



Tingkat Diagenesis dan Potensi Serpilh Hidrokarbon Formasi Keruh di Daerah Kuantan Singingi, Provinsi Riau Sumatera Tengah

Diagenesis Stage and Hydrocarbon Shale Potential of Keruh Formation in Kuantan Singingi, Riau Province, Central Sumatera

Zulfa Tiara¹, Eko Bayu P.¹ dan Moh. Heri Hermiyanto Z.²

¹Universitas Jenderal Soedirman, Jl Profesor DR. HR Boenyamin No.708, Dukuhbandong, Grendeng, Kec. Purwokerto Utara, Kabupaten Banyumas, Jawa Tengah 53122

²Pusat Survei Geologi, Jl.Diponegoro no.57 Bandung
email: herzoelianto@gmail.com

Naskah diterima: 01 Desember 2021, Revisi terakhir: 25 Desember 2021, Disetujui: 25 Desember 2021, Online: 28 Desember 2021
DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v22.4.239-248>

Abstrak - Penelitian ini difokuskan pada batuan di Formasi Keruh yang dianggap berpotensi sebagai serpilh hidrokarbon (serpilh minyak dan serpilh gas) pada Formasi Keruh yang berumur Eosen – Oligosen. Pada daerah barat laut lokasi penelitian (Manunggal, Nusariau, dan Makarya) mempunyai batuan yang berpotensi sebagai serpilh minyak, serpilh gas, serpilh minyak & gas. Pada daerah tenggara daerah penelitian (Prk. TBS dan Sitiung) memiliki batuan yang berpotensi sebagai serpilh minyak saja. Tingkat diagenesis batuan sumber hidrokarbon Formasi Keruh termasuk ke dalam tingkat diagenesis kelompok II atau setara dengan Mesogenetik matang A. Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3.000 m, dan menghasilkan temperatur purba sampai dengan 90°C

Katakunci: Diagenesis, Formasi Keruh, hidrokarbon, serpilh.

Abstract - This research focused on rocks in the Keruh Formation which are considered to have potential as shale hydrocarbon (oil shale and gas shale) in the Eocene - Oligocene Keruh Formation. In the northwest area, the research locations (Manunggal, Nusariau, and Makarya) have rocks potency for oil shale, shale gas, oil & gas shale. Whereas in the sutheast area (Prk. TBS and Sitiung) have rocks that have the potential to be only oil shale. Diagenetic stage of the hydrocarbon source rock of Keruh Formation is included to stage II which is equivalent to a Mesogenetics mature A. This diagenetic process was burial diagenesis with having the depth up to 3,000 m, and paleotemperature up to 90°C

Keyword: Diagenesis, Keruh Formation, hydrocarbon, shale.

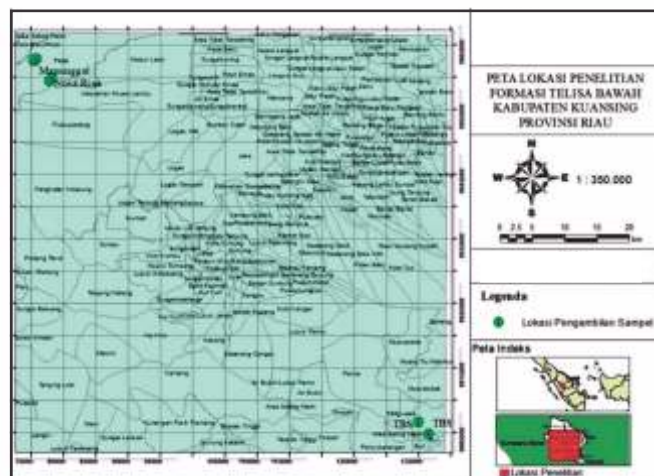
PENDAHULUAN

Serpit minyak dan gas merupakan batuan sumber hidrokarbon yang nilai ekonominya menjadi semakin kompetitif sebagai salah satu bahan energi alternatif minyak bumi. Indonesia yang memiliki cekungan sedimen dengan potensi minyak dan gas, salah satunya Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan cekungan belakang (*back-arc basin*) Paleogen sebagai salah satu cekungan penghasil minyak dan memiliki kualitas minyak bumi yang sangat baik. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk akibat penunjaman lempeng Samudera Hindia yang bergerak relatif ke arah utara menerobos ke bawah lempeng Benua Asia, berbentuk asimetri yang berarah baratlaut-tenggara. Secara administrasi lokasi penelitian berada di Kabupaten Kuantan Singingi Provinsi Riau, dan termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah. Penelitian ini dilakukan pada tahun 2003, 2020 dan 2021. Mengingat luas dan beratnya medan di sebagian besar singkapan batuan sedimen yang mengandung serpih di Formasi Keruh (Gambar 1), maka penelitian dikonsentrasikan di dua Kawasan, yaitu sekitar Muara Lembu mencakup Lapangan batubara PT. Manunggal (9962669mN-743469mE dan 9962669mN-743469mE), PT. Nusariau (9959513mN-745891mE), daerah Makarya dan Lumbuk Jambi mencakup Kawasan perkebunan sawit TBS (9906702mN-802864mE), Sitiung (9904804mN-804481mE). Pengamatan dikhususkan pada singkapan-singkapan yang dapat mewakili urutan sikuen sedimen Formasi Keruh.

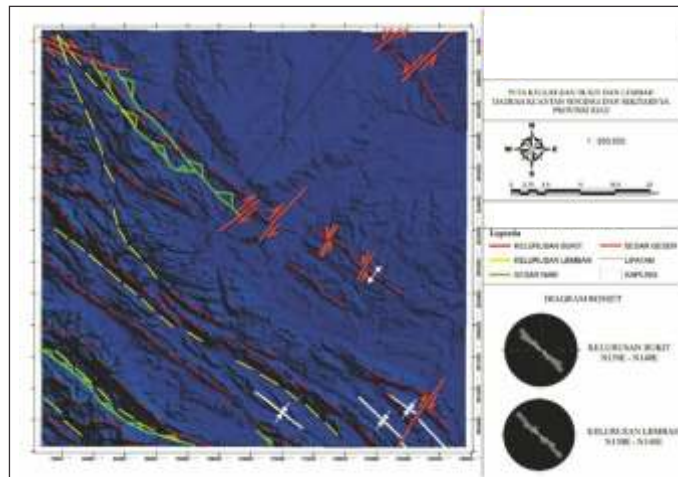
Tujuan Penelitian ini adalah: a) mengidentifikasi potensi batuan induk pada Formasi Keruh berdasarkan analisis kuantitas dan kualitas

hidrokarbon, dan b) mengetahui hubungan antara diagenesis, reflektan vitrinit, dan kematangan batuan pembawa hidrokarbon

Pembentukan Sub-Cekungan Kuansing menurut Heidrick & Aulia (1993) tektonostratigrafi daerah penelitian merupakan tektonik pada episode tektonik F1 (fase rifting Eosen Oligosen). Berdasarkan konsep tektonik lempeng regional, aktifitas tektonik ditandai dengan tumbukan Lempeng Samudera Hindia terhadap Lempeng Benua Asia yang menghasilkan gaya transtensional hampir di seluruh Lempeng Sunda, menyebabkan sistem pemekaran kerak benua yang menghasilkan rangkaian geometri *graben* dan *half graben*. Berdasarkan hasil analisis peta SRTM (*shuttle radar topografi mission*; Gambar 2) pola orientasi arah kelurusan pada daerah penelitian berarah baratlaut-tenggara. Jadi dapat diinterpretasikan struktur geologi yang berkembang pada daerah penelitian merupakan reaktifasi tektonik Fase F3 (fase kompresional Miosen) yang membentuk struktur geologi sesar naik dengan tren baratlaut-timurlaut yang sesuai jika dikolerasikan dengan Peta Geologi Lembar Solok, Sumatera (Silitonga & Kastowo, 1995). Berdasarkan analisis palinologi, Kusumahbrata & Suwarna (2003; Gambar 3) dikenal satuan Formasi Eosen – Oligosen Keruh tersebar baik di bagian barat wilayah Kuantan Singingi tepi baratdaya Cekungan Sumatera Tengah dan berada di bawah Formasi Telisa yang mungkin berkolerasi dengan bagian Kelompok Pematang Cekungan Sumatera Tengah dan Formasi Kalesa di Pegunungan Tiga Puluh. Formasi tersebut tersusun oleh konglomerat, batupasir berlapis di bagian bawah, batulumpur berselang-seling dengan lapisan batubara di bagian tengah, dan lapisan batulumpur berwarna abu-abu tua hingga kehitaman kaya material organik di bagian atas.



Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian yang secara administratif terletak di Kabupaten Kuantan Singingi Riau.



Gambar 2. Peta kelurusan dan tektonik daerah penelitian.

PERIOD	EPOCH	SIMBOL	LITHOLOGY
Quaternary	Holocene	Alluvium	Boulders, Gravel, sand and clay
	Pleistocene		
Tertiary	Pliocene	Palembang Fm	Claystone to Sandy Claystone, Sandstone with a lignite intercalations, tuff
	Oligocene	Keruh Fm	Composed of conglomerate and well-bedded sandstone, mudstone interbedded and coal seams
	Paleocene	Hiatus	
Cretaceous	Tuhur Fm	Shale, Limestone, Conglomeratic, radiolarian chert. Intruded by Triassic-Jurassic granitic rock	
Permian - Carboniferous	Kuantan Fm	Shale, Limestone, Conglomeratic, radiolarian chert. Intruded by Triassic-Jurassic granitic rock	

Sumber: dimodifikasi dari Heidrick & Aulia, 1993, dalam Kusumabrata & Suwarna, 2003.

Gambar 3. Stratigrafi regional daerah Kuantan Singingi, Cekungan Sumatera Tengah.

METODOLOGI

Analisis metode pemerolehan data laboratorium yang digunakan adalah dengan metode analisis *X-ray Diffraction (XRD)*, *Scanning Electron Microscopy (SEM)*, dan material organik *dispersed organic matter (DOM)* dalam sedimen klastik halus, dan *rock-eval analysis* yang telah dilakukan oleh proyek penelitian geologi sumber daya energi dan mineral (Kusumabrata & Suwarna, 2003; Heryanto dkk., 2004a,b; Heryanto, 2006).

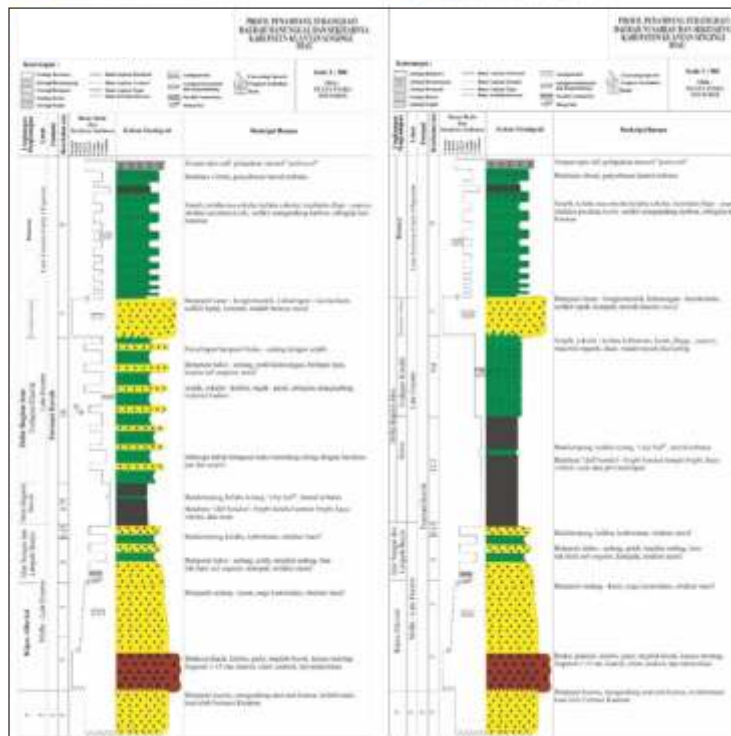
HASIL PENELITIAN

Stratigrafi Daerah Penelitian

Pengukuran stratigrafi di tiga lokasi yang ditelusuri diharapkan dapat mewakili batuan sedimen di daerah penelitian, yaitu: Manunggal, Nusariau dan Perkebunan TBS (Gambar 4). Berdasarkan

penampang terukur yang diteliti, dijumpai dua sikuen serpih yang cukup tebal dengan ketebalan antara 8-28 m di daerah Manunggal dan Nusa Riau, sedangkan di areal PT. TBS hanya dijumpai beberapa lapisan tipis serpih berselang-seling dengan lapisan batubara. Hasil penelitian lapangan menunjukkan bahwa urutan fasies batuan dari tua ke muda dapat berubah secara mendadak atau bertahap, tersusun oleh:

Perlapisan tebal breksi aneka bahan berwarna kelabu di bagian bawah, ditutupi oleh perlapisan tebal batupasir berbutir sedang sampai kasar berwarna ungu kemerahan. Breksi umumnya bersifat padu, terpilah buruk, kemas tertutup, dengan fragmen berukuran 1-15 cm terdiri atas kuarsit, rijang, andesit dan batupasir terkersikkan. Sebagian perlapisan batupasir berlapis tebal menunjukkan struktur amalgamasi yang ditandai dengan batas kontak perlapisan kurang jelas. Hasil analisis petrografi sampel batupasir Manunggal (YK/06A) menunjukkan batupasir sublitarenit berwarna kelabu,



Gambar 4b. Profil penampang stratigrafi Daerah Kuantan Singingi.

Di Kuari Manunggal dan Nusa Riau, di atas sikuen klastik halus terdapat perlapisan tebal batupasir beramalgamasi, berbutir kasar sampai konglomeratik, berwarna kekuningan sampai kecoklatan, agak lapuk, kompak, dan mudah hancur. Sikuen batupasir ini menunjukkan kontak erosional terhadap batuan klastik halus (serpih) di bawahnya. Perlapisan batupasir berbutir kasar ampai sangat kasar, dan sebagian konglomeratan berlapis tebal tersebut umumnya tidak memperlihatkan struktur sedimen sehingga dapat diklasifikasikan sebagai batupasir masif. Bagian atas dari sikuen sedimen mengandung serpih, baik di daerah Manunggal, Nusa Riau maupun daerah TBS lebih didominasi oleh perselingan monoton serpih dan batulanau yang membentuk sekuen yang cukup tebal. Bagian akhir sikuen perlapisan ditandai dengan munculnya sisipan tipis tufan yang telah mengalami pelapukan intensif sehingga membentuk lapisan tipis *paleosol*. Secara keseluruhan ketebalan dari sekuen ini diperkirakan sekitar 35 m.

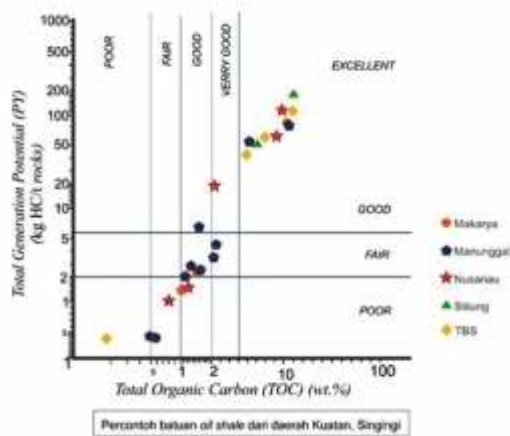
Kuantitas dan Kualitas Batuan Induk Hidrokarbon

Evaluasi potensi *oil shale* dan *gas shale* di daerah penelitian ditinjau dari aspek kuantitas dan kualitas material organik dilakukan berdasarkan hasil

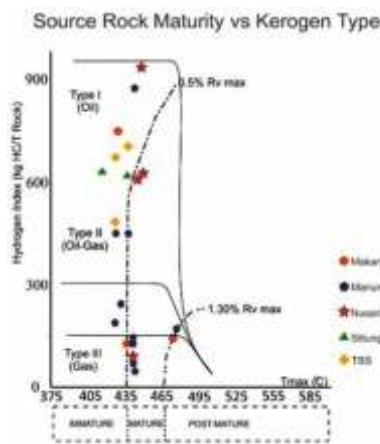
analisis geokimia material organik pada 18 sampel batuan induk yang diambil dari sampel permukaan pada daerah; Makarya, Manunggal, Nusa riau, Sitiung, dan Prk. TBS. Metode yang digunakan dalam analisis geokimia tersebut terdiri atas analisis karbon organik total (TOC), *rock-eval pirolisis*, tipe kerogen, dan analisis reflektansi vitrinit.

Kuantitas Material Organik

Kuantitas material organik batuan induk Formasi Keruh, dengan menginterpretasi data hasil analisis geokimia material organik pada 18 sampel batuan induk yang diambil dari sampel permukaan. Berdasarkan hasil analisis data TOC vs. PY (Tabel 1; Gambar 5 & 6) menunjukkan secara keseluruhan batuan induk tersebut berpotensi menghasilkan hidrokarbon karena telah memenuhi jumlah minimal kandungan material organik untuk mampu membentuk dan mengekspulsi hidrokarbon ketika matang. Secara garis besar potensi batuan induk pada daerah penelitian tergolong bagus (*good*) sampai istimewa (*excellent*) bernilai 1,35 wt% - 27,33 wt%. Hal tersebut didukung dengan batuan induk yang mampu memproduksi hidrokarbon termasuk ke dalam kategori rendah (*fair*) sampai istimewa (*excellent*) bernilai 0,22 kg/t – 186,75 kg/ton batuan.



Gambar 5. Hasil plotting pada diagram TOC vs PY.



Gambar 6. Hasil plotting pada diagram HI vs Tmax.

Tabel 1. TOC dan data pirolisis sampel bauan dari Kuantan - Singingi, Riau (Heryanto, 2006)

No	Sample No (03)	Lithology	Area (Coalfield)	TOC %	S1 kg/t	S2 kg/t	PY kg/t	PI	Tmax °C	HI	EXINITE %	Rv %
1.	ES 16 L	Shale, black	Makarya	10.91	1.93	82.60	84.53	0.02	430	757	5.2	0.25
2.	ES 16 M	Sh, lt.gy-dkgy, lam		1.2	0.04	1.47	1.51	0.03	471	144	1.6	0.45
3.	ES 16 N	Sh, dkgy, lam.		1.60	0.13	2.06	2.19	0.06	435	129	0.2	0.27
4.	RH 15 E	Sh,brnshgy-gy, lam	Manunggal	0.59	0.06	0.42	0.48	0.13	440	72	0.2	0.42
5.	RH 17 F	Sh, ltgy-dkgy		0.68	0.06	0.37	0.43	0.14	441	55	-	-
6.	RH 15 G	Sh, gy		1.35	0.17	1.85	2.02	0.08	440	137	-	0.46
7.	RH 15 J	Sh, ltgy - dkgy		1.86	0.15	2.24	2.57	0.06	440	130	1.4	0.49
8.	NS 16 A	Sh, blk.	Nusariau	2.99	0.66	18.44	19.10	0.03	446	616	1.0	0.26
9.	NS 16 C	Sh, blk.		12.24	0.98	115.86	116.84	0.01	449	946	1.6	0.38
10.	NS 16 E	Sh, blk		9.91	0.42	62.94	63.36	0.01	451	635	0.6	0.42
11.	NS 19 A	Sh, ltgy - dkgy		0.88	0.06	1.00	1.06	0.06	TDD	114	-	0.57
12.	NS 19 D	Sh, gy.		1.35	0.06	1.45	1.51	0.04	440	93	0.8	0.66
13.	ES 13 A	Sh, brshgy-brn, calc	TBS	6.20	0.21	42.88	43.09	0.00	438	692	7.4	0.47
14.	ES 13 H	Clst, dkgy, carb.		8.48	4.31	55.36	59.67	0.07	426	653	4.8	0.35
15.	RH 12 A	Clst, palegy, slty		0.20	0.06	0.25	0.31	0.19	TDD	124	-	0.19
16.	RH 13 C	Coaly shale, blk	Situng	23.80	2.67	116.04	118.61	0.02	425	488	3.8	0.35
17.	NS 13 A	Clst, ltgy-dkgy, carb		27.33	12.75	174	186.75	0.07	417	637	1.8	0.30
18.	NS 13 C	Sh, brshgy-brn, calc		7.89	0.21	49.10	49.31	0.00	437	623	5.4	0.35

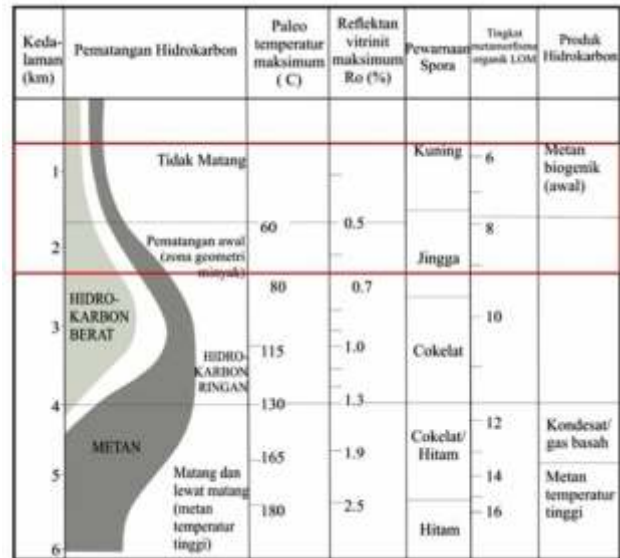
Kualitas Material Organik

Kualitas material organik batuan induk Formasi Keruh, berdasarkan diagram Van Kravelen HI vs. TOC (Van Kravelen, 1950; Gambar 8) dari 18 sampel batuan induk yang dianalisis batuan induk berada pada kerogen tipe I yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa minyak (*oil prone*). Selanjutnya, batuan induk berada pada kerogen tipe III yang cenderung menghasilkan hidrokarbon berupa gas (*gas prone*), dan kerogen type II menghasilkan campuran minyak dan gas (*oil and gas prone*). Berdasarkan nilai TOC dan PY yang mencukupi, serta dilihat dari tipe material organiknya membuat 18 sampel di daerah penelitian berpotensi sebagai *oil shale* dan *gas shale*. Daerah Makarya, Manunggal, dan Nusariau memiliki batuan yang berpotensi sebagai *oil shale* sejumlah 7 sampel, *gas shale* sejumlah 3 sampel, dan *oil & gas shale* sejumlah 3 sampel. Pada daerah Prk. TBS dan Sitiung memiliki batuan yang berpotensi sebagai *oil shale* saja dengan jumlah 5 sampel. Jadi, dapat disimpulkan bahwa daerah barat laut pada daerah penelitian berpotensi *oil shale*, *gas shale*, dan *oil & gas shale*, sedangkan daerah tenggara pada daerah penelitian hanya berpotensi sebagai *oil shale* saja.

Kematangan Material Organik

Pengukuran reflektan maseral vitrinit yang terdapat secara tersebar (*dispersed organic matter*, DOM) merupakan parameter yang baik untuk mengetahui peran temperatur terhadap batuan sumber hidrokarbon dari kandungan bahan organik (kerogen). Selain itu, nilai reflektan vitrinit (Rv) digunakan sebagai acuan utama dalam penentuan tingkat kematangan material organik batuan induk. Hal ini dikarenakan metode reflektan vitrinit lebih bisa diandalkan jika dibandingkan dengan data pirolisis (Tmaks).

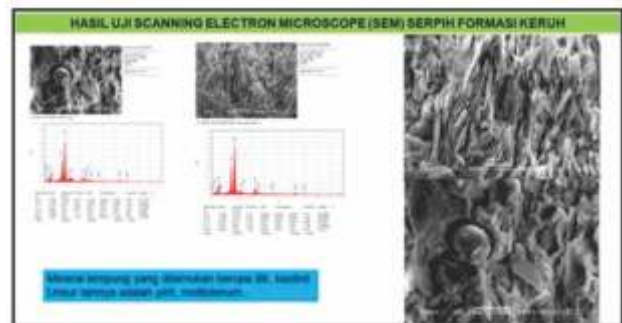
Nilai reflektan vitrinit minimum (Rv min) dari analisis DOM dalam sampel batuan sedimen Formasi Keruh berkisar (0,12-0,60 %), dan nilai reklektan vitrinit rata-rata (Rv) berkisar (0,19-0,66 %), sedangkan nilai reflektan vitrinit maksimum (Rv max) berkisar (0,26 -0,70 %). Korelasi umum diagram indeks pematangan organik (Kantsler dkk., 1987; Gambar 9), dengan nilai reflektansi vitrinit 0,19-0,66 % menunjukkan bahwa pematangan organik DOM pada sampel batupasir Formasi Keruh, dikategorikan sebagai belum matang hingga matang awal (zona geometri minyak), yang diyakini batuan sedimen telah tertimbun sekitar >2.500 m dengan paleotemperatur bawah permukaan mencapai ±80 °C.



Gambar 7. Korelasi umum diagram indeks pematangan organik (Kantsler dkk., 1987) yang menunjukkan tingkat kematangan dari serpih di daerah Kuansing (kotak merah).



Gambar 8. Diagram hubungan antara tingkat diagenesis dengan kedalaman timbunan (Burley dkk., 1987).



Gambar 9. Hasil foto dan EDX dari SEM terhadap serpih Formasi Keruh di daerah Petai (Maskur dkk., 2020).

Diagenesis

Scanning Electron Microscope (SEM) merupakan sebuah mikroskop yang sangat cocok digunakan dalam situasi yang membutuhkan pengamatan permukaan kasar dengan pembesaran berkisar antara 20-500.000 kali. Pengujian laboratorium SEM memberi gambaran umum jenis batuan yang dianalisis terhadap 12 sampel terpilih dari empat jenis litologi batuan; serpih, batulempung/batulumpur, batulempung pasiran, batupasir sangat halus yang posisi stratigrafinya berada di sekuen sedimen Formasi Keruh, Kuantan Singingi (Panggabean, 2003).

Pemeriksaan sampel batuan dengan SEM menunjukkan komposisi mineralogi serpih didominasi oleh mineral autigenik kaolin, sedangkan smektit dan illit relatif sedikit. Kehadiran pirit framboidal, kompaksi batuan dan beberapa oil droplet yang teridentifikasi pada batulumpur/batulempung menunjukkan adanya karakter diagenetik. Berdasarkan siklus diagenetik Schmidt & McDonald (1979), sampel batuan Formasi Keruh berada pada tingkatan mesodiagenetik awal hingga mesodiagenetik matang A, sedangkan berdasarkan skema diagenesis untuk batuan dasar (Burley dkk., 1987; Gambar 8).

Tingkat diagenesis Formasi Keruh termasuk ke dalam tingkat kelompok II. Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3.000 m, dan menghasilkan temperatur purba sampai dengan 90°C (Burley dkk., 1987). Sementara itu, menurut Maskyur dkk. (2020; Gambar 9) menunjukkan hasil SEM dari serpih Formasi Keruh yang menggambarkan terdapat pirit framboidal yang merupakan penciri lingkungan anoksik dan

merupakan lokasi yang mempunyai nilai TOC cukup tinggi. Struktur *crenulated* dari mineral lempung illit juga sangat terlihat dari gambar SEM serpih Formasi keruh tersebut. Tekstur itu menunjukkan tingkat deformasi terhadap serpih masih cukup rendah.

Indeks Kegetasan

Analisis XRD pada studi sedimentologi adalah menentukan tipe dan komposisi dari mineral berukuran halus (dalam bentuk matriks dan semen) yang tidak dapat dibedakan melalui pengamatan sayatan tipis dan hasil pelapukan mineral kurang stabil. Hasil analisis XRD menjadi acuan dalam menentukan nilai *brittleness index* (BI). BI adalah sifat kerapuhan batuan yang merupakan informasi sangat penting untuk menentukan kelayakan suatu batuan dapat berperan sebagai sumber gas, khususnya pada batuan dengan litologi serpih. Dalam menghitung nilai tingkat kerapuhan atau *brittleness index* (BI) suatu batuan dihitung berdasarkan rumus yang diusulkan oleh Wang & Gale (2009), sebagai berikut: Sebanyak 9 sampel dari sikuen sedimen di beberapa lokasi daerah penelitian dianalisis komposisi mineral penyusunnya dengan analisis XRD. Percontoh batupasir dari sikuen sedimen mempunyai nilai BI berkisar 89,9–96,3% yang tergolong ke dalam kategori tinggi/baik/*brittle*. Kehadiran kuarsa sangat mempengaruhi tingkat kegetasan batupasir dan berpengaruh terhadap nilai BI, meskipun sampel mengandung mineral karbonat yang kecil tetapi memiliki kandungan kuarsa cukup besar maka nilai BI akan bagus. Mineral kuarsa diinterpretasikan berasal dari suatu proses daur ulang batuan sumber dari orogenesis pegunungan atau busur magmatis yang kemudian diangkut melalui media air dalam jarak relatif dekat.

Tabel 2. Analisis *X-Ray Diffraction* (XRD) sampel batuan dari daerah Kuantan Singingi, Riau (Heryanto, 2006)

No Contoh	Area	Quartz	Kaolinit	Illite	Smektit	Smektit-illit	Mineral Lempu	Karbo nat	Iron Oxide	Siderit	TOC	Nilai BI
Ng												
03/SM/05	Manunggal	96	2.3	0.8	0.7	0.2	1	0	0	0	2.7	96.3
03/SM/08	Manunggal	96	2.8	0.6	0.6	0	1	0	0	0	2.7	96.3
03/SM/11	Manunggal	94	2.8	1.7	0.9	0.4	1.45	0	0	0	2.7	95.8
03/SG/06A	Manunggal	67.2	7.7	9.4	0	0	4.275	0	0	15.7	2.7	90.6
03/SG/07A	Manunggal	97.3	1.4	0.7	0.3	0.3	0.675	0	0	0	2.7	96.6
03/SG/08B	Manunggal	72.7	4.7	2.5	0.7	1.5	2.35	15.1	2.8	0	2.7	94.6
03/SM/14A	Prk. TBS	93.5	3.6	1.4	0.7	0.8	1.625	0	0	0	9.7	89.2
03/SM/17A	Prk. TBS	96	2.4	0.6	0.6	0.4	1	0	0	0	9.7	89.9
03/SM/20	Prk.TBS	95.8	3.6	0	0.6	0	1.05	0	0	0	9.7	89.9

DISKUSI

Batuan sumber hidrokarbon daerah Makarya, Manunggal, Nusariau, Prk. TBS dan Sitiung semua memiliki batuan yang berpotensi sebagai *oil shale*. Sampel-sampel serpih yang memiliki kandungan eksinit tinggi menghasilkan hidrokarbon hasil pirolisis relatif tinggi antara 43,09-186,75 kg/ton. Sebagian besar sampel serpih lainnya yang memiliki kandungan eksinit kecil ternyata hanya menghasilkan hidrokarbon relatif kecil, yaitu antara 0,31-19,30 kg/ton. Sampel batuan pada daerah Manunggal berdasarkan analisis nilai HI menunjukkan terdapat tiga sampel memiliki tipe material organik pada tipe III (*gas prone*), yaitu sampel serpih (ES16N, RH15G, dan RH15J). Selain itu, kematangan hidrokarbon juga sangat berhubungan erat dengan reflektan vitrinit dari bahan organik (DOM) pada batuan sumber hidrokarbon. Nilai reflektan vitrinit pada batuan sumber Formasi Keruh berkisar antara 0,19-0,66 %. Berdasarkan korelasi indeks kematangan bahan organik (Kantsler dkk., 1978), kematangan batuan sumber Formasi Keruh termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*) sampai matang awal (*early mature*), dengan maksimum temperatur purba yang terjadi sampai dengan $\pm 75^{\circ}\text{C}$, dan kedalaman timbunan sekitar >2.500 m. Kematangan hidrokarbon juga mempunyai korelasi positif dengan tingkat diagenesis batuan sumber. Hal ini terlihat dari tingkat diagenesis batuan sumber hidrokarbon Formasi Keruh mencapai tingkat diagenesis Kelompok II (Burley

dkk., 1987) atau setara dengan mesodiagenetik matang A (Schmidt & McDonald, 1979). Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3.000 m, dan menghasilkan temperatur purba sampai dengan 90°C (Burley dkk., 1987). Berdasarkan nilai BI yang tergolong ke dalam kategori tinggi/baik/*brittle* menegaskan kembali komposisi batupasir didominasi oleh kuarsa (silika) dengan mineral lempung berupa kaolin, smektit, illit dan campuran smektit – illit. Mineral lainnya adalah siderit dan hematit, karena analisis XRD dilakukan pada batupasir membuat nilai BI hasilnya pada kategori brittle. Oleh karena itu, nilai BI pada batupasir ini tidak dapat dijadikan sebagai acuan dalam penentuan potensi gas serpih pada daerah penelitian.

KESIMPULAN

Potensi serpih Formasi Keruh pada daerah Barat Laut lokasi penelitian (Manunggal, Nusariau, dan Makarya) memiliki batuan yang berpotensi sebagai *oil shale*, *gas shale*, dan *oil & gas shale*. Pada daerah tenggara daerah penelitian (Prk.TBS dan Sitiung) memiliki batuan yang berpotensi sebagai *oil shale* saja.

Tingkat diagenesis batuan sumber hidrokarbon Formasi Keruh termasuk ke dalam tingkat diagenesis kelompok II atau setara dengan mesodiagenetik matang A. Diagenesis tingkat ini diakibatkan oleh timbunan dengan kedalaman sampai dengan 3.000 m, dan menghasilkan temperatur purba sampai dengan 90°C .

ACUAN

- Burley, S.D., Kantorowicz, J.D., and Waugh, B., 1987. Clastic Diagenesis., in Beaumont, E.A. and Foster, N.H., (compilers): *Reservoirs II, Sandstones, Treatise of Petroleum Geology*, Reprint Series No. 4, AAPG., p. 408-445.
- Heidrick, T. and Aulia, K., 1993. A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. *IPA, 2006-22nd Annual Convention Proceedings*, 1993.
- Heryanto, R., Suwarna, N., dan Panggabean, H., 2004a. *Potensi Oil Shale di Daerah Kuantan-Sengingi, Riau Dalam : Peran Puslitbang Geologi Dalam Pemberdayaan Potensi Daerah*. Publikasi Khusus No. 31, Maret 2004, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, p. 293-306.
- Heryanto, R., Suwarna, N. and Panggabean, H., 2004b. Hydrocarbon Source Rock Potential of the Eocene-Oligocene Keruh Formation in the Southwestern Margin of the Central Sumatera Basin. *Journal of Geological Resources*, 14(3): Desember 2004.
- Heryanto, R., 2006. Diagenesis, Coalification, and Hydrocarbon Generation of the Keruh Formation, in Kuantan-Singingi Area, Central Sumatera, Indonesia. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 16(1): 3-15.
- Kantsler, A.J., Cook, A.C., and Smith, G.C., 1978. Rank Variation, Calculated Paleotemperatures in Understanding Oil, Gas Occurrence. *Oil and Gas Journal*, 20: 196-205.

-
- Kusumahbrata, Y. and Suwarna, N., 2003. Characteristic of the Keruh Formation Oil Shale : It Implication to Oil Shale Resource Assesment. *Prosiding Kolokium Kementerian Energi dan Sumberdaya Mineral*, p. 362-370.
- Maskyur, W., Hermiyanto, M.H., Andy, S., Iskandar, Y., dan Gadis, G., 2021. Buku Rekomendasi Wilayah Keprospekan Migas Daerah Kuansing. Pusat Survei Geologi., Bandung.
- Panggabean, H., 2003. Laporan Interpretasi Scannign Elektron Mikroskop (SEM). Unpublish.
- Silitonga, P.H. dan Kastowo, 1995. *Geologi Lembar Solok, Sumatera, Skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Schmidt, V. and McDonald, D.A., 1979. The Rock of Secondary in the Course of Sandstone Diagenesis. *Soc. Econ. Pal. Min., Spec. Publ.*, 26: 175-207.
- Van Krevelen, D.W., 1950. Graphical-Statistical Method for the Study of Structure and Reaction Processes of Coal. *Fuel*, 29: 269-84.
- Wang, F.P. and Gale, J.F.W., 2009. *Screening Criteria for Shale-Gas Systems*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 59.
-