

Potensi Hidrokarbon Sub-Cekungan Bandarjaya Provinsi Lampung

Oleh: Bambang Wiyanto¹⁾, Taufan Junaedi²⁾, Sulistiyono²⁾, Hendhy Prabawa²⁾, Yuli Wibowo³⁾, dan Diana Pratiwi³⁾

¹⁾Penyelidik Bumi Madya pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

²⁾Penyelidik Bumi Pertama pada Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"

³⁾ Staf Kelompok Lahan Migas KPRT Eksplorasi Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS" Teregistrasi I Tanggal 22 Agustus 2008; Diterima setelah perbaikan tanggal 19 September 2008

Disetujui terbit tanggal: 12 Mei 2009

S A R I

Sub-Cekungan Bandarjaya terletak di Kabupaten Lampung Tengah, Provinsi Lampung. Secara tektonik kawasan ini merupakan bagian dari sub-Cekungan Palembang Selatan yang memanjang berarah baratlaut – tenggara. Stratigrafi sub-Cekungan Bandarjaya secara berurutan sebagai berikut: Batuan dasar berupa batuan metamorf sekis khlorit berumur pra-Tersier, di atasnya diendapkan runtunan batuan Tersier dari Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara dan Formasi Kasai.

Potensi hidrokarbon di sub-Cekungan Bandarjaya teridentifikasi dengan ditemukannya beberapa rembesan migas dan dari hasil pemboran sumur eksplorasi (Ratu-1 dan Tujoh-1). Batuan induk hidrokarbon berasal dari serpih Formasi Lemat dan serpih Formasi Talang Akar, dengan tipe kerogen II-III, dan tingkat kematangan awal matang-matang (R_o 0,56-1%). Batuan reservoir utama batupasir dari Formasi Talang Akar dengan porositas antara 13 – 23%, dan Batugamping terumbu-bioklastik dari Formasi Baturaja dengan porositas berkisar antara 12 – 18%. Migrasi hidrokarbon secara vertikal melalui bidang-bidang patahan secara umum migrasi dari arah tenggara-timur ke barat-baratlaut dengan tidak menutup kemungkinan terjadinya migrasi lokal. Perangkap hidrokarbon berupa perangkap struktur (antiklin yang berkombinasi dengan blok sesar) dan perangkap stratigrafi (*pinch out*).

Berdasarkan analisis dan interpretasi data seismik pada sub-cekungan ini dapat diidentifikasi 8 (delapan) prospek, yaitu: LAF-1, LAF-2, TAF-1, TAF-2, TAF-3, BRF, GAF-1 dan GAF-2. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada masing-masing prospek menunjukkan awal isi sumberdaya minyak (*original oil resources/OOIP*)= 2.460.959,21 MSTB, sedangkan sumberdaya minyak yang dapat diambil (*recoverable oil resources*) sebesar =615.239,80 MSTB (Tabel 1).
Kata kunci: potensi hidrokarbon, sub-cekungan Bandar Jaya, kawasan prospek.

ABSTRACT

The Bandarjaya Sub-basin is situated in the Central Lampung District, of the Lampung Province. Tectonically, this area is part of the South Palembang Sub-basin, which elongated from the northwest to the southeast. The regional stratigraphic unit in this sub-basin successively comprises of the pre-Tertiary basement of chlorite schist of metamorphic rock, and overlain by Tertiary deposits from the Lahat, Talang Akar, Baturaja, Gumai, Air Benakat, Muara Enim, and Kasai Formations.

The hydrocarbon potential in this area was identified from the oil and gas seeps and from the drilling report of the Ratu-1 and Tujoh-1 wells. The main source rock in this area comes from the shales of the Talang Akar Formation, with the kerogene type of II and III, and in the range of early to mature stages ($R_o=0.56-1\%$). The targeted reservoir in this area consists of sandstones from the Talang Akar Formation (porosity=13-23%) and

bioclastic reefal limestone from the Baturaja Formation (porosity=12-18%). The hydrocarbon in this area migrated vertically through the fault blocks, and migrated from the southeast-east to west-northwest direction. It is also possible that some local migrations occur in this area. The trapping system in this area comprises of two (2) traps, i.e. the structural trap of a combination anticline and the fault block, and the stratigraphic trap (pinch-out).

Based on the seismic analyses and interpretation of the area eight (8) prospects are identified, which include LAF-1, LAF-2, TAF-1, TAF-2, TAF-3, BRP, GAF-1, and GAF-2. The hydrocarbon resources calculation from each prospect showing the Original Oil Resources = 2,460,959.21 MMSTB and the recoverable resources = 615,239.80 MMSTB (Table 1)

Key words: hydrocarbon potential, Bandar Jaya sub-basin, prospects area.

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Sub-Cekungan Bandarjaya terletak di Kabupaten Lampung Tengah-Provinsi Lampung, merupakan bagian dari Sub-Cekungan Palembang Selatan yang memanjang dengan arah barat-laut-tenggara, secara tektonik kawasan ini terletak di bagian tepi selatan Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 1).

Aktivitas eksplorasi migas di kawasan ini dapat dikatakan masih sangat terbatas. Beberapa pemboran eksplorasi pernah dilakukan oleh Pertamina dengan target berupa batupasir dari Formasi Talangakar dan batuan karbonat Formasi Baturaja. Adanya hidrokarbon diidentifikasi dengan temuan beberapa rembesan hidrokarbon seperti yang dijumpai di Wai Imus, Wai Tahmi dan pada pemboran eksplorasi sumur Ratu-1 dan Sumur Tujo-1. Data awal kegiatan eksplorasi migas pada kawasan ini selanjutnya menjadi acuan untuk melakukan pemahaman lebih rinci tentang potensi hidrokarbon di sub-Cekungan Bandarjaya.

B. Maksud dan Tujuan

Tujuan studi ini adalah untuk melakukan kajian potensi hidrokarbon di sub-Cekungan Bandarjaya dan sekitarnya; meliputi kajian *petroleum system* yang di dalamnya meliputi potensi batuan induk hidrokarbon, batuan reservoir, seal, dan sistem pemerangkapan, serta mengetahui prospek dan potensi hidrokarbon di sub-Cekungan Bandarjaya.

C. Metodologi

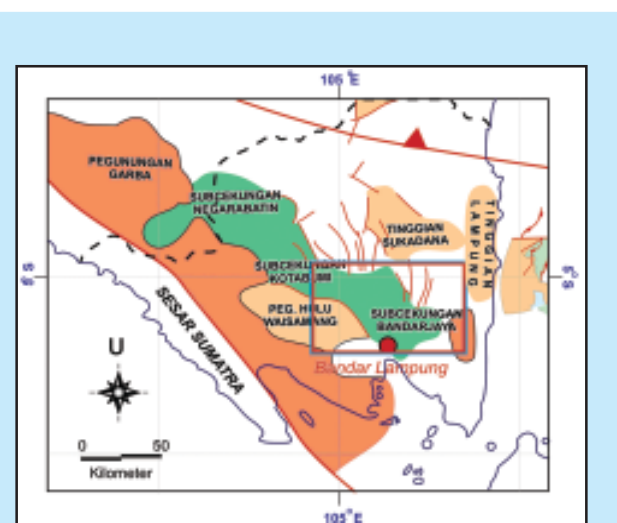
Pendekatan atau metode penelitian yang digunakan dengan melakukan kegiatan evaluasi data yang berasal dari data lapangan, data sumuran, data

seismik dan beberapa data hasil analisis laboratorium yang terkait dengan kajian petroleum system di sub-Cekungan Bandarjaya. Hasil akhir dari kajian evaluasi data berupa peta prospek hidrokarbon dan perhitungan sumberdaya hidrokarbon.

II. GEOLOGI REGIONAL SUB-CEKUNGAN BANDARJAYA

A. Tektonik dan Struktur Regional

Daerah sub-Cekungan Bandarjaya sebagian besar disusun oleh beberapa struktur rendahan (depresi) yang dibatasi oleh Pegunungan Hulu Waisamang dan Pegunungan Garba di sebelah baratdaya. Di sebelah timur dibatasi oleh Tinggian Sukadana dan Tinggian Beri Tanjung di timurlaut. Tiga (3) struktur rendahan dapat dikenali di daerah ini. Berturut-turut dari baratdaya ke tenggara terdiri dari



Gambar 1
Peta lokasi sub-cekungan Bandarjaya

sub-Cekungan Negara Batin, sub-Cekungan Kotabumi dan sub-Cekungan Bandarjaya. Sub-Cekungan Bandarjaya memiliki panjang mencapai 30 km dan lebar hingga 10 km, dengan arah cekungan membujur utara baratlaut – selatan tenggara (Gambar 2).

B. Stratigrafi Regional

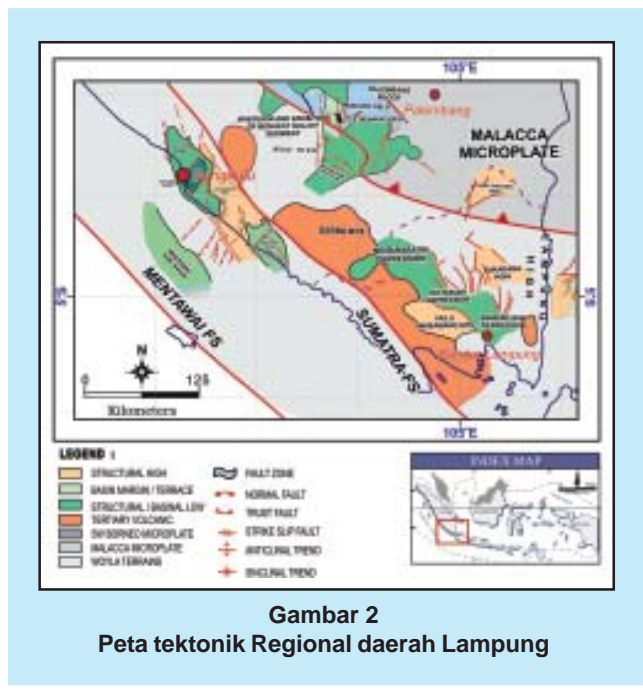
Secara geologi sub-Cekungan Bandarjaya merupakan kemenerusan dari sub-Cekungan Palembang Selatan, sehingga tatanan stratigrafi pada kawasan ini memiliki kesamaan dengan stratigrafi umum sub-Cekungan Palembang Selatan. Data-data stratigrafi terlengkap dari daerah ini diperoleh dari profil Sumuran Terbanggi-1, yang berlokasi dekat dengan struktur setengah terban (*half graben*) yang paling dalam di sub-Cekungan Bandarjaya (Gambar 3).

Menurut beberapa peneliti terdahulu, tatanan stratigrafi regional sub-Cekungan Bandarjaya dari tua ke muda tersusun sebagai berikut: Batuandasar berupa batuan metamorf sekis khlorit berumur pra-Tersier. Secara berurutan di atasnya diendapkan runtunan batuan Tersier dari Formasi Lahat berumur Oligosen Awal-Akhir, Formasi Talang Akar yang berumur Oligo-Miosen dan satuan batuan karbonat dari Formasi Baturaja yang berumur Miosen Awal-Tengah. Selaras di atas Formasi Baturaja diendapkan satuan sedimen laut dangkal dari Formasi Gumai yang berumur Miosen Awal-Tengah, selanjutnya pada fase regresi diendapkan satuan batuan yang termasuk Formasi Air Benakat yang berumur Miosen Tengah. Formasi Muara Enim diendapkan selaras di atas Formasi Air Benakat. Formasi ini berumur Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan laut dangkal dekat pantai (*nearshore zone*) atau deltaik. Di atas Formasi Muara Enim diendapkan Formasi Kasai berumur Plio-Pleistosen yang merupakan formasi termuda dalam urutan stratigrafi sub-Cekungan Bandarjaya.

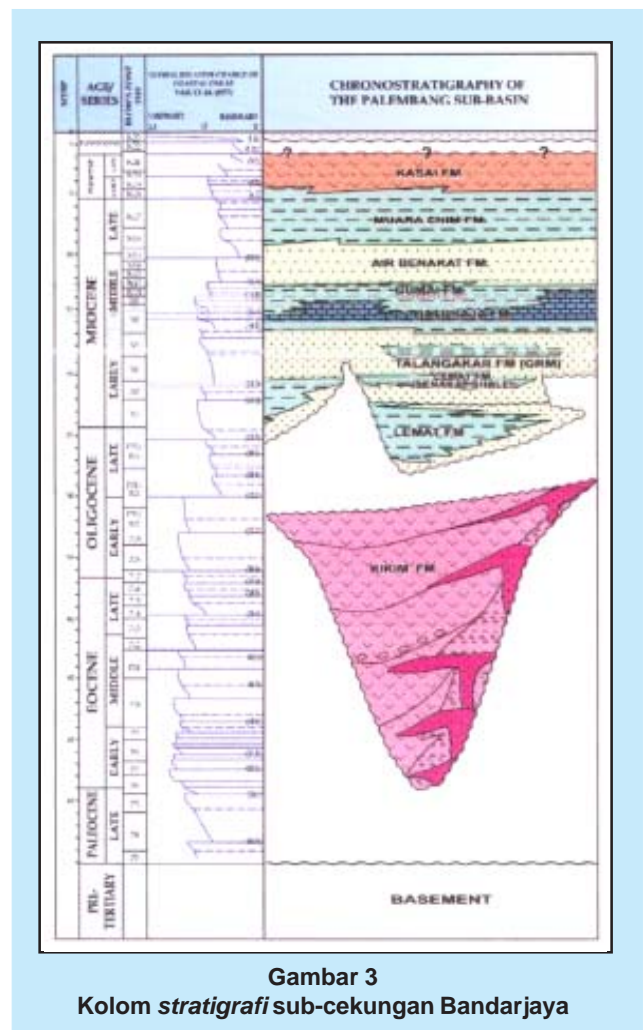
III. PETROLEUM SYSTEM SUB-CEKUNGAN BANDARJAYA

A. Batuan Induk (Source Rock)

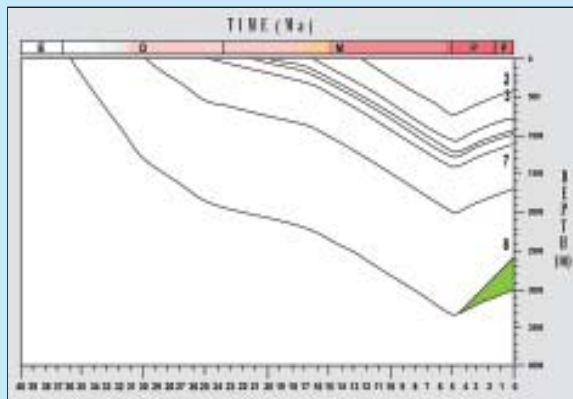
Batuan induk di daerah sub-Cekungan Bandarjaya berasal dari serpih Formasi Lahat dan Talang Akar. Formasi Lahat dibedakan menjadi bagian atas dan bawah, yang keduanya mempunyai perbedaan potensi sebagai batuan induk. Formasi Lahat bagian atas memiliki potensi sangat bagus (TOC rata-rata 2,22) dan cenderung menghasilkan



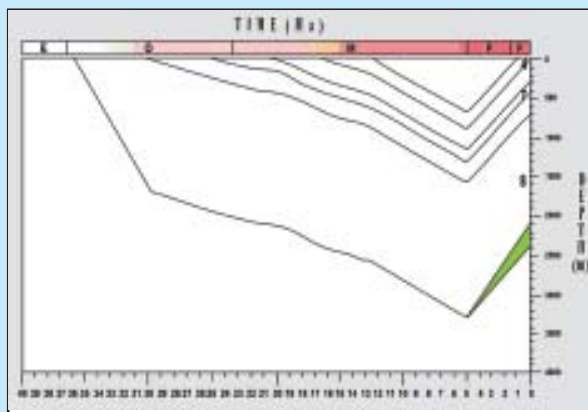
Gambar 2
Peta tektonik Regional daerah Lampung



Gambar 3
Kolom stratigrafi sub-cekungan Bandarjaya



Gambar 4a
Derajat kematangan batuan induk daerah Imus
(PT. Stanvac 1994)



Gambar 4b
Derajat kematangan batuan induk daerah
Negara Batan (PT. Stanvac 1994)

minyak, sedangkan Formasi Lahat bagian bawah berpotensi rendah (TOC rata-rata 0,53) dan cenderung menghasilkan gas. Sedangkan serpih Formasi Talang Akar berpotensi menghasilkan minyak dan gas dengan kandungan TOC rata-rata sebesar 0,53-1,4. Hasil analisis derajat kematangan batuan induk di kawasan ini menunjukkan adanya jendela minyak (*oil window*) pada kedalaman 2100 m (Gambar 4a) dan pada kedalaman 2600 m (Gambar 4b).

Indikasi hidrokarbon berupa fluoresensi lemah dijumpai pada Formasi Baturaja di Sumur Ratu-1. Adanya jejak gas C₂, C₃ dan C₄ juga terbaca di Formasi Talang Akar pada Sumur Tujo-1 dan Besai-

1. Jejak gas tersebut mengindikasikan secara tidak langsung bahwa generasi hidrokarbon dan migrasi pernah berlangsung.

Kitchen area yang menghasilkan minyak dan gas di sub-Cekungan Bandarjaya berada di tengah-tengah subcekungan tersebut, yaitu pada rendahan Kota Raman dengan arah memanjang baratlaut-tenggara (BL-TG) yang terletak di antara tinggian Raman Raya dan tinggian Sukadana.

B. Batuan Reservoir

Hasil analisis laboratorium menunjukkan batuan reservoir pada sub-cekungan Bandarjaya dapat berasal dari:

1. Batupasir kuarsa Formasi Lahat diendapkan di lingkungan danau air tawar dan sungai dengan porositas rata-rata 13%-20 % (Sumur Ratu-1).
2. Batupasir Formasi Talangakar (Sumur Ratu-1), dengan ketebalan lebih 22 m, diendapkan dalam sistem pengendapan delta dengan porositas 13-23%.
3. Batugamping Formasi Baturaja, diendapkan di laut dangkal (*outer shelf*). Pada Sumur Ratu-1 dan Besai-1 ditemukan batugamping masif, *chalky*, dengan tipe porositas *vuggy* (1-2 mm) yang saling berhubungan serta *intraparticle* dengan porositas 12-18%.
4. Batupasir Formasi Gumai (Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1), tebal 15 m, porositas sekitar 12-16 %, dengan tipe porositas antarbutiran.

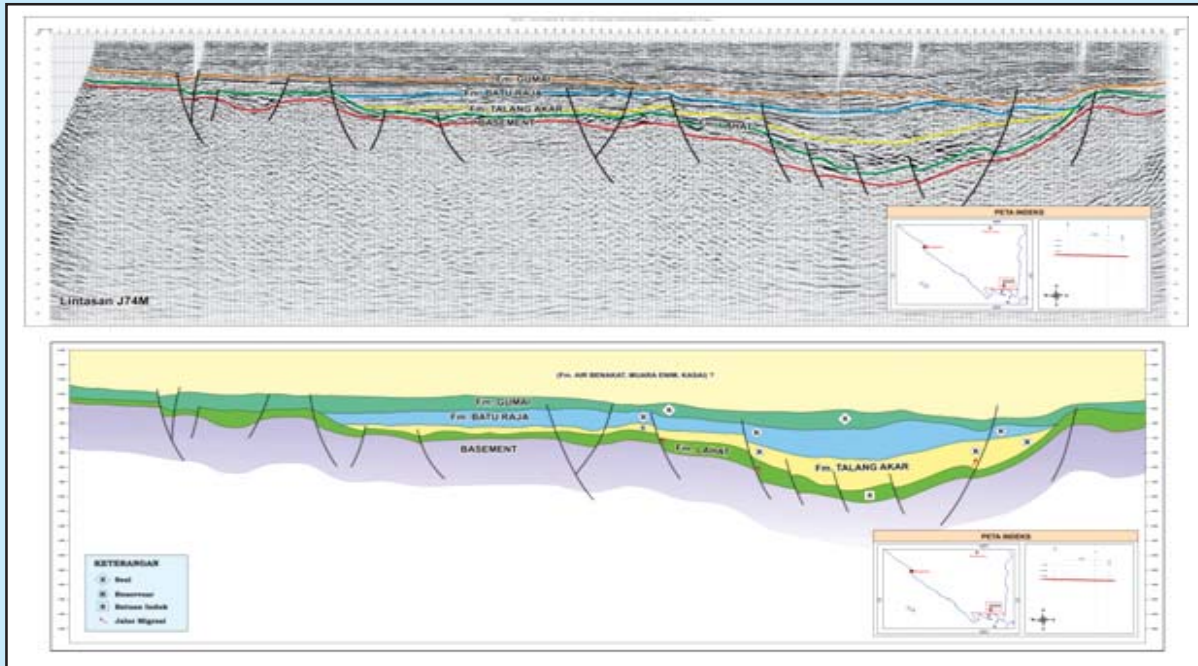
C. Batuan Tudung (Seal)

Batuan tudung yang berkembang di sub-Cekungan Bandarjaya adalah serpih atau batulempung yang dijumpai pada masing-masing formasi (*intraformational shales*). Batulempung Formasi Talang Akar dan serpih Formasi Gumai merupakan batuan tudung yang efektif di daerah ini.

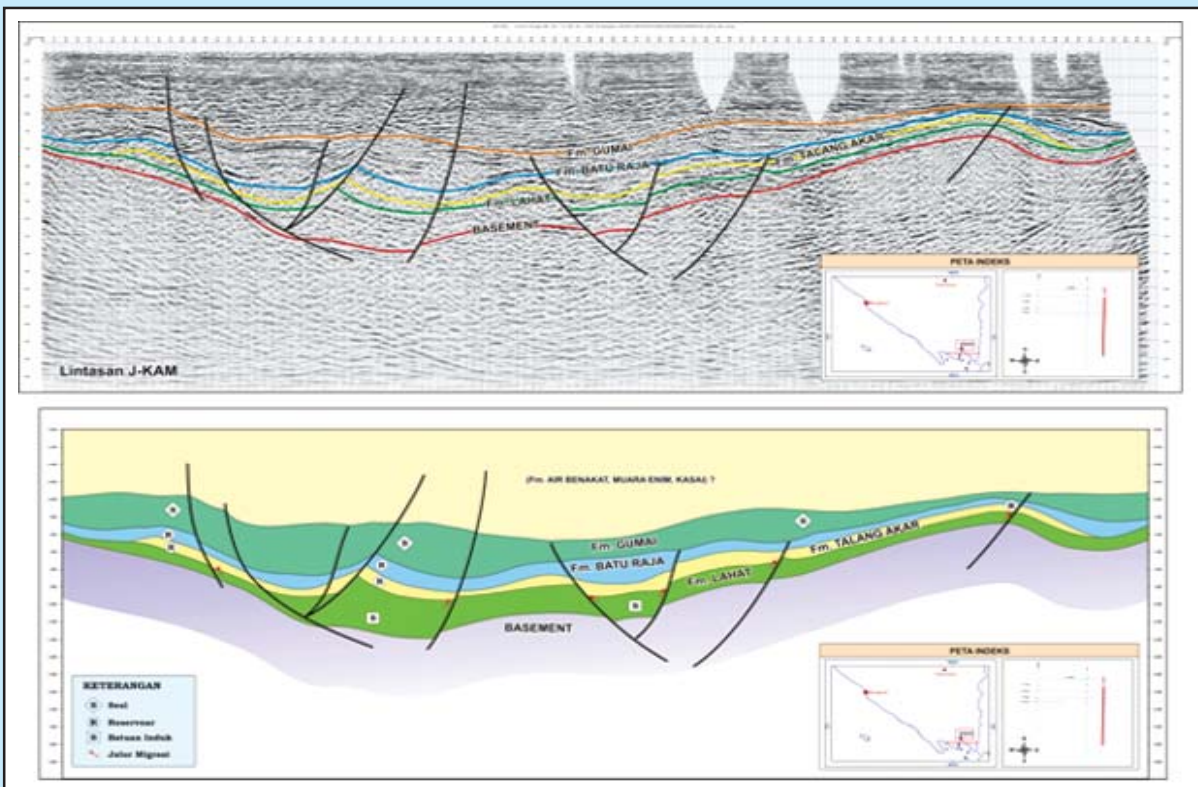
D. Perangkap Hidrokarbon

Perangkap hidrokarbon yang berkembang pada kawasan ini dibagi menjadi 2 tipe, yaitu:

- a. Perangkap struktur, yang umumnya berasosiasi dengan sesar tarik.
- b. Perangkap stratigrafi, yaitu berupa pembajian batupasir Formasi Lahat dan Talang Akar, dan batugamping terumbu dari Formasi Baturaja.



Gambar 5a
Model hidrokarbon *play* lintasan J 74 M



Gambar 5a
Model hidrokarbon *play* lintasan J 74 M

E. Migrasi Hidrokarbon

Migrasi hidrokarbon dari batuan induk ke batuan reservoir ditafsirkan melalui jalur sesar tarik. Secara umum migrasi hidrokarbon terjadi pada Miosen Tengah-Akhir.

F. Model Play Hidrokarbon Sub-Cekungan Bandarjaya

Konsep *Hydrocarbon Play* adalah suatu model yang memperlihatkan kombinasi seluruh elemen dan proses sistem petroleum yang menghasilkan akumulasi hidrokarbon pada suatu level stratigrafi tertentu.

Beberapa *play* hidrokarbon yang berkembang di sub-Cekungan Bandarjaya (Gambar 5a & 5b):

- *Play* Batupasir Formasi Lahat
- *Play* Batupasir Formasi Talang Akar
- *Play* Batugamping Formasi Baturaja
- *Play* Batupasir Formasi Gumai.

IV. ANALISIS PROSPEK DAN POTENSI HIDROKARBON SUB-CEKUNGAN BANDARJAYA

Analisis potensi hidrokarbon di sub-Cekungan Bandarjaya didasarkan atas interpretasi dan pemetaan bawah permukaan dari data seismik dan data sumuran. Berdasarkan hasil interpretasi tersebut di

atas dapat diidentifikasi adanya 4 (empat) horison yang berpotensi sebagai reservoir, yaitu Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Terdapat 8 (delapan) prospek terdiri dari 2 (dua) Prospek Formasi Lahat, 3 (tiga) Prospek Formasi Talang Akar 1 (satu) Prospek Formasi Baturaja dan 2 (dua) Prospek Formasi Gumai.

A. Prospek Formasi Lahat

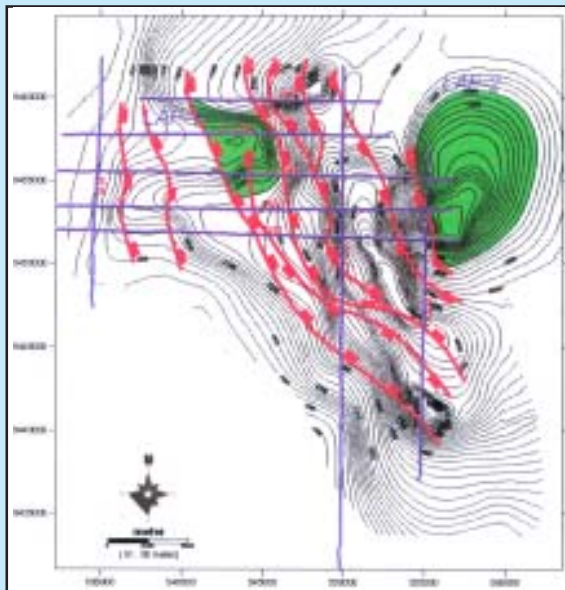
Pada Formasi Lahat diidentifikasi 2 (dua) prospek, yaitu prospek LAF-1 dan prospek LAF-2, (Gambar 6):

1. Prospek LAF-1

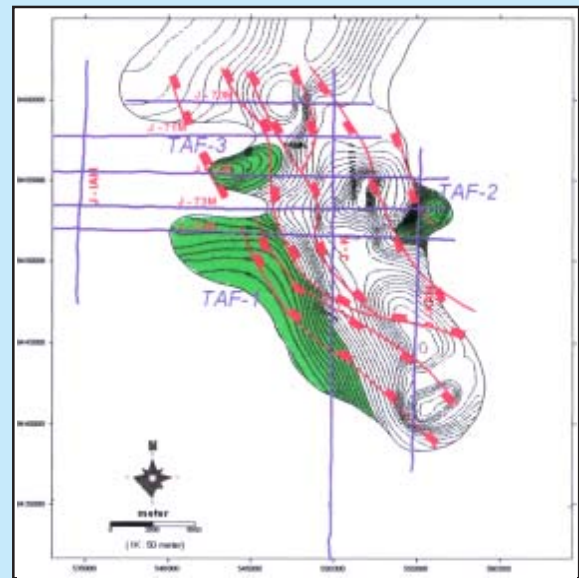
Prospek LAF-1 terletak di bagian utara dari sub-Cekungan Bandarjaya, dibentuk oleh struktur tinggian yang dibatasi oleh dua sesar tarik berarah baratlaut-tenggara (Gambar 6). Reservoir utama pada prospek ini adalah lapisan-lapisan batupasir Formasi Lahat dengan kedalaman 950-1250 meter. Sistem *hydrocarbon play* yang dijumpai di prospek ini dibentuk oleh perangkat struktur berupa blok sesar dengan arah tutupan baratlaut – tenggara. Diinterpretasikan bahwa pengisian hidrokarbon pada prospek LAF-1 ini berasal dari arah tenggara. Data reservoir pada prospek ini menunjukkan ketebalan reservoir 36 m, porositas 13-20 %, dengan volume kotor batuan

Tabel 1
Perhitungan sumber daya hidrokarbon sub-cekungan Bandarjaya

Nama prospek	Volume		N/G	Porositas	Sw	FVF	Recovery factor	Resources	Rec. resources
	m ³	Acreft						MSTB	MSTB
LAF-1	3.777.980.270.72	3.062.840.67	0.12	0.13	0.5	1.02	0.25	186.884.34	46.721.08
LAF-2	16.355.132.984.00	13,259,245.10	0.12	0.13	0.5	1.02	0.25	809,034.98	202,258.75
TAF-1	16,293.610.092.31	13.209,367.97	0.10	0.16	0.5	1.02	0.25	819,826.21	204,956.55
TAF-2	2.011.249.971.84	1,630,537.42	0.10	0.16	0.5	1.02	0.25	101,197.67	25,299.42
TAF-3	1,453,750,425.83	1,178,567.81	0.10	0.16	0.5	1.02	0.25	73,146.63	18.286.66
BRF	8,227.513.640.40	6,670,115.13	0.10	0.14	0.5	1.02	0.25	373,094.09	93.273.52
GAF-1	2,400,752,809.24	1, 946,310.68	0.10	0.12	0.5	1.02	0.25	90,596.87	22,649.22
GAF-2	190,222,641.97	154,215.11	0.10	0.12	0.5	1.02	0.25	7,178.40	1.794.60
MJMLAH SUMBERDAYA								2,460,959.21	615,239.80



Gambar 6
Peta prospek formasi Lahat



Gambar 7
Peta prospek formasi Talang Akar

(*gross rock volume*) sebesar 3.062.840,67 acreft (Tabel 1).

Data perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada prospek ini diperoleh dari Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1. Harga saturasi air (S_w) 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25, *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB. Hasil perhitungan rata-rata (mean) sumberdaya di tempat sebesar 186.884,34 MSTB dan *recoverable resources* adalah 46.721,08 MSTB (Tabel 1).

2. Prospek LAF-2

Prospek LAF-2 terletak di sebelah timur Prospek LAF-1, dibentuk oleh struktur antiklin dan dibatasi oleh sesar tarik berarah baratlaut-tenggara (Gambar 6). Reservoir utama pada prospek ini adalah batupasir Formasi Lahat pada kedalaman 1050-1700 meter. Sistem *hydrocarbon play* yang dijumpai pada prospek ini berupa antiklin dan blok sesar dengan arah tutupan (*closure*) utara-selatan. Pengisian hidrokarbon pada prospek ini diperkirakan berasal dari arah baratdaya. Data reservoir pada prospek LAF-2 diperoleh dari Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1 yang menunjukkan ketebalan zona reservoir 78 m, porositas 13-20 %. Perhitungan volume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 13.259.245,10 acreft (Tabel 1).

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada Prospek LAF-2 menggunakan harga saturasi air (S_w) 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25, *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, sumberdaya hidrokarbon ditempat yang terdapat pada Prospek LAF-2 sebesar 809.034,98 MSTB (mean), dan *recoverable resources* sebesar 202.258,75 MSTB (Tabel 1).

B. Prospek Formasi Talang Akar

Pada Formasi Talang Akar diidentifikasi 3 (tiga) prospek, yaitu Prospek TAF-1, Prospek TAF-2, dan Prospek TAF-3 (Gambar 7).

1. Prospek TAF-1

Prospek TAF-1 menempati bagian baratdaya sub-Cekungan Bandarjaya. Prospek ini merupakan prospek yang terbentuk oleh adanya pembajian Formasi Talang Akar pada tinggian dan dibatasi oleh sesar tarik berarah baratlaut-tenggara (Gambar 7). Reservoir utama adalah batupasir dari Formasi Talang Akar pada kedalaman 1000-1450 meter. Sistem *hydrocarbon play* yang dijumpai di prospek ini dibentuk oleh kombinasi antara perangkat struktur berupa sesar dan perangkat stratigrafi berupa pembajian pada tinggian. Pengisian hidrokarbon berasal dari struktur rendahan yang terletak di sebelah

timur; yang mematangkan batuan induk Formasi Lahat.

Seperti halnya pada prospek Formasi Lahat, data reservoir pada prospek untuk horison Formasi Talang Akar diperoleh dari Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1. Ketebalan zona reservoir 45 m dan porositas 16-23 %. Hasil perhitungan volume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 13.209.367,97 acreft (Tabel 1).

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada Prospek TAF-1 menggunakan harga saturasi air (S_w) 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25, dan *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, menunjukkan sumberdaya hidrokarbon di tempat sebesar 819.826,21 MSTB (*mean*), dan *recoverable resources* sebesar 204.956,55 MSTB (Tabel 1).

2. Prospek TAF-2

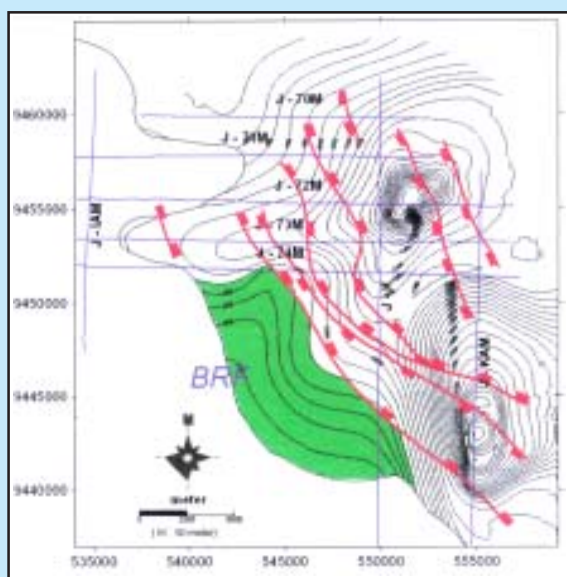
Prospek TAF-2 terletak di sebelah timur Prospek TAF-1, dibentuk oleh struktur antiklin (Gambar 7). Reservoir utama pada prospek ini adalah batupasir Formasi Talang Akar pada kedalaman 1040-1450 meter. Sistem *hydrocarbon play* yang dijumpai di prospek ini dibentuk oleh antiklin yang berarah utara-selatan. Dilihat dari kondisi struktur yang berkembang pada kawasan prospek ini, pengisian hidrokarbon diperkirakan berasal dari arah selatan.

Seperti halnya pada Prospek TAF-1 data reservoir diperoleh dari Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1. Ketebalan reservoir 41 m dan porositas 16-23 %. Hasil perhitungan volume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 1.630.537,42 acreft.

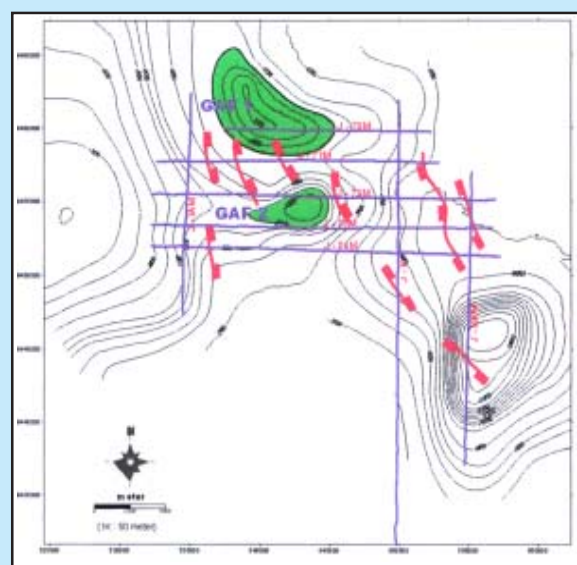
Perhitungan Sumberdaya Hidrokarbon pada Prospek TAF-2 menggunakan harga saturasi air (S_w) 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25, dan *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, menunjukkan besarnya sumberdaya hidrokarbon di tempat sebesar 101.197,67 MSTB (*mean*), dan *recoverable resources* sebesar 25.299,42 MSTB (Tabel 1).

3. Prospek TAF-3

Prospek TAF-3 terletak di sebelah utara Prospek TAF-1, dibentuk oleh antiklin (Gambar 7). Reservoir utama pada prospek ini adalah batupasir Formasi Talang Akar pada kedalaman 850-1150 meter. Sistem *hydrocarbon play* yang dijumpai di prospek ini dibentuk oleh kombinasi antara perangkap sesar dan perangkap stratigrafi berupa pembajian pada tinggian. Pengisian hidrokarbon diperkirakan berasal dari struktur rendahan yang terletak di sebelah timur yang telah mematangkan batuan induk Formasi Lahat. Seperti halnya pada Prospek TAF-1, pada Prospek TAF-3 data reservoir dirujuk dari Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1 yang menunjukkan ketebalan reservoir 30 m dan porositas 16-23 %. Hasil perhitungan vol-



Gambar 8
Peta prospek formasi Baturaja



Gambar 9
Peta prospek formasi Gumai

ume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 1.178.567,81 acreft (Tabel 1).

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada Prospek TAF-3 dengan harga saturasi air (S_w) 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25 dan *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, menunjukkan sumberdaya hidrokarbon ditempat sebesar 73.146,63 MSTB (*mean*), dan *recoverable resources* sebesar 18.286,66 MSTB (Tabel 1).

C. Prospek Formasi Baturaja

Pada Formasi Batu Raja diidentifikasi 1 prospek, yaitu Prospek BRF (Gambar 8).

Prospek BRF terletak di sub-Cekungan Bandarjaya, dibentuk pada struktur tinggian yang dibatasi sesar berarah baratlaut-tenggara (Gambar 8). Sesar-sesar ini bertindak sebagai penyekat (*sealing*) yang memungkinkan hidrokarbon terperangkap di prospek ini. Reservoir utama pada prospek ini adalah batugamping klastika dari Formasi Baturaja dengan kedalaman 750-950 m. Sistem *play hidrokarbon* yang dijumpai di prospek ini dibentuk oleh kombinasi antara perangkap struktur berupa sesar dan perangkap stratigrafi yang berupa pembajian pada tinggian. Pengisian hidrokarbon diperkirakan berasal dari arah timur yaitu berasal dari struktur rendahan yang telah mematangkan batuan induk Formasi Lahat. Data reservoir pada Prospek Baturaja diperoleh dari Sumur Ratu-1 dan Terbanggi-1, menunjukkan ketebalan reservoir 20 m dan porositas 14-18 %. Hasil perhitungan volume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 6.670.115,13 acreft (Tabel 1).

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada Prospek BRF menggunakan harga saturasi air (S_w) 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25, dan *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, Sumberdaya hidrokarbon ditempat pada prospek ini sebesar 373.094,09 MSTB (*mean*) dan *recoverable resources* sebesar 93.273,52 MSTB (Tabel 1).

D. Prospek Formasi Gumai

Pada Formasi Gumai diidentifikasi 2 (dua) prospek, yaitu Prospek GAF-1 dan Prospek GAF-2, (Gambar 9).

1. Prospek GAF-1

Prospek GAF-1 menempati bagian utara sub-Cekungan Bandarjaya. Prospek ini merupakan

prospek yang dibentuk oleh antiklin (Gambar 9). Reservoir utama adalah batupasir dari Formasi Gumai pada kedalaman 575-700 meter. Pengisian hidrokarbon diperkirakan berasal dari struktur rendahan yang terletak di sebelah tenggara yang telah mematangkan batuan induk Formasi Lahat, ketebalan zona reservoir 12,5 m dan porositas 12-16 %. Hasil perhitungan volume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 1.946.310,68 acreft (Tabel 1).

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada Prospek GAF-1 dengan harga S_w 0.5, *recovery factor oil* (R_f) 0.25, dan *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, menunjukkan sumberdaya hidrokarbon ditempat sebesar 90.596,87 MSTB (*mean*) dan *recoverable resources* sebesar 22.649,22 MSTB (Tabel 1).

2. Prospek GAF-2

Prospek GAF-2 menempati bagian tengah sub-Cekungan Bandarjaya dan berada sebelah selatan dari Prospek GAF-1. Merupakan Prospek yang terbentuk oleh antiklin (Gambar 9). Reservoir utama adalah batupasir dari Formasi Gumai pada kedalaman 550-575 meter. Pengisian hidrokarbon diperkirakan berasal dari struktur rendahan yang terletak di sebelah tenggara yang telah mematangkan batuan induk Formasi Lahat, tebal reservoir 2,5 m, dan porositas 12-16 %. Hasil perhitungan volume kotor batuan (*gross rock volume*) pada prospek ini sebesar 154.215,11 Acreft (Tabel 1).

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada Prospek GAF-2 menggunakan S_w 0.5, *recovery factor oil* (R_f) berkisar 0.25, dan *formation volume factor* (FVF) 1.02 bbl/STB, menunjukkan sumberdaya hidrokarbon di tempat sebesar 7.178,40 MSTB (*mean*) dan *recoverable resources* sebesar 1.794,60 MSTB (Tabel 1).

V. KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

A. Kesimpulan

1. Sub-Cekungan Bandarjaya yang terletak di Kabupaten Lampung Tengah, Provinsi Lampung merupakan bagian dari sub-Cekungan Palembang Selatan yang memanjang dengan arah baratlaut-tenggara (BL – TG).
2. Potensi hidrokarbon pada kawasan ini dapat diamati dengan adanya beberapa rembasan minyak dan gas bumi, antara lain di Wai Imus dan Wai Tahmi.

- a. Batuan induk hidrokarbon berasal dari Formasi Lahat bagian atas (TOC 2,22%) dan serpih Formasi Talang Akar (TOC 0,53—1,4%), tipe kerogen II-III, dan dengan tingkat kematangan awal matang-matang (Ro 0,56-1%).
- b. Batuan reservoir berupa batupasir kuarsa Formasi Lahat bagian atas, batupasir Formasi Talang Akar dan Batugamping terumbu bioklastik dari Formasi Baturaja.
- a. Migrasi dan Pemerangkapan Hidrokarbon berupa migrasi vertikal dengan arah dari tenggara-timur ke barat-baratlaut. Perangkap hidrokarbon berupa perangkap struktur, kombinasi antiklin dan blok sesar, dan perangkap stratigrafi.
- 3 Berdasarkan interpretasi data seismik dapat diidentifikasi 8 (delapan) yaitu: Prospek LAF-1, LAF-2, TAF-1, TAF-2, TAF-3, BRF, GAF-1. dan GAF-2.
- 4 Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon ditempat terhadap 8 (delapan) prospek adalah 2.460.959,21 MSTB, dan *recoverable resources* adalah 615.239,80 MSTB.

B. Rekomendasi

Hasil evaluasi dan analisis petroleum system serta perhitungan sumberdaya hidrokarbon pada 8 (delapan) prospek di sub-Cekungan Bandarjaya dapat direkomendasikan bahwa beberapa prospek dapat ditingkatkan peringkatnya menjadi daerah lapangan migas, yaitu :

1. Prospek TAF-2 dan TAF-3

Batuan reservoir berasal dari batupasir Formasi Talang Akar. Prospek-prospek tersebut

mempunyai potensi hidrokarbon yang cukup. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon di tempat sebesar 174.344,3 MSTB (TAF-2+TAF-3) dan *recoverable resources* sebesar 43.586,08 MSTB.

2. Prospek BRF

Reservoir berasal dari batuan karbonat Formasi Baturaja ini telah terbukti menghasilkan minyak dan gas di sub-Cekungan Palembang Selatan, perhitungan sumberdaya hidrokarbon memperlihatkan potensi hidrokarbon yang cukup besar yaitu sumberdaya hidrokarbon di tempat sebesar 373.094,09 MSTB, dan *recoverable resources* minyak 93.273,52 MSTB.

3. Untuk penelitian selanjutnya, perlu dilakukan pada daerah-daerah yang ditafsirkan berpotensi mengandung hidrokarbon di sebelah utara dari sub-Cekungan Bandarjaya, yaitu sub-Cekungan Kotabumi dan sub-Cekungan Negara Batin.

KEPUSTAKAAN

1. Gafoer S., Amin T. C & Pardede. R., 1993 : *Peta Geologi Lembar Baturaja, Sumatra*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Bandung.
2. Petrocorp Exploration Indonesia Ltd., 1992, *Bandar Jaya PSC, South Sumatra, Indonesia*, Technical Evaluation, Jakarta.
3. Pertamina, 1985, *Hydrocarbon potential of Western Indonesia*, Jakarta.
4. Rukmono, E. & Priambodo D., 1994, *Potensi Hidrokarbon Daerah Pasemah-Bandarjaya Sumatra Selatan*, Laporan Studi Pertamina-PT. Stanvac Indonesia, Jakarta.~