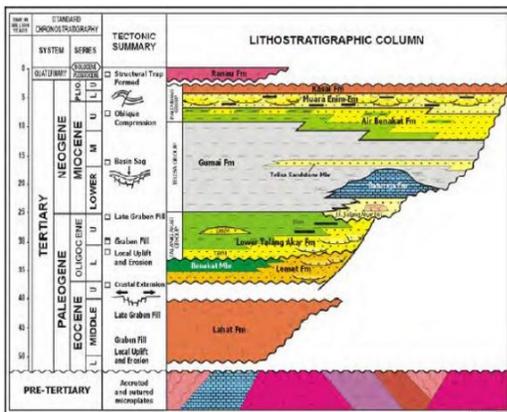
Formasi yang berpotensi sebagai batuan induk dilihat dari hasil evaluasi batuan induknya yaitu LAF, LTAF, UTAF dan GUF. Formasi yang berpotensi menjadi reservoir adalah LAF, LTAF dan UTAF. Formasi yang berpotensi sebagai lapisan penutup adalah GUF. Berdasarkan peta kedalaman yang kemudian divisualisasikan dalam *petroleum system*, maka *oil kitchen* sumber pembentuk hidrokarbon berada pada dalaman area Sumur DZU-1 dan DZU-6.

DAFTAR PUSTAKA

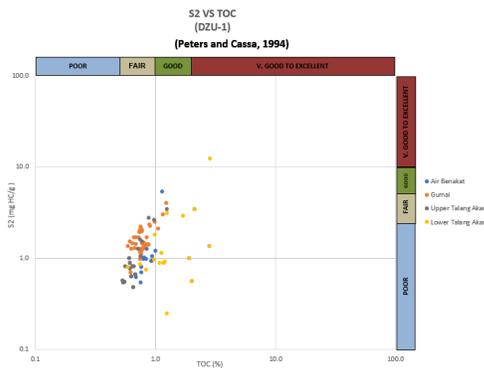
- Argakoesoemah, I., & Kamal, A. (2004). Ancient Talang Akar deepwater sediments in South Sumatra Basin: a new exploration play. Indonesian Petroleum Association. 1: 251-267
- Caughey, *et al.* (1996). South Sumatra Basin "In Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods, and Application". Jakarta: Pertamina BPPKA (Foreign Contractors Ventures Development Body.
- De Coster, G. L. (1974). The Geology of the Central and South Sumatra Basins. Proceeding Indonesia Petroleum Association 4th Annual Convention.
- Ginger, D., & Fielding K. (2005). Petroleum Systems and Future Potential of South Sumatra Basin.
- Hunt, J.M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company, New York.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied source rock geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential elements.
- Pulunggono, A. (1992). Recent Knowledge of Hydrocarbon Potentials in Sedimentary Basins of Indonesia, AAPG Memoir.
- Welte, D. H., & Tissot, P. (1984). Petroleum formation and occurrence. Springer-verlag.



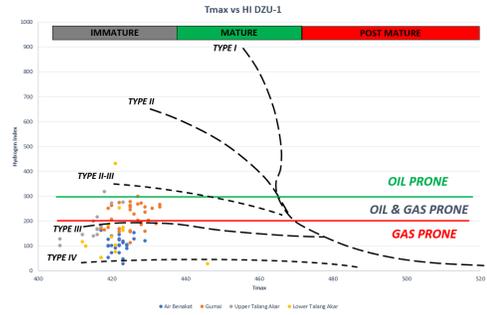
Gambar 1 Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (A Caughey *et al.*, 1996)



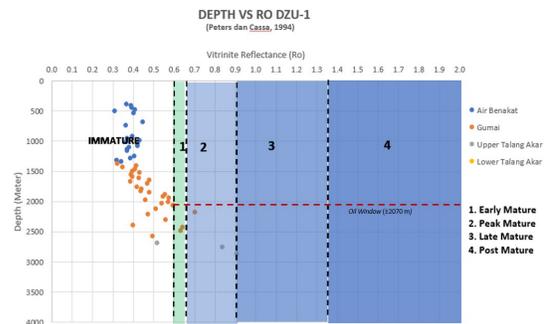
Gambar 2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan (Argakoeseomah & Kamal, 2004)



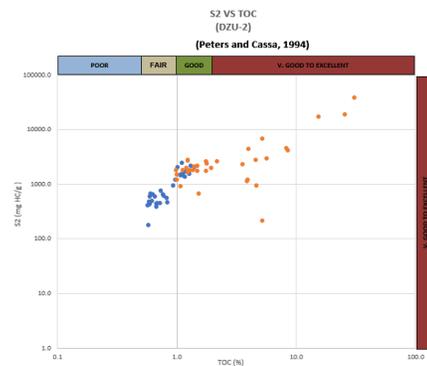
Gambar 3 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-1 (Peters dan Cassa, 1994)



Gambar 4 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-1 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)

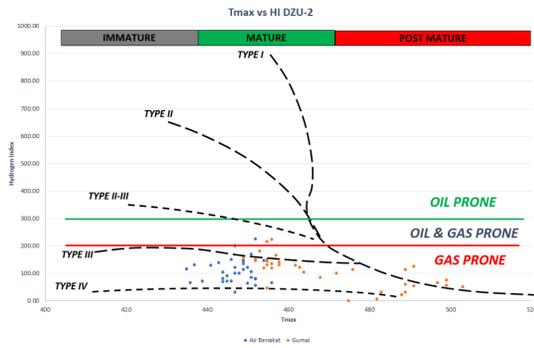


Gambar 5 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-1 (Peters dan Cassa, 1994)

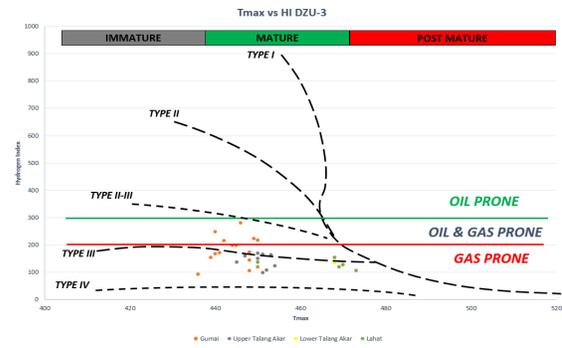


Gambar 6 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-2 (Peters dan Cassa, 1994)

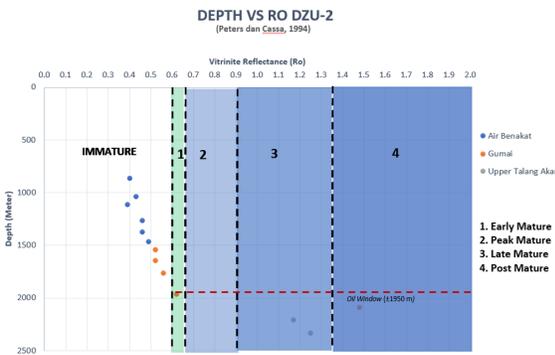
Karakteristik Dan Potensi Batuan Induk Berdasarkan Analisis Geokimia Pada Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan (Dagna).



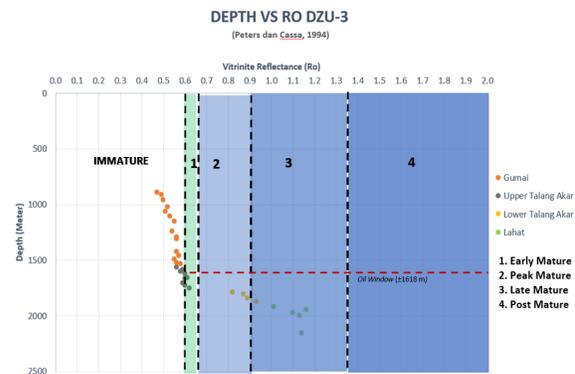
Gambar 7 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-2 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



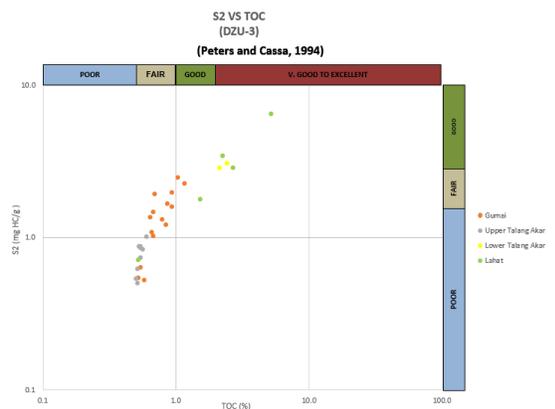
Gambar 10 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-3 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



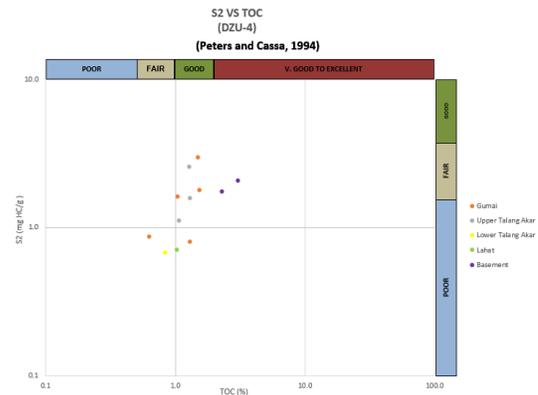
Gambar 8 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-2 (Peters dan Cassa, 1994)



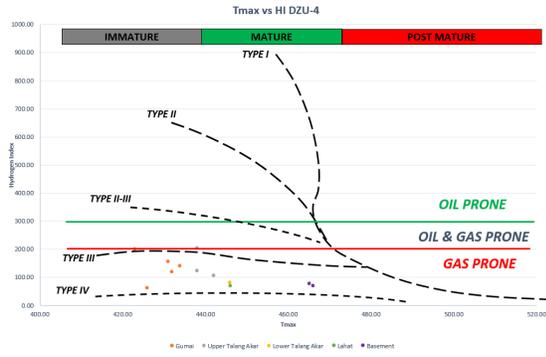
Gambar 11 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-3 (Peters dan Cassa, 1994)



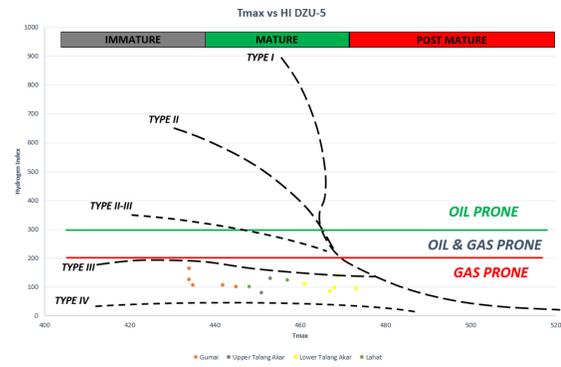
Gambar 9 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-3 (Peters dan Cassa, 1994)



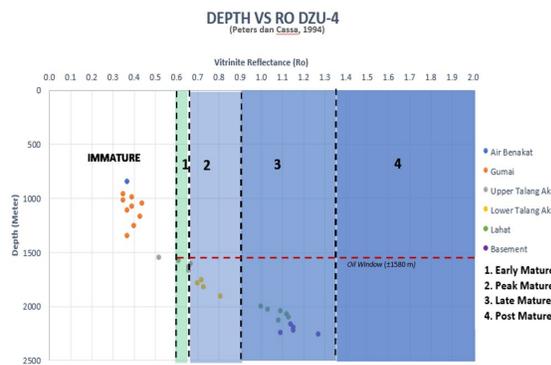
Gambar 12 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-4 (Peters dan Cassa, 1994)



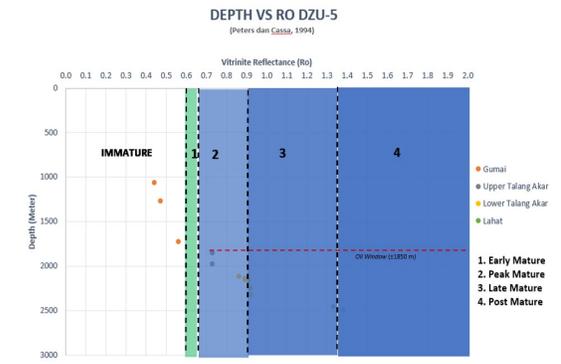
Gambar 13 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-4 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



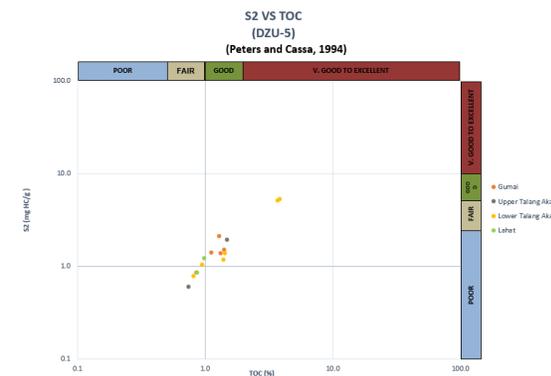
Gambar 16 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-5 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



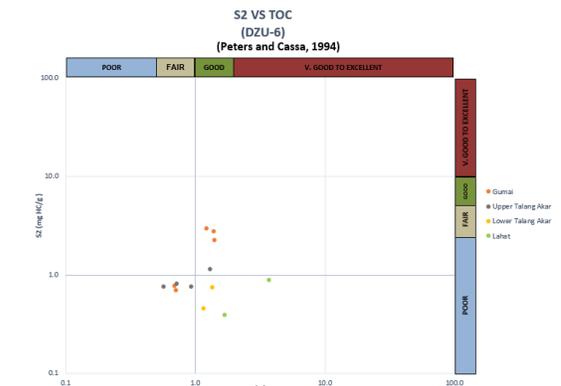
Gambar 14 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-4 (Peters dan Cassa, 1994)



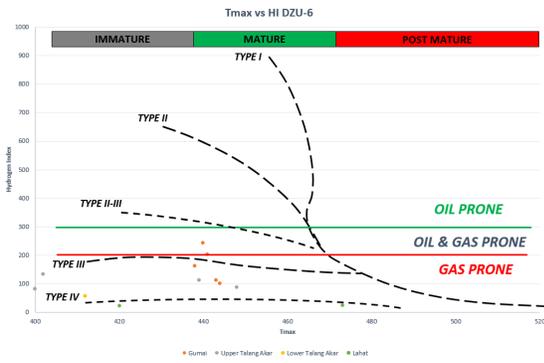
Gambar 17 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-5 (Peters dan Cassa, 1994)



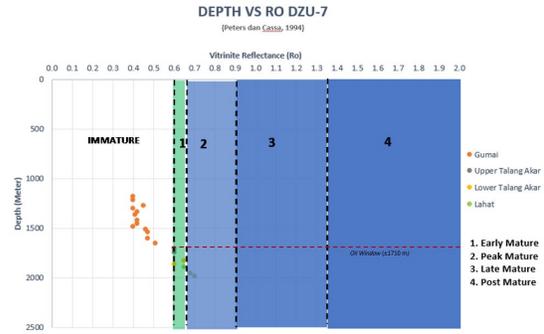
Gambar 15 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-5 (Peters dan Cassa, 1994)



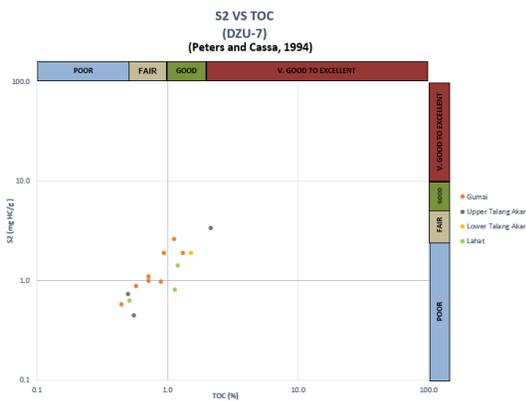
Gambar 18 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-6 (Peters dan Cassa, 1994)



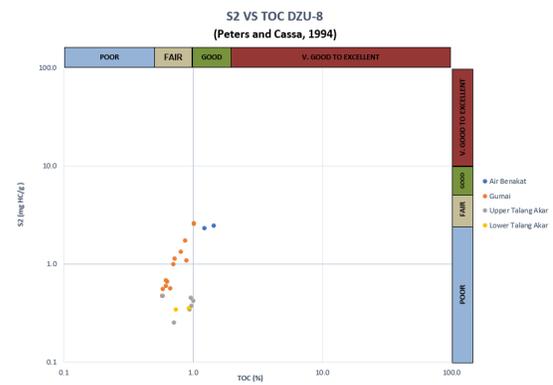
Gambar 19 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-6 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



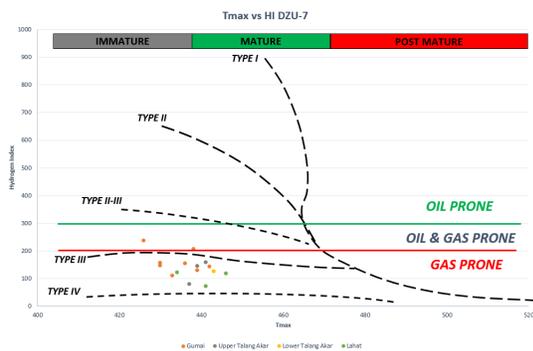
Gambar 22 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-7 (Peters dan Cassa, 1994)



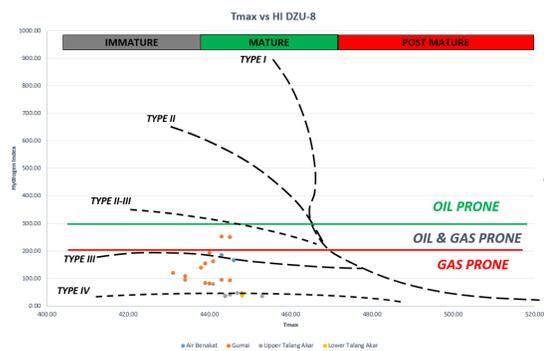
Gambar 20 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-7 (Peters dan Cassa, 1994)



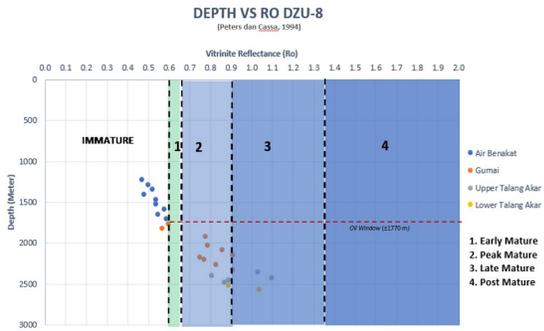
Gambar 23 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-8 (Peters dan Cassa, 1994)



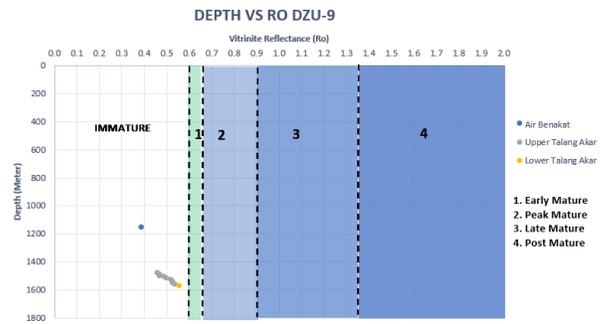
Gambar 21 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-7 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



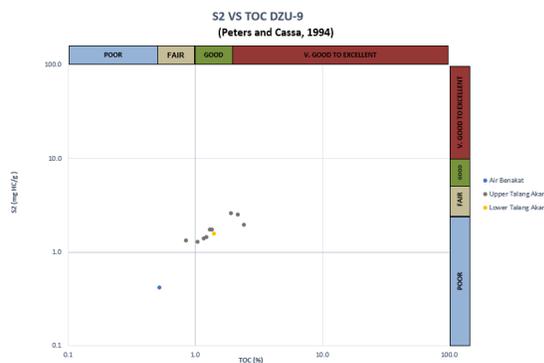
Gambar 24 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-8 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



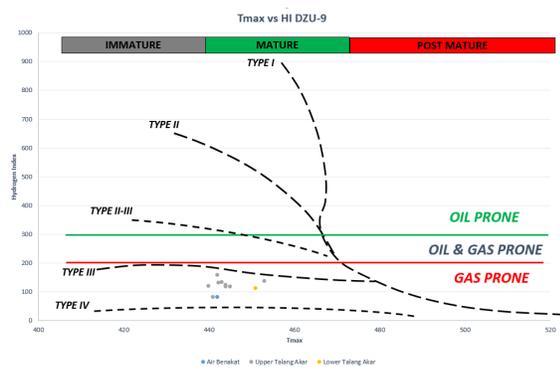
Gambar 25 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-8 (Peters dan Cassa, 1994)



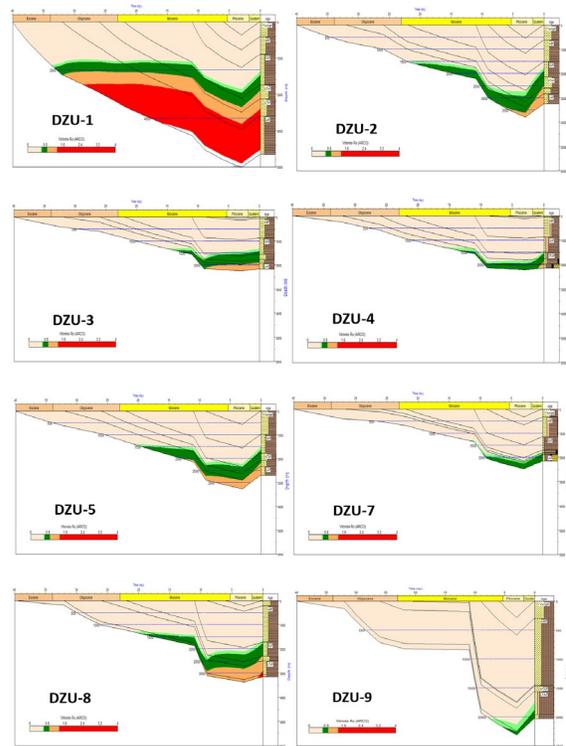
Gambar 28 Crossplot antara Depth dan Ro sebagai parameter kematangan material organik Sumur DZU-9 (Peters dan Cassa, 1994)



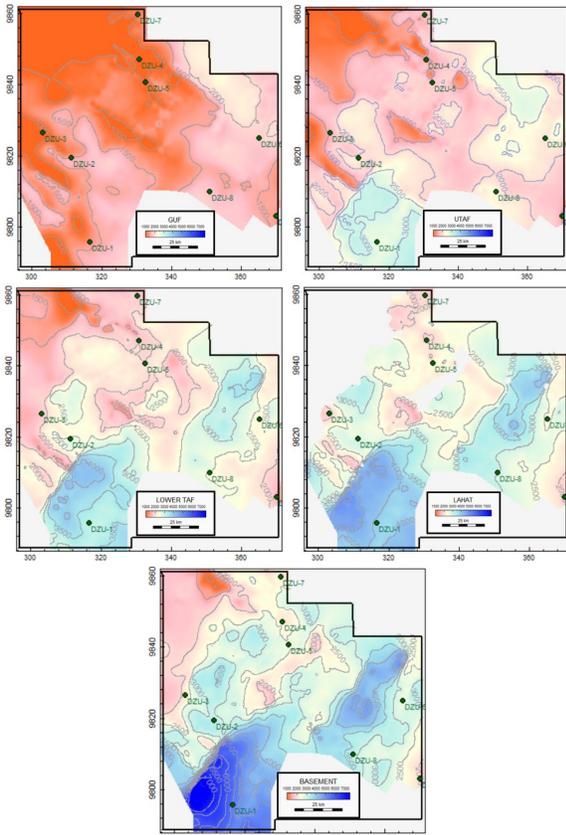
Gambar 26 Crossplot antara S2 vs TOC sebagai parameter kuantitas material organik Sumur DZU-9 (Peters dan Cassa, 1994)



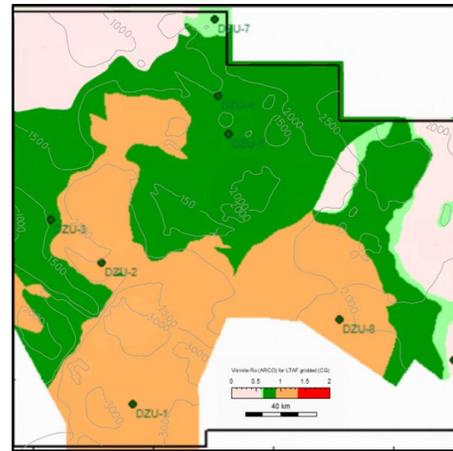
Gambar 27 Crossplot antara Tmax dan HI sebagai parameter kualitas material organik Sumur DZU-9 (modifikasi dari Tissot dan Welte, 1984)



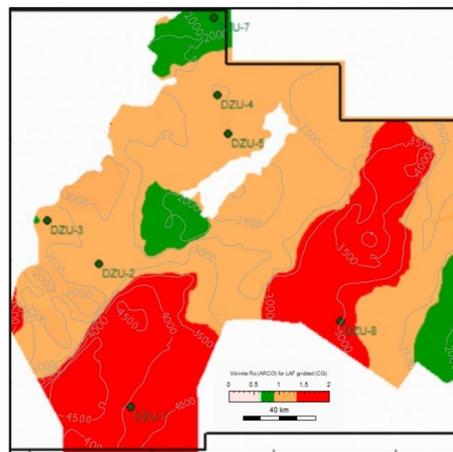
Gambar 29 Sejarah pemendaman kesembilan sumur pada daerah penelitian



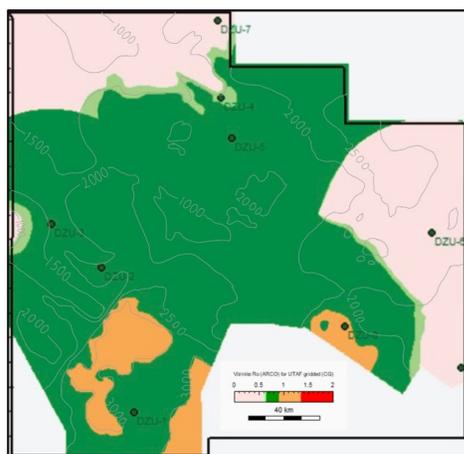
Gambar 30 Peta Struktur Kedalaman Sub-Cekungan Jambi



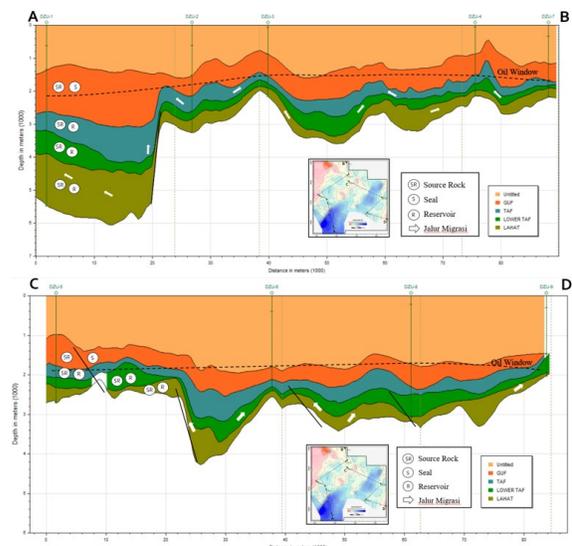
Gambar 32 Peta Kematangan LTA



Gambar 33 Peta Kematangan LTA



Gambar 31 Peta Kematangan UTAF



Gambar 34 Petroleum System daerah penelitian