



Aplikasi Metode CWT (*Continuous Wavelet Transform*) untuk Mengetahui Sebaran Batubara pada Pengembangan *Underground Coal Gasification*, Sumatera Selatan

Sulistiyono¹⁾ dan Pradityo Riyadi²⁾

¹Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS"
Jl. Ciledug Raya Kav. 109, Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230
²Politeknik Energi dan Mineral Akamigas
Jl. Gajah Mada No. 38, Cepu, Blora, Jawa Tengah

Artikel Info:

Naskah Diterima:
5 Februari 2020
Diterima setelah
perbaikan:
3 April 2020
Disetujui terbit:
30 April 2020

Kata Kunci:

Batubara
energi unconventional
cekungan Sumatera
Selatan dekomposisi
spektral frekuensi

ABSTRAK

Energi *unconventional* merupakan kunci pembaharuan target eksplorasi dan eksploitasi untuk memenuhi kebutuhan energi dunia. Gasifikasi batubara bawah permukaan atau *underground coal gasification* merupakan salah satu alternatif solusi terhadap persoalan tersebut. Gasifikasi batubara akan menghasilkan *syngas* yang dapat dikonversi menjadi minyak dan/atau gas alam sintesis. Teknologi ini pada prinsipnya melakukan gasifikasi lapisan batubara secara insitu pada kedalaman lebih dari 150 meter. Hal ini dilakukan karena keberadaan batubara di kedalaman lebih dari 150 secara keekonomian tidak menguntungkan untuk ditambang secara konvensional. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang berpotensi akan kandungan batubara, adapun formasi yang mengandung batubara pada cekungan ini adalah Formasi Muara Enim. Formasi ini secara stratigrafi diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Air Benakat, berumur Miosen Atas. Pada umumnya keberadaan batubara pada suatu formasi dikendalikan oleh *overburden* dan *geothermal gradient* (2.890 F / 100 feet). Ketebalan lapisan batubara di formasi ini cukup bervariasi tergantung posisi pengendapan dan sejarah tektonik cekungan. Guna mengetahui pola penyebaran dan ketebalan lapisan batubara tersebut perlu digunakan metode yang dalam hal ini adalah *Spectral Decomposition*. *Spectral Decomposition* adalah metode atribut seismik yang sering digunakan untuk menganalisis seismik dengan frekuensi domain. Informasi mengenai frekuensi seismik digunakan untuk mendapatkan sebaran litologi di daerah penelitian. Sebaran lapisan batubara yang cukup tipis pada area penelitian (5-10 m) akan terdeteksi pada frekuensi tertentu dalam data seismik. Ada 12 data sumur yang mencapai *Seam-F Coal* (150 m) dan *Seam-D Coal* (250 m) yang digunakan sebagai validator untuk sebaran atribut seismik. Pada analisis spektrum amplitudo seismik didapatkan 7,47 meter untuk resolusi vertikal data seismik pada frekuensi 60 Hz dan mencerminkan tampilan lapisan batubara dengan sangat jelas. Metode dekomposisi spektrum dapat menggambarkan mengenai distribusi lapisan batubara dan pengembangan energi *unconventional* dapat berkembang di daerah ini.

© LPMGB - 2020

PENDAHULUAN

Semakin menipisnya cadangan dan ketergantungan Indonesia terhadap impor bahan bakar minyak dan gas yang makin lama makin besar, disebabkan oleh tidak berimbangannya produksi minyak dengan

Korespondensi:

E-mail: sulistiyono1977@esdm.go.id; tiyofold@gmail.com
(Sulistiyono)

peningkatan konsumsi di dalam negeri. Impor minyak dan BBM Indonesia diprediksi tumbuh hingga 4 kali lipat selama kurun waktu 2011-2030 (Sugiyono, dkk., 2013). Dalam hal BBG, Indonesia telah mengimpor sebagian besar LPG dan akan mulai mengimpor gas alam setelah tahun 2020 (APEC Secretariat, 2013). Di sisi lain, produksi gas alam Indonesia juga akan mengalami penurunan pada

beberapa tahun ke depan. Untuk itu, perlu alternatif pemenuhan minyak dan gas dari sumber lain untuk menjaga ketahanan energi dan pertumbuhan ekonomi. Gasifikasi batubara bawah permukaan atau *underground coal gasification* merupakan salah satu alternatif solusi terhadap persoalan tersebut, karena gasifikasi batubara dapat menghasilkan *syngas* yang dapat dikonversi menjadi minyak dan/atau gas alam sintesis. Sehubungan dengan batubara, Indonesia memiliki sumber daya batubara cukup besar yang umumnya dikembangkan menggunakan pertambangan terbuka hingga kedalaman 150 m dengan melibatkan pengeboran pada kedalaman yang terbatas. Identifikasi keberadaan lapisan batubara pada area lebih dalam hanya sedikit bukti, walaupun secara geologi diketahui bahwa batubara tersebut nampak akan berlanjut pada kedalaman 200 hingga 400 m pada banyak kasus tergantung posisi pembentukannya pada suatu cekungan. Guna mengetahui sebaran lateral dan ketebalan dari lapisan batubara, diperlukan suatu metode yang baik dan akurat sebelum dilakukan pengeboran. Salah satu metode yang efektif untuk mengetahui sebaran lateral dan ketebalan batubara tersebut adalah metode CWT (*continuous wavelet transform*) dengan menggunakan media data seismik. CWT merupakan metoda dekomposisi waktu-frekuensi (*time-frequency decomposition*) yang dikenal juga dengan dekomposisi spectral yang ditujukan untuk mengkarakterisasi respon seismik pada frekuensi tertentu. Konsep yang digunakan dalam dekomposisi spektral didasarkan atas respon dari seismik refleksi yang melalui lapisan batuan tipis dan akan memberikan respon karakteristik frekuensi tertentu.

Lapisan-lapisan batubara yang ada di Cekungan Sumatra Selatan, *relative* banyak dijumpai pada Formasi Muara Enim. Ketebalan dan pelamparan lapisan ini berbeda di setiap tempat tergantung pada posisi pengendapkannya. Ketebalan lapisan *relative* antara 1 sampai 5 meter meskipun di beberapa tempat dijumpai ketebalan sampai 10 meter. Seperti halnya di daerah penelitian, memiliki ketebalan maksimal 9 meter dengan pelamparan yang bervariasi. Ketidakmenerusan dan perubahan ketebalan lapisan yang harus diperhatikan dalam kegiatan pemboran UCG. Dengan menggunakan aplikasi metode CWT ini diharapkan dapat membantu memberikan gambaran mengenai pola sebaran dan ketebalan di daerah penelitian.

struktur Regional

Daerah penelitian secara geologi masuk ke dalam Cekungan Sumatra Selatan, tepatnya pada Sub Cekungan Palembang Tengah. Cekungan ini merupakan cekungan busur belakang yang terbentuk akibat subduksi antara Kerak Samudra Hindia-Australia dengan Kerak Benua Asia. Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Daratan Sunda di sebelah timurlaut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara, Perbukitan Bukit Barisan di sebelah baratdaya, serta Pegunungan Tigapuluh di sebelah baratlaut. Cekungan Sumatera Selatan secara tektonik terbagi menjadi 2 (dua) sub-cekungan yaitu; Sub-cekungan Jambi di bagian baratdaya dan Sub-cekungan Palembang di bagian Selatan-Tenggara. Kedua sub-cekungan tersebut dipisahkan oleh Sesar Kikim yang berarah timurlaut-baratdaya. Sub-cekungan Palembang sendiri berdasarkan bentuk konfigurasi cekungan dan pola struktur yang ada terbagi menjadi 3 sub-cekungan antara lain: Sub-cekungan Palembang Utara, Sub-cekungan Palembang Tengah dan Sub-cekungan Palembang Selatan (Sitompul,dkk, 1992). Berdasarkan hasil interpretasi seismik di daerah Prabumulih dan sekitarnya menunjukkan bentuk cekungan berarah tenggara-baratlaut. Secara umum konfigurasi cekungan ini pada awal pembentukannya dipengaruhi oleh gerak-gerak mendatar dari Sesar Lematang. Sesar ini pada periode tektonik Plio-Plistosen terinversi menjadi sesar naik yang mengakibatkan terbentuknya struktur tinggian dan rendahan. Beberapa sesar tarik berarah timurlaut-baratdaya berkembang cukup intens dan membentuk beberapa struktur terban maupun setengah terban yang mengontrol pengendapan sedimen klastika Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar.

Kenampakan struktur geologi di Cekungan Sumatera Selatan dapat diamati pada singkapan permukaan yang merupakan hasil dari fase kompresi paling muda dan berasosiasi dengan periode kegiatan vulkanisme dan berdekatan dengan rangkaian Pegunungan Barisan. Puncak kegiatannya diperkirakan terjadi pada akhir pliosen dan plaiostosen dan secara lokal masih berlangsung pada saat ini. Sedangkan peristiwa tektonik yang lebih tua dapat diperoleh dari analisis data bawah permukaan.

Cekungan Sumatera Selatan secara umum memperlihatkan dua pola struktur sesar utama, yakni berarah barat laut-tenggara, yaitu sesar Lematang, sesar Tebo, dan sesar Palembang. Sedangkan yang

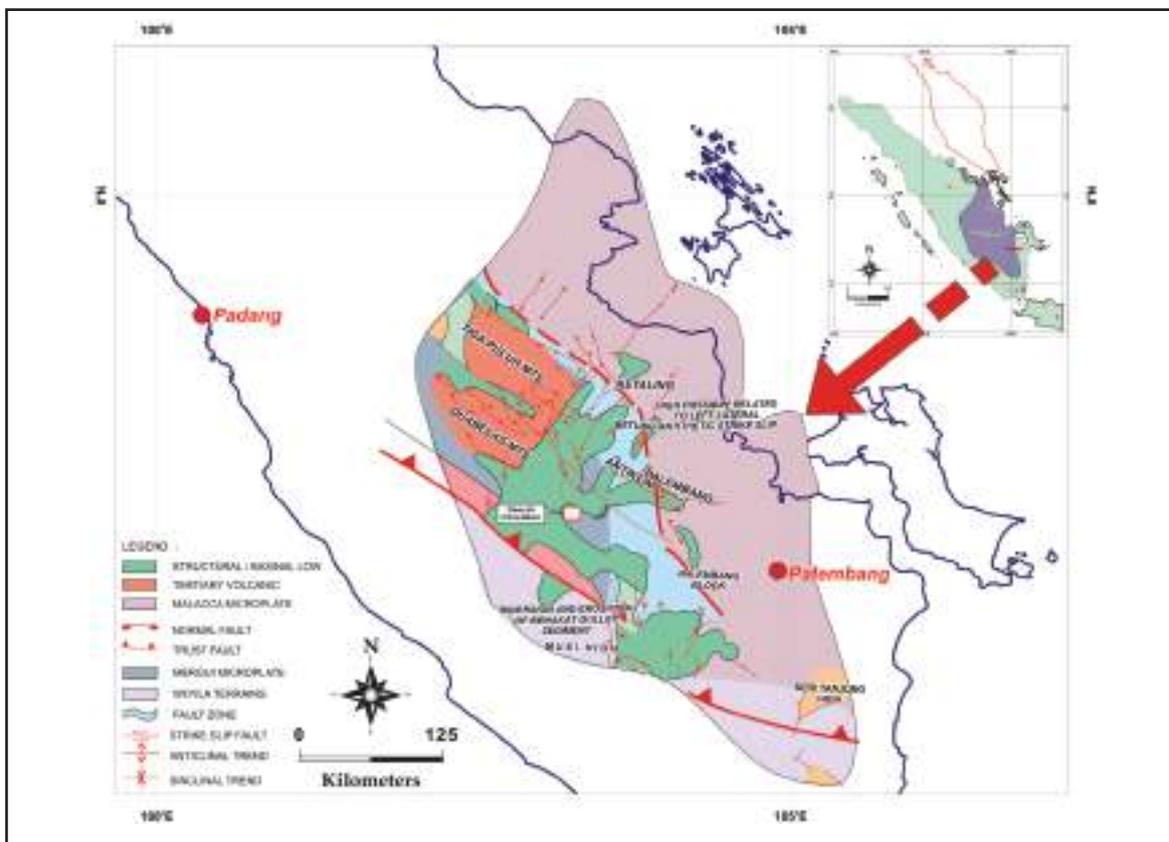
berarah utara timur laut - selatan barat daya meliputi sesar Timbesi-Setiti, sesar Ketaling, sesar Kikim, sesar Lembak, dan sesar Prabumenang. Sesar-sesar yang berarah barat laut - tenggara atau searah memanjang Pulau Sumatera merupakan sesar geser mengangan yang diperkirakan berumur Kapur dan disebabkan gaya utama subduksi lempeng tektonik berarah utara - selatan. Sedangkan sesar yang berarah utara timur laut - selatan barat daya merupakan sesar normal yang ditimbulkan oleh gaya tension (*release*) dari sesar geser mengangan tersebut. Sesar ini diperkirakan berumur Paleogen (Eosen - Oligosen).

Fase tektonik ekstensional terjadi pada saat terbentuknya *graben/half graben* Paleogen dan saat dimulainya pengendapan sedimen-sedimen darat (aluvial, fluvial) dan sedimen-sedimen transisi (lakustrin, delta). Kenampakan pola-pola sesar lain yang lebih muda dan searah maupun tidak searah dengan sesar-sesar tua merupakan hasil dari fase kompresi terakhir dan diperkirakan berumur Plio-Pleistosen. Fase tektonik terakhir ini menghasilkan sesar naik dan lipatan (*inversion tectonic*) berarah barat laut - tenggara, sesar geser, dan sesar normal (Gambar 1).

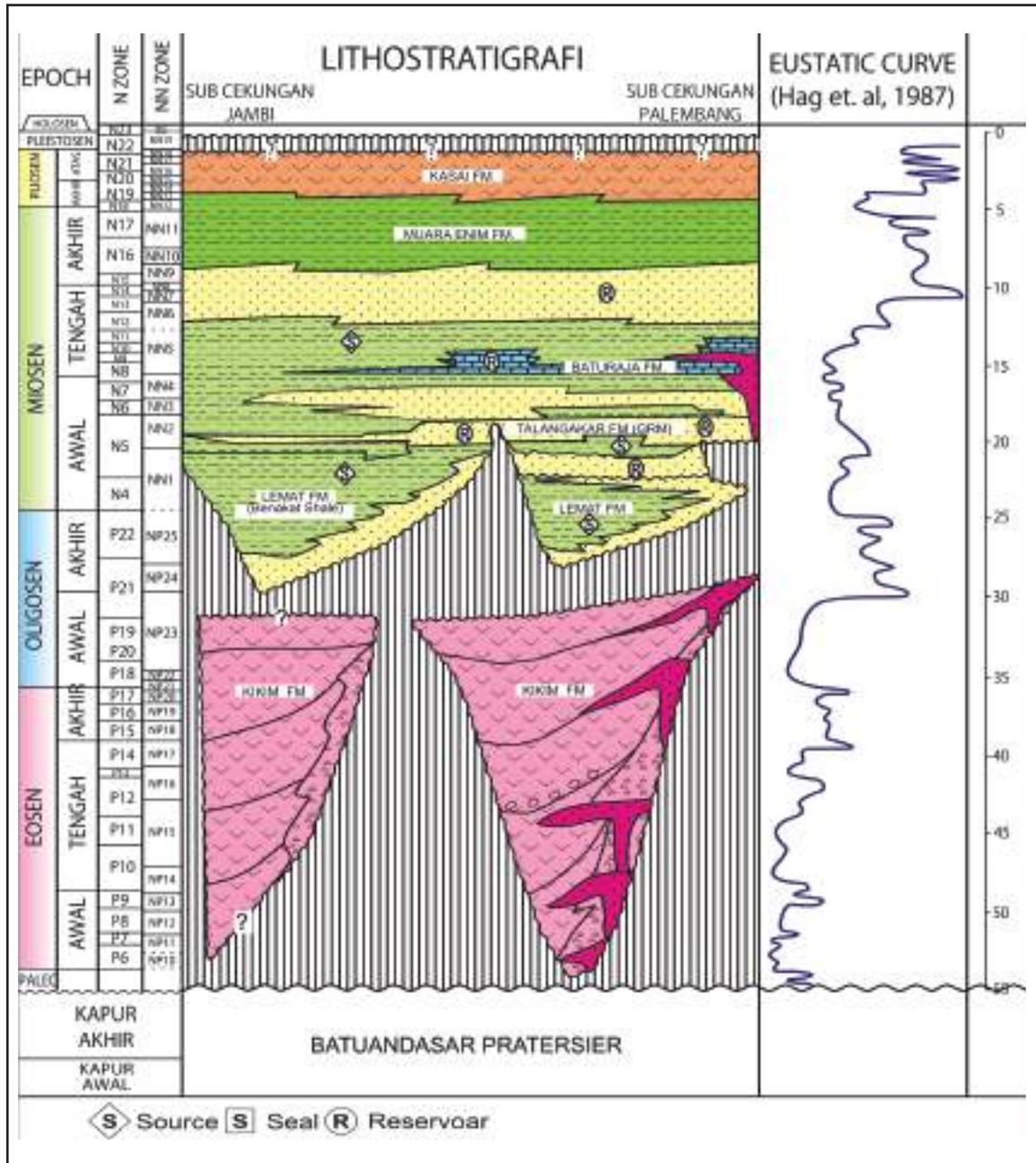
Stratigrafi Regional

Klastika sedimen pada Cekungan Sumatera Selatan bertipe benua berumur Eosen sampai Oligosen yang diendapkan pada siklus transgresi berupa endapan sungai (*alluvial plain, piedmont deposit, braided stream*) serta endapan delta sampai dengan endapan *shallow marine* tertutup. Umumnya endapan kala Eosen sampai Oligosen awal terdiri dari endapan sedimen tebal yang didominasi berukuran butir halus sampai kasar (kadang tersusun konglomerat) berselingan dengan serpih, tuff, dan lapisan tipis batubara.

Urutan sedimenter Tersier di Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi dua tahap pengendapan, yaitu genang laut dan tahap susut laut. Sedimen-sedimen yang terbentuk pada tahap genang laut disebut kelompok Telisa, dari umur Eosen awal hingga Miosen tengah terdiri atas Formasi Lahat (LAF), Formasi Talang Akar (TAF), Formasi Baturaja (BRF) dan Formasi Gumai (GUI). Sedangkan yang terbentuk pada tahap susut laut disebut kelompok Palembang, dari umur Miosen tengah sampai Pliosen, terdiri atas Formasi Air Benakat (ABF),



Gambar 1
Peta struktur regional cekungan Sumatra Selatan (Lemigas, 2005).



Gambar 2
Stratigrafi regional cekungan Sumatra Selatan (Lemigas, 2005).

Formasi Muara Enim (MEF), dan Formasi Kasai (KAF) (Gambar 2).

Penelitian ini lebih difokuskan pada Formasi Muara Enim. Formasi ini terletak selaras diatas Formasi Air Benakat dan merupakan siklus regresi kedua. Ketebalan Formasi ini sekitar 450 - 750. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan

akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai dan sebagian di bagian selatan Cekungan Sumatra Selatan menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-

Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*.

BAHAN DAN METODE

Data yang digunakan untuk validasi berjumlah 12 sumur dengan target mencapai lapisan batubara. Hasil pemboran menunjukkan adanya beberapa lapisan batubara dengan ketebalan dan kedalaman yang bervariasi (Gambar 3). Guna mengetahui sebaran lateral, digunakan pula data seismik 3D yang telah dilakukan *cropping* dan difokuskan hanya pada daerah penelitian saja.

Ada beberapa variasi metode yang dapat digunakan dalam analisis spektral dekomposisi antara lain *Short Time Fourier* (STFT), *Continuous Wavelet Transform* (CWT), dan *Hilbert-Huang Transform* (HHT) (Chopra, 2016). Tapi pada penelitian ini akan digunakan metode *Continuous Wavelet Transform* (CWT). Metode ini pada prinsipnya mencari kecocokan antara sinyal inputan (*wavelet*) dengan data seismik, yaitu dengan cara melakukan *stretch and squeeze (scaling)* sinyal masukan tersebut dan mengkorelasikannya sepanjang waktu dengan data seismik (Sinha, 2003).

HASIL DAN DISKUSI

Tahapan penelitian diawali dengan pengikatan data sumur ke dalam seismik. Posisi *well top* pada sumur digunakan sebagai referensi penarikan marker pada seismik (Tabel 1). Data ini dihasilkan dari pemboran yang menunjukkan kedalaman dan ketebalan dari masing-masing lapisan/*seam* batubara. Terlihat pada lumping variasi kedalaman dan ketebalan tiap masing-masing tempat berbeda. Seam-D memiliki ketebalan 10,7 meter pada sumur UCG-7 dan merupakan lapisan paling tebal dibanding dengan lapisan batubara yang lain.

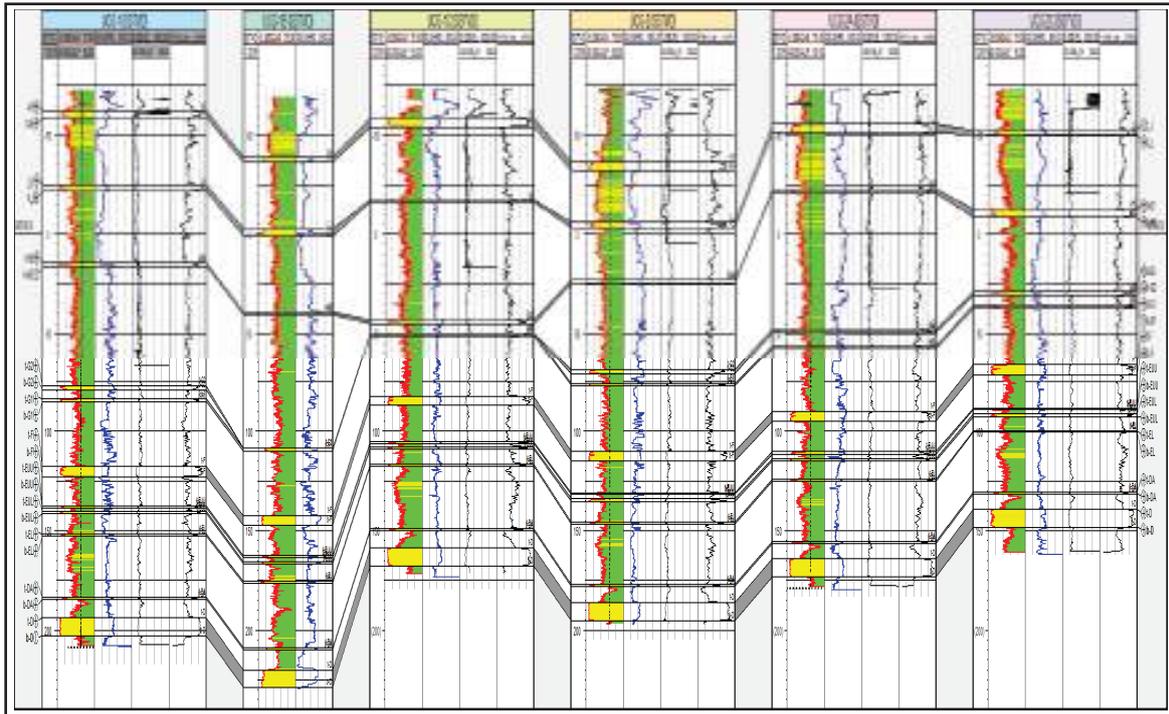
Proses *well tie to seismic* dilakukan pada 12 data sumuran yang ada di daerah penelitian. Data log sumuran seperti data *sonic* dan *density* digunakan dalam proses ini. Hasil proses *well tie to seismic* pada daerah penelitian terlihat cukup baik dengan ditandai posisi titik *well top* antara satu sumur dengan sumur yang lain dapat dikorelasikan berdasarkan interpretasi lapisan pada reflektor seismik. Model penampang mengenai proses *well tie to seismic* di daerah penelitian dapat dilihat pada Gambar 4.

Penarikan lapisan dilakukan pada dua lapisan batubara yang mempunyai ketebalan yang signifikan yaitu lebih dari 5 meter. Hasil lumping pemboran, didapatkan *coal seam* D dan F memiliki variasi ketebalan yang paling besar dibandingkan dengan lapisan batubara yang lain. *Coal seam* D memiliki ketebalan rata-rata 10 meter dan *coal seam* F memiliki ketebalan 5 meter. Model pelamparan kedua lapisan batubara tersebut secara umum berkembang di daerah penelitian. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 5 yang menunjukkan hasil interpretasi seismik komposite lintasan A-B yang melewati sumuran. Terlihat pada penampang, *coal seam* D dan F mengalami pendalaman ke bagian selatan. Proses penarikan marker seismik pada *coal seam* D dan F relatif berada di posisi *zero phase* dengan ketegasan reflektor yang cukup baik. Beberapa bagian reflektor mengalami penipisan dan kadang menghilang, hal ini menunjukkan kemenerusan dari lapisan batubara tidak menyebar secara merata di daerah penelitian. Fenomena penipisan dan ketidakmenerusan lapisan batubara seperti ini nanti akan dapat terlihat pada hasil analisis CWT.

Kondisi struktur dan perlapisan batubara di daerah penelitian juga dapat dilihat dengan menggunakan hasil interpretasi data seismik. Gambar 6 menunjukkan model penampang seismik C-D berarah barat-laut-tenggara di daerah penelitian. Terlihat adanya struktur homoklin yang menunjukkan kemiringan perlapisan batuan mengarah ke satu sisi dengan sudut relative lebih dari 30°.

Setelah dilakukan interpretasi marker seismik, langkah berikutnya adalah membuat peta kontur struktur. Peta ini merupakan cerminan konfigurasi model bawah permukaan lapisan batubara di daerah penelitian. Hasil pemetaan pada lapisan D dan F menunjukkan pola struktur homoklin dengan kemiringan lapisan relatif ke arah baratdaya. Pola-pola sesar tidak dijumpai pada daerah penelitian, sehingga sebaran dan kemenerusan lapisan batubara cukup dapat diamati perkembangannya. Seiring dengan pembuatan peta kontur struktur, dibuat pula peta *continuous wavelet transform* (CWT) dengan target lapisan batubara Lapisan D dan F. Tujuan pembuatan peta ini adalah untuk memberikan gambaran mengenai kondisi sebaran *coal seam* yang relatif memiliki ketebalan tipis (antara 5-10 meter).

Hasil pemetaan *continuous wavelet transform* (CWT) *coal seam* D kemudian ditampalkan/*overlay* dengan peta kontur struktur kedalaman guna



Gambar 3
Korelasi lapisan batupara pada data sumuran.

Tabel 1
Lumping well top lapisan batubara

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-1 (1C)	256.00	18.27	22.10	3.83	K
UCG-1 (1C)		58.90	60.10	1.20	J
UCG-1 (1C)		119.60	121.50	1.90	G2
UCG-1 (1C)		126.50	127.90	1.40	G1
UCG-1 (1C)		158.70	163.50	4.80	F
UCG-1 (1C)		181.70	182.55	0.85	EUU
UCG-1 (1C)		184.20	185.30	1.10	EUL
UCG-1 (1C)		193.00	194.00	1.00	EL
UCG-1 (1C)		225.30	226.40	1.10	DA
UCG-1 (1C)		235.20	144.30	9.10	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-2 (1)	293.00	50.30	53.42	3.12	K
UCG-2 (1)		90.00	91.57	1.57	J
UCG-2 (1)		152.30	154.62	2.32	G2
UCG-2 (1)		159.10	160.75	1.65	G1
UCG-2 (1)		192.80	198.10	5.30	F
UCG-2 (1)		212.80	214.05	1.25	EUU
UCG-2 (1)		215.30	216.85	1.55	EUL
UCG-2 (1)		227.15	227.90	0.75	EL
UCG-2 (1)		258.95	259.98	1.03	DA
UCG-2 (1)		268.83	278.30	9.44	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-3 (1B)	313.50	33.30	36.00	2.70	L
UCG-3 (1B)		69.40	73.10	3.70	K
UCG-3 (1B)		111.70	112.90	1.20	J
UCG-3 (1B)		180.60	182.20	1.60	G1
UCG-3 (1B)		214.70	219.70	5.00	F
UCG-3 (1B)		235.00	236.00	1.00	EUU
UCG-3 (1B)		238.00	239.30	1.30	EUL
UCG-3 (1B)		247.50	248.50	1.00	EL
UCG-3 (1B)		281.30	282.20	0.90	DA
UCG-3 (1B)		292.40	301.00	8.60	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-4 (2C)	238.00	23.42	25.80	2.38	K
UCG-4 (2C)		63.13	67.00	3.88	J
UCG-4 (2C)		105.10	106.75	1.65	G2
UCG-4 (2C)		111.40	112.75	1.35	G1
UCG-4 (2C)		142.00	147.70	5.70	F
UCG-4 (2C)		164.10	165.00	0.90	EUU
UCG-4 (2C)		167.10	168.40	1.30	EUL
UCG-4 (2C)		175.40	176.40	1.00	EL
UCG-4 (2C)		206.47	207.40	0.93	DA
UCG-4 (2C)		215.10	224.17	9.07	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-5 (2A)	258.55	19.20	23.98	4.78	L
UCG-5 (2A)		52.10	54.72	2.62	K
UCG-5 (2A)		123.19	124.82	1.63	G2
UCG-5 (2A)		131.50	132.97	1.47	G1
UCG-5 (2A)		165.18	170.23	5.05	F
UCG-5 (2A)		185.59	186.76	1.17	EUU
UCG-5 (2A)		188.78	190.00	1.22	EUL
UCG-5 (2A)		199.10	200.10	1.00	EL
UCG-5 (2A)		230.50	231.30	0.80	DA
UCG-5 (2A)		239.22	248.40	9.18	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-6 (2)	313.50	33.30	36.00	2.70	L
UCG-6 (2)		69.40	73.10	3.70	K
UCG-6 (2)		111.70	112.90	1.20	J
UCG-6 (2)		180.60	182.20	1.60	G1
UCG-6 (2)		214.70	219.70	5.00	F
UCG-6 (2)		235.00	236.00	1.00	EUU
UCG-6 (2)		238.00	239.30	1.30	EUL
UCG-6 (2)		247.50	248.50	1.00	EL
UCG-6 (2)		281.30	282.20	0.90	DA
UCG-6 (2)		292.40	301.00	8.60	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-7	275.15	19.40	22.58	3.18	J
UCG-7		63.30	64.50	1.20	H2
UCG-7		121.60	123.60	2.00	G2
UCG-7		130.60	132.30	1.70	G1
UCG-7		168.00	173.50	5.50	F
UCG-7		189.40	190.40	1.00	EUU
UCG-7		193.70	194.80	1.10	EUL
UCG-7		202.05	203.00	0.95	EL
UCG-7		239.40	240.30	0.90	DA
UCG-7		249.30	260.00	10.70	D

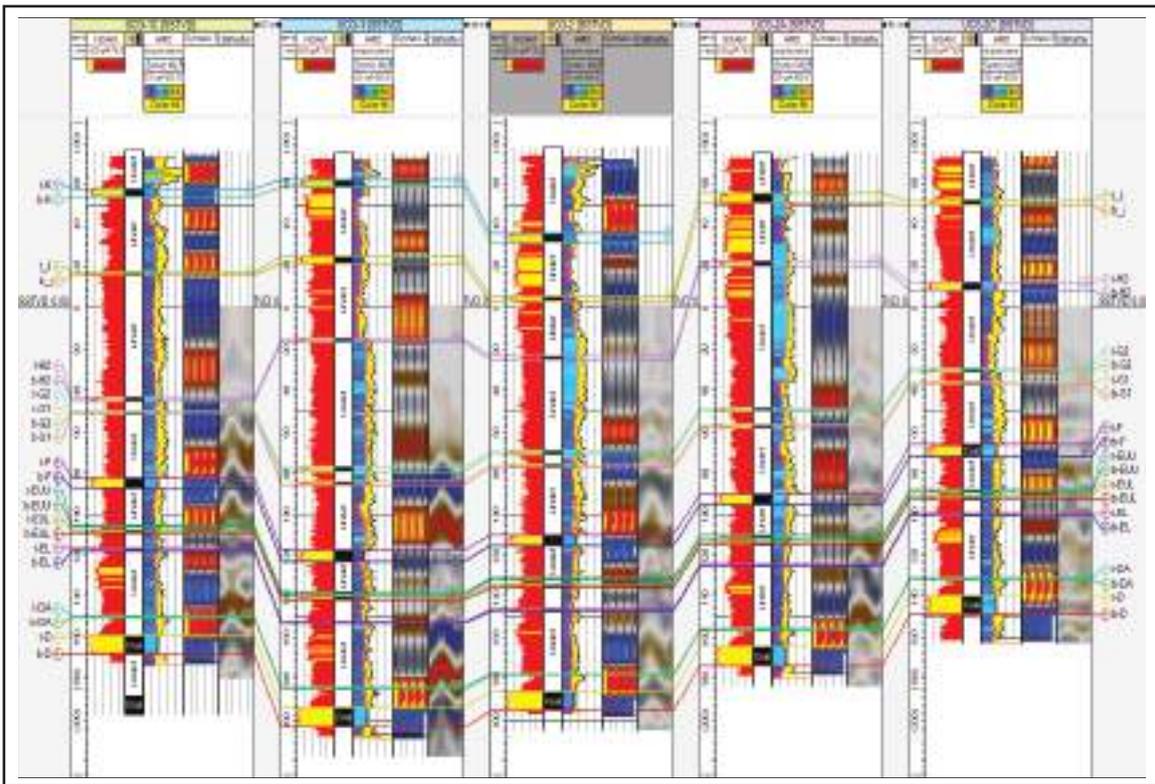
Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-8	365.15	30.55	34.80	4.25	L
UCG-8		63.88	66.75	2.87	K
UCG-8		140.46	142.02	1.56	H2
UCG-8		205.50	207.56	2.06	G2
UCG-8		214.13	215.62	1.49	G1
UCG-8		251.13	252.30	1.17	F
UCG-8		267.90	269.35	1.45	EUU
UCG-8		273.10	274.24	1.14	EUL
UCG-8		280.55	282.45	1.90	EL
UCG-8		293.51	294.63	1.12	DA

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-9	290.150	54.65	58.40	3.75	J
UCG-9		92.30	93.55	1.25	H2
UCG-9		149.00	150.15	1.15	G2
UCG-9		158.20	159.70	1.50	G1
UCG-9		191.30	196.30	5.00	F
UCG-9		207.20	208.45	1.25	EUU
UCG-9		211.80	213.20	1.40	EUL
UCG-9		219.05	220.15	1.10	EL
UCG-9		251.36	252.45	1.09	DA
UCG-9		260.00	268.10	8.10	D

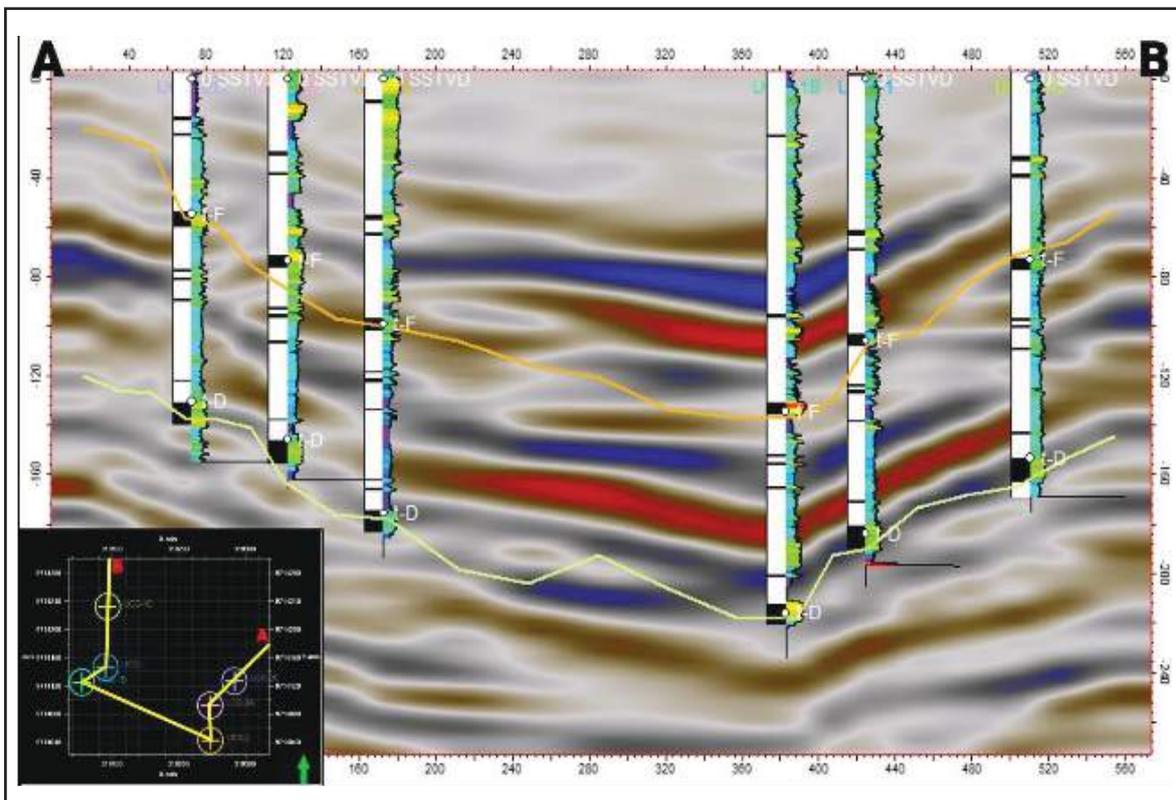
Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-10	301	8.30	12.30	4.00	L
UCG-10		40.10	42.80	2.70	K
UCG-10		71.35	76.10	4.75	J
UCG-10		110.80	111.70	0.90	H2
UCG-10		166.20	168.00	1.80	G2
UCG-10		175.40	176.70	1.30	G1
UCG-10		208.30	213.00	4.70	F
UCG-10		225.00	225.80	0.80	EUU
UCG-10		229.45	230.80	1.35	EUL
UCG-10		238.20	239.20	1.00	EL
UCG-10		269.70	270.70	1.00	DA
UCG-10		279.20	288.00	8.80	D

Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-11	311	13.30	18.30	5.00	L
UCG-11		45.90	48.75	2.85	K
UCG-11		77.80	83.40	5.60	J
UCG-11		117.10	118.20	1.10	H2
UCG-11		173.40	175.30	1.90	G2
UCG-11		181.30	182.70	1.40	G1
UCG-11		214.00	218.65	4.65	F
UCG-11		231.70	232.60	0.90	EUU
UCG-11		236.60	237.70	1.10	EUL
UCG-11		245.38	246.30	0.92	EL
UCG-11		278.40	278.70	0.30	DA
UCG-11		285.30	294.40	9.10	D

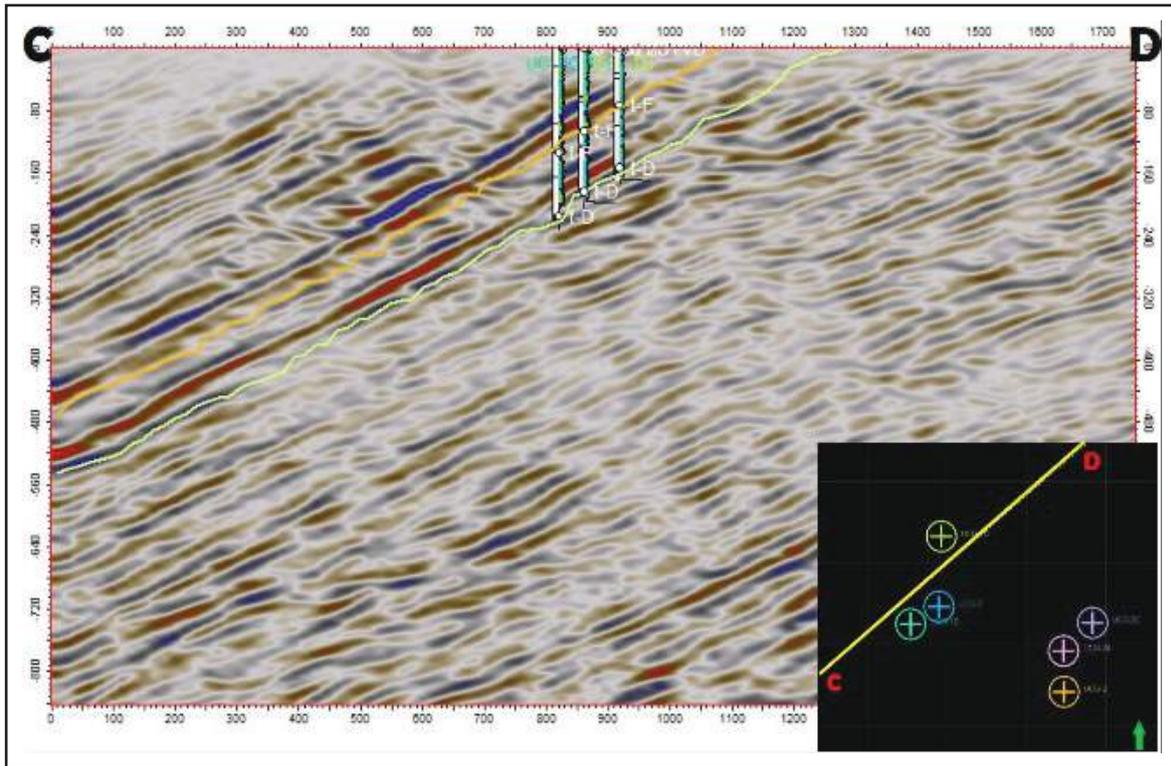
Hole ID	Total Depth	Coal Interval			Seam
		From	To	Thick	
UCG-12	289.2	16.80	19.00	2.20	L
UCG-12		50.00	53.50	3.50	K
UCG-12		75.45	82.50	7.05	J
UCG-12		115.95	117.10	1.15	H2
UCG-12		173.00	173.18	0.18	G2
UCG-12		178.40	179.80	1.40	G1
UCG-12		212.10	217.40	5.30	F
UCG-12		227.85	229.47	1.62	EUU
UCG-12		232.50	233.60	1.10	EUL
UCG-12		241.00	241.80	0.80	EL
UCG-12		272.50	273.40	0.90	DA
UCG-12		279.15	287.73	8.58	D



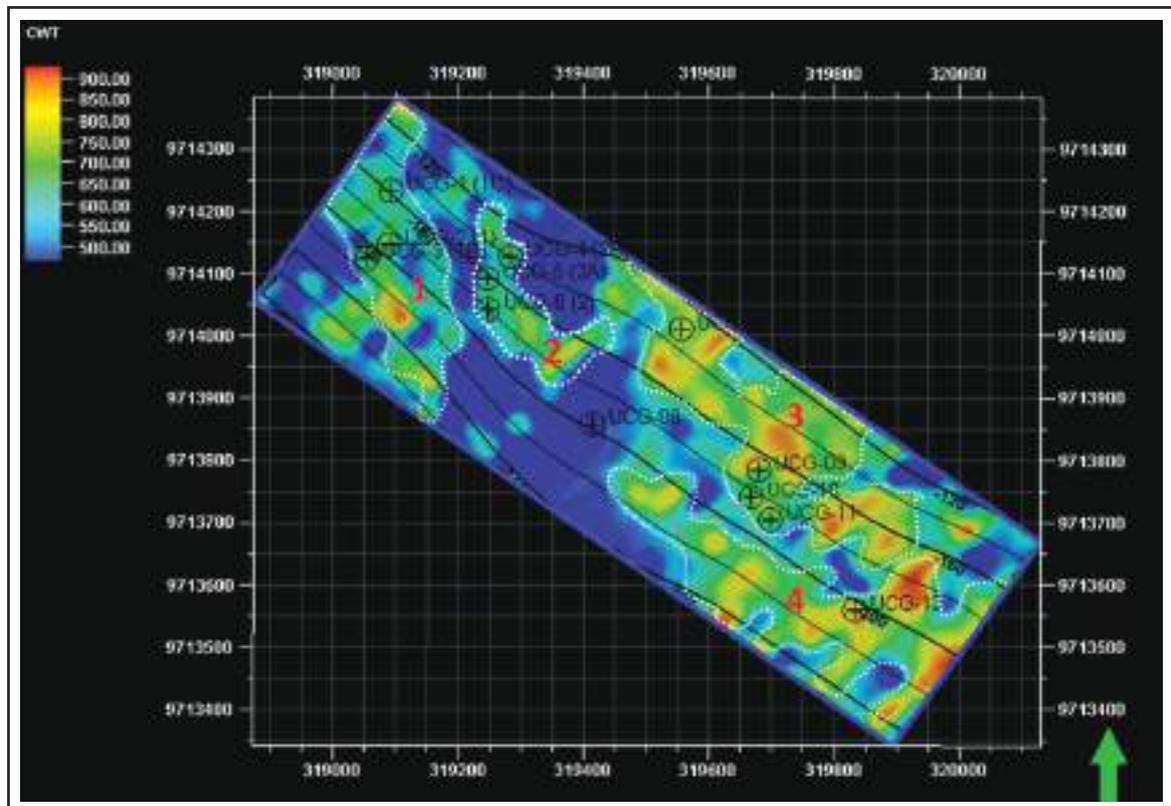
Gambar 4
Proses pengikatan data sumur pada seismik.



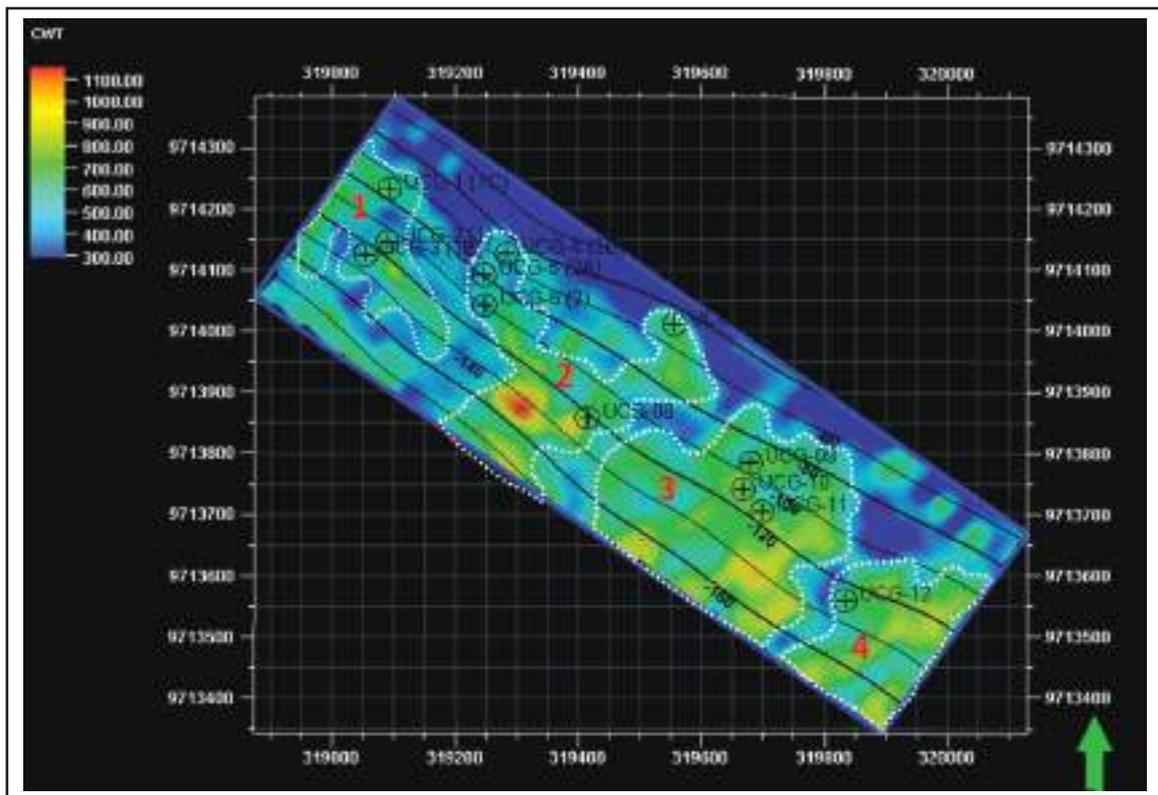
Gambar 5
Komposite seismik lintasan A-B.



Gambar 6
Penampang Seismik C-D



Gambar 7
Overlay peta kontur struktur dan CWT coal seam D.



Gambar 8
Overlay peta kontur struktur dan CWT *coal seam F*.

mengetahui pola sebaran dan kedalaman lapisan. Parameter frekuensi seismik yang digunakan pada lapisan ini dicoba pada beberapa nilai yaitu 25 hz, 41 hz dan 60 hz. Dari ketiga parameter tersebut, nilai 60 hz memberikan hasil yang baik dengan ditandai oleh kontras dan respon yang sensitive dibanding dengan pengambilan parameter frekuensi yang lain. Hasil pemetaan *continous wavelet transform* (CWT) terlihat adanya kontras warna, dimana nilai CWT yang tinggi menunjukkan sebaran dan pelamparan dari *coal seam D*. Penarikan batas *boundary* pada peta *continous wavelet transform* (CWT) dilakukan secara kualitatif dengan memperhitungkan pola sebaran dan kontras frekuensi pada peta. Secara umum didapatkan 4 klaster dari barat laut ke tenggara yaitu klaster 1, 2, 3, dan 4. Gambar 7 terlihat adanya penebalan *coal seam D* berada di sekitar Sumur UCG-7, di sebelah utara dan timur UCG-9, UCG-10, UCG-11, serta disekitar UCG-12. Lapisan batubara yang memiliki nilai CWT tinggi relative dapat dijumpai pada kedalaman 150 mss dan berada dibagian tengah daerah penelitian.

Kemudian pada peta *continous wavelet transform* (CWT) lapisan batubara F dapat diperlihatkan pada

Gambar 8. Peta ini merupakan *overlay* peta CWT dengan peta kontur struktur kedalaman. Parameter frekuensi seismik yang digunakan pada lapisan ini diambil 60 hz seperti dengan *coal seam D* karena sama-sama menghasilkan kontras dan respon yang sensitive. Hasil analisis menunjukkan *coal seam D* didapatkan 4 klaster dari barat laut ke tenggara. Pemetaan *continous wavelet transform* (CWT) terlihat adanya penebalan *coal seam F* berada disebelah barat UCG-8 (klaster 2), di sebelah selatan UCG-11 (klaster 3), dan disebelah timur UCG-12 (klaster 4). Daerah-daerah yang memiliki kontras CWT yang baik rata-rata berada pada kedalaman 140 mss.

KESIMPULAN DAN SARAN

Metode spektral dekomposisi sangat berguna untuk melihat sebaran batubara dengan ketebalan batubara 5-10 m dengan frekuensi data seismik yang diperoleh untuk mencapai ketebalan zona target adalah 60 Hz.

Adanya area prospek untuk pemboran baru di zona *coal seam* D di bagian selatan dan utara daerah penelitian.

Trens atribut dekomposisi spektral di daerah penelitian menggambarkan trens sebaran *Seam* F dan D yang divalidasi dengan penetrasi data sumur di zona batubara.

Daerah penelitian cukup prospek untuk dikembangkan pada target energy unconventional seperti CBM dan UCG, karena hamparan batubara yang terus menerus meluas menuju NW-SE.

Perlu dilakukan pembuktian pada zona-zona target yang memiliki nilai CWT yang tinggi guna mengetahui kondisi sebaran dan ketebalan *coal seam* D dan F.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dalam penyusunan dan penulisan jurnal ini. Terkhusus kepada TIM UCG Lemigas dan Tekmira yang sudah mendukung dalam kelengkapan data bawah permukaan.

DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
CWT	continuous wavelet transform	
LAF	Lahat Formartion	
TAF	Talang Akar Formation	
BRF	Baturaja Formation	
GUI	Gumai Formation	
ABF	Ari Benakat Formation	
MEF	Muara Enim Formation	
KAF	Kasai Formation	
STFT	Short Time Fourier	
HHT	Hilbert-Huang Transform	
UCG	underground coal gasification	

KEPUSTAKAAN

- APEC Secretariat**, 2013. APEC Energy Demand and Outlook 5th Edition, Asia Pacific Energy Research Centre, Japan: Institute of Energy Economics.
- Castagna, J. & Sun, S.**, 2006. Comparison of spectral decomposition methods. *First Break*, 24(3), pp. 75-79.
- Chopra, S. & Marfurt, K. J.**, 2016. Spectral decomposition and spectral balancing of seismic data. *The Leading Edge*, 35(2), pp. 176-179.
- LEMIGAS**, 2005. Evaluasi prospek dan Lead serta Play Konsep Cekungan Palembang Selatan. Laporan Proyek Penemuan Cadangan Migas, Jakarta: LEMIGAS.
- Sinha, S. K., Routh, P. S., Anno, P. D. & Castagna, J. P.**, 2003. Time-frequency attribute of seismic data using continuous wavelet transform. in 2003 SEG Annual Meeting, Society of Exploration Geophysicists, pp. 1481-1484.
- Sitompul, N., Rudiyanto, Wirawan, A. & Zaim, Y.**, 1992. Effects of Sea Level Drops During Late Early Miocene to The Reservoirs in South Palembang Sub Basin, South Sumatra, Indonesia. Jakarta, Indonesian Petroleum Association (IPA).
- Sugiyono, A., Permana, A. D., Boedoyo, M. S. & Adiarso**, 2013. Outlook Energi Indonesia 2013, Jakarta: Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi (PTPSE) - Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT).