



POTENSI SHALE GAS DI SUB-CEKUNGAN DALAMAN TAMIANG DAN LANGKAT, SUMATERA UTARA

Lory Normaindera Galih^{1*}, Iyan Haryanto¹, Yusi Firmansyah¹, Yunarto Tri Wibowo².

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

²Pertamina Hulu Energi MNK Sumbagut

*Korespondensi: loryngg@gmail.com

ABSTRAK

Sub-Cekungan Dalamam Tamiang dan Langkat, Cekungan Sumatera Utara merupakan salah satu cekungan produktif di Indonesia. Indonesia mulai mengalihkan perhatiannya ke migas nonkonvensional yang salah satunya adalah gas serpih. Untuk mengidentifikasi batuan induk sebagai gas serpih, diperlukan kajian mengenai cekungan sebagai salah satu upaya meningkatkan keberhasilan eksplorasi minyak dan gas bumi nonkonvensional di Indonesia bagian barat. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi konfigurasi cekungan dan pengaruhnya terhadap batuan induk berdasarkan pengamatan pada data seismik serta menggunakan data geokimia sebagai validasi hasil analisis. Hasil penelitian menunjukkan kehadiran Sub-Cekungan Dalamam Tamiang teridentifikasi sebagai “dapur” batuan induk yang mengontrol distribusi jendela gas di blok bagian utara dan Serpih Formasi Bampo menunjukkan nilai kematangan yang paling tinggi dibandingkan batuan induk yang lain.

Kata Kunci: Gas Serpih, Batuan Induk, Dalamam Tamiang, Langkat, Cekungan Sumatera Utara

ABSTRACT

Tamiang Deep and Langkat Sub-Basin, North Sumatra Basin is one of the productive basin in Indonesia. Indonesia started their attention to unconventional oil and gas, one of it is shale gas. To identify the source rock as shale gas, a basin research is needed as an effort to increase the success of unconventional oil and gas exploration in western Indonesia. This research aims to identify the configuration of the basin and its effect on the source rock based on observations on the seismic data. This research also used geochemical data as validation of basin analysis results. The result showed that the presence of the Tamiang Sub-Basin was identified as a "kitchen" of the source rocks that controls the distribution of gas windows in the northern block and the Bampo Formation's Shale shows the highest maturity value compared to the other source rock rocks.

Keywords: Shale Gas, Source Rock, Tamiang Deep, Langkat, North Sumatra Basin

1. PENDAHULUAN

Lapangan minyak dan gas di cekungan Sumatera Utara merupakan salah satu cekungan produktif di Indonesia. Hidrokarbon pada cekungan ini umumnya diproduksi dari reservoir batupasir Ketapang Bawah (Formasi Ketapang), batupasir Baong Tengah (Formasi Baong), dan batupasir kalkarenit pada Formasi Belumai (Sjabbuddin & Djaafar, 1993).

Di Indonesia, bahkan hampir di seluruh dunia, Industri gas berfokus memproduksi gas dari reservoir

konvensional. Tapi sekarang, industri migas mulai mengalihkan perhatiannya ke reservoir gas nonkonvensional. Salah satu hidrokarbon nonkonvensional adalah *shale gas*. *Shale gas* tidak membutuhkan migrasi karena batuan induk dan batuan reservoirnya sama.

Eksplorasi *shale gas* sebagai alternatif dalam rangka mencari sumber daya baru dengan melakukan evaluasi keberadaan hidrokarbon langsung di batuan induk. *Shale* kaya material organik, dan mencapai kematangan, selain berfungsi sebagai batuan induk, pada kondisi dan tipe

tertentu mampu berfungsi sebagai reservoir gas, yang disebut sebagai *shale gas*.

Tujuan penelitian ini adalah mengidentifikasi batuan induk yang telah memproduksi gas di Sub-Cekungan Dalam Tamiang dan Langkat, Cekungan Sumatera Utara. Hal tersebut diharapkan dapat menurunkan risiko eksplorasi dan meningkatkan keberhasilan eksplorasi.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Shale gas adalah gas alam yang terbentuk dan terjebak di dalam formasi serpih (Energy Information Administration, 2011). Serpih merupakan batuan sedimen berbutir halus yang terbentuk dari pemadatan partikel mineral lempung di dalam batulumpur. Dominasi mineral lempung menempatkan serpih dalam kategori batuan sedimen yang dikenal sebagai batulumpur (*mudstones*). Serpih dibedakan dari batulumpur lain karena bersifat cenderung terbelah (*frissile*) dan berlaminasi. Serpih memiliki tiga sistem pori yang berbeda, yaitu *gas-wet organic porosity*, *primarily water-wet inorganic porosity*, dan rekahan alam (*natural fracture*) (Curtis dkk., 2012).

Serpih menjadi batuan induk sekaligus reservoir gas unik karena mampu menyimpan gas dalam volume pori matriks. Selain tersimpan dalam matriks, gas juga teradsorpsi pada luas permukaan pori-pori. Hal ini yang membedakan *shale gas* dan reservoir gas konvensional tempat gas terperangkap setelah bermigrasi dari sumber.

Data geokimia merupakan parameter penting dalam mengidentifikasi *shale gas*. Serpih harus mengalami dua kondisi, yaitu sebagai batuan induk dan juga sebagai reservoir. Kualitas dari batuan induk itu sendiri ditentukan oleh kekayaan material organik, tipe kerogen, dan kematangan batuan induk itu sendiri.

Cekungan Sumatera Utara memiliki formasi-formasi kaya akan material organik. Formasi-formasi tersebut dapat menjadi potensial batuan induk untuk hidrokarbon khususnya *Shale Gas* di Cekungan Sumatera Utara. Pada Formasi Bampo yang berumur

Oligosen, interval *source rock* terbaik ada pada batuan *mudstones* yang diendapkan pada lingkungan laut selama fase *rifting* (Kamili dkk., 1976). Formasi Belumai dan Baong memiliki serpih *marine* dengan kandungan TOC yang cukup potensial yaitu sekitar 1% (Pertamina - BEICIP, 1992). Pada Formasi Baong, interval batuan induk terbaik ada pada bagian bawah di mana *mudstone* terendapkan pada lingkungan neritik luar sampai dengan batial. *Baong Mudstone* memiliki kandungan karbon melebihi 1,5% maka memungkinkan untuk membentuk volume hidrokarbon (Fitriani, 2006)

3. METODE

Penelitian ini difokuskan pada bagian sistem belakang busur Cekungan Sumatera Utara, khususnya Sub-Cekungan Dalam Tamiang dan Langkat. Untuk memahami potensi hidrokarbon dan kematangan batuan induk di daerah penelitian, dibuatlah kombinasi antara penampang seismik dengan persebaran data geokimia.

Penelitian dimulai dengan studi pustaka mengenai geologi daerah penelitian. Selanjutnya mengidentifikasi formasi-formasi yang berpotensi sebagai batuan induk di daerah tersebut. Hasil identifikasi tersebut kemudian dikombinasikan dengan data geokimia. Data geokimia yang digunakan merupakan hasil pengolahan data geokimia yang telah dilakukan oleh PT. Pertamina Hulu Energi MNK Sumbagut. Data geokimia digunakan hanya untuk memvalidasi dan dikorelasikan dengan hasil konfigurasi cekungan dan peta paleogeografi, hal itu terdiri dari kekayaan material organik (TOC), tipe kerogen, kematangan.

Tahap pengerjaan selanjutnya merupakan tahap analisis dari parameter-parameter yang telah diperoleh dari data geokimia untuk mengidentifikasi batuan induk yang memproduksi gas serta, apa yang mempengaruhi kematangan batuan induk tersebut.

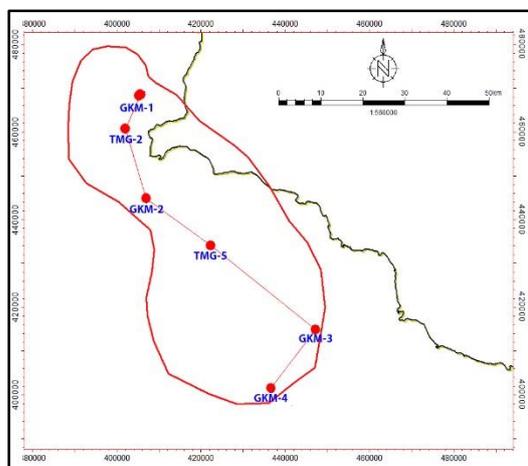
4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Hasil Geokimia

Data geokimia yang digunakan merupakan hasil pengolahan data geokimia milik PT. Pertamina Hulu Energi MNK Sumbagut di enam titik sumur (Gambar 4.1) Data hasil geokimia meliputi Kekayaan material organik (%TOC), tipe kerogen, dan kematangan (%Ro) (Tabel 4.1). Data hasil geokimia kemudian dikombinasikan dengan hasil interpretasi yang telah dilakukan sebelumnya.

Tabel 4.1 Data hasil geokimia

Formasi	Bampo	Belumai	Baong Bawah
TOC (%)	0.6-1.1	0.46-1.18	1.15-1.47
Tipe Kerogen	III	III	II & III
%Ro	1.19-1.36	0.3-0.8	0.2-0.9



Gambar 4.1 Lokasi sumur data geokimia

4.1.1 Formasi Bampo

Mengacu dengan klasifikasi TOC oleh (Peters dan Cassa, 1994), Formasi Bampo memiliki TOC dengan klasifikasi *fair-good*. Formasi Bampo memiliki tipe kerogen III, berdasarkan lingkungan pengendapan menurut Peters dan Moldowan (1993; dalam Satyana, 2017), Formasi Bampo berada pada lingkungan *restricted basin* yang di mana mengendapkan tipe

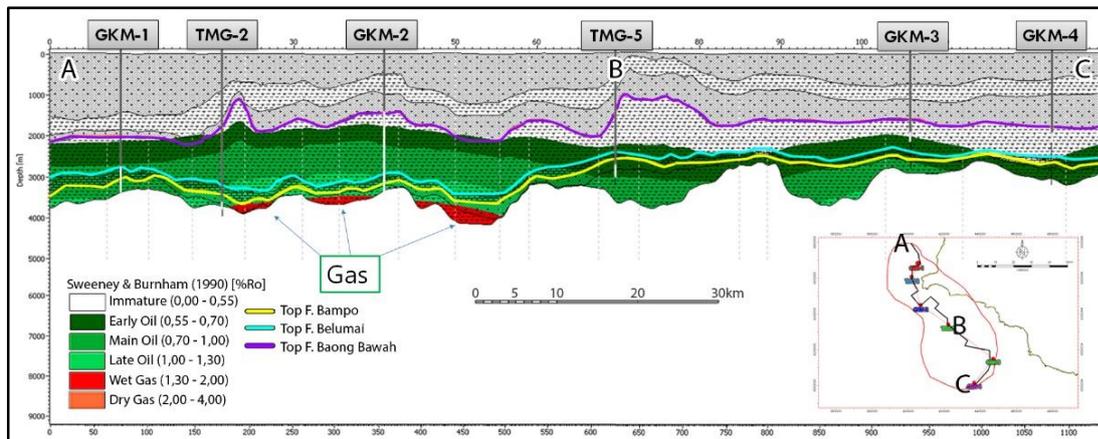
kerogen tipe III. Data kematangan (%Ro) menunjukkan keragaman, namun secara umum Formasi Bampo sudah mencapai kondisi yang matang. Formasi Bampo masuk ke dalam *gas window* (klasifikasi menurut Sweeney dan Burnham, 1990) dan diprediksi sudah memproduksi Gas.

4.1.1 Formasi Belumai

Formasi Belumai memiliki TOC yang tersebar secara bervariasi (0,1-4,6%), namun keterdapatan TOC dirata-ratakan menjadi 0,46-1,18%. Mengacu dengan klasifikasi TOC oleh Peters dan Cassa (1994), Formasi Belumai memiliki TOC dengan klasifikasi *fair-good*. Formasi Belumai memiliki tipe kerogen III, berdasarkan lingkungan pengendapan menurut Peters dan Moldowan (1993), Formasi Belumai berada pada lingkungan *shelf* yang di mana mengendapkan tipe kerogen tipe III. Data kematangan (%Ro) Formasi Belumai memiliki tingkat kematangan yang lebih rendah dibanding Formasi Bampo. Formasi Belumai menunjukkan kondisi kematangan dalam *oil window* (klasifikasi menurut Sweeney dan Burnham, 1990), tetapi Formasi Belumai memiliki tipe kerogen tipe III di mana tipe tersebut hanya menghasilkan gas. Berdasarkan hal tersebut Formasi Belumai belum memproduksi hidrokarbon.

4.1.1 Formasi Baong Bawah

Formasi Baong Bawah memiliki TOC yang tersebar secara bervariasi (0,1-4,1%), namun keterdapatan TOC dirata-ratakan menjadi 1,15-1,47%. Mengacu dengan klasifikasi TOC oleh Peters dan Cassa (1994), Formasi Baong Bawah memiliki TOC dengan klasifikasi *good*. Formasi Baong Bawah memiliki tipe kerogen II & III, berdasarkan lingkungan pengendapan menurut Peters dan Moldowan (1993), Formasi Baong Bawah berada pada lingkungan *deep ocean basin* yang di mana mengendapkan tipe kerogen tipe II. Tipe kerogen III yang dimiliki Formasi Baong Bawah diprediksi merupakan material organik darat yang tertransportasi saat proses keterbentukan Formasi Baong Bawah. Data kematangan (%Ro) Formasi Baong Bawah memiliki tingkat kematangan



Gambar 4.2 Model kematangan 2D hasil dari kombinasi data geokimia dengan penampang seismik

yang lebih rendah dibanding Formasi Bampo. Formasi Baong Bawah menunjukkan kondisi kematangan dalam *oil window* (klasifikasi menurut Sweeney dan Burnham, 1990).

Berdasarkan keterdapatn tipe kerogen tipe II yang dimiliki Formasi Baong Bawah, formasi ini merupakan batuan induk yang telah matang dan memproduksi minyak. Tipe kerogen tipe III yang dimiliki Formasi Baong Bawah belum menghasilkan gas karena belum masuk ke dalam *gas window*.

4.2 Model Kematangan 2D

Setelah seluruh data hasil geokimia diinterpretasikan di setiap formasi (Tabel 4.2) maka selanjutnya hasil geokimia dikombinasikan dengan penampang seismik. Model kematangan 2D merupakan perpaduan antara penampang seismik yang telah di interpretasi sebelumnya dengan persebaran data geokimia di penampang seismik yang sama. (Gambar 4.2)

Model kematangan 2D menunjukkan bahwa konfigurasi cekungan yang lebih dalam membuat kematangan batu induk semakin matang. Berdasarkan identifikasi struktur batuan dasar, antara Sub-Cekungan Dalamam Tamiang (penampang A-B; Gambar 4.2) dengan Sub-Cekungan Langkat (penampang B-C; Gambar 4.2), memperlihatkan bahwa Dalamam Tamiang di Blok Utara memiliki kedalaman yang lebih dalam sehingga kondisi tersebut membuat kematangan batuan induk lebih tinggi daripada Sub-

Cekungan Langkat di Blok Selatan. Dalamam Tamiang diprediksi sebagai dapur (*kitchen*) dari penyebaran *gas window* di blok bagian utara.

Tabel 4.2 Kesimpulan hasil geokimia setiap formasi

Formasi	Bampo	Belumai	Baong Bawah
TOC % (Peters dan Cassa, 1994)	Fair-Good	Fair-Good	Good
Tipe Kerogen (Moldowan, 1993)	III (Restricted Basin)	III (Shelf)	II (Deep Ocean Basin)
%Ro (Sweeney dan Burnham, 1990)	Gas Window	-	Oil Window

5. KESIMPULAN

Dari ketiga batuan induk yang teridentifikasi, *Shale* Formasi Bampo merupakan batuan induk yang mencapai nilai kematangan yang paling besar sehingga masuk pada *gas window*. Kehadiran Sub-Cekungan Dalamam Tamiang teridentifikasi sebagai “dapur” batuan induk yang mengontrol distribusi jendela gas ($Ro > 1.3\%$) di blok bagian utara. *Shale* Formasi Bampo dapat menjadi pertimbangan sebagai target eksplorasi *shale gas* lebih lanjut.

UCAPAN TERIMAKASIH

Dengan terselesaikannya artikel ilmiah ini, penulis menyampaikan terima kasih kepada Ir. Adi Purwanto, MBA. sebagai Manajer PT. Pertamina Hulu Energi *Unconventional Hydrocarbon* telah mengizinkan penulis melakukan penelitian untuk artikel ilmiah ini

DAFTAR PUSTAKA

- Curtis, M. E., Sondergeld, C. H., Ambrose, R. J., & Chandra, S. R. (2012). Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging. *AAPG Bulletin*, 96, 665–677.
- Energy Information Administration (EIA). (2011). Shale Gas Plays. Retrieved from www.eia.gov
- Fitriani, P. (2006). Basin Summaries-Indonesia. *Jakarta : Patra Nusa Data*.
- Kamili, Z. A., Wahab, A., Kingston, J., Achmad, Z., Sosromihardjo, S., & Crausaz, C. U. (1976). Contribution to the Pre-Baong Stratigraphy of North Sumatra. *Proc. Indonesia Petroleum Association, 5th Ann. Conv.*, 2, 91–108.
- Pertamina - BEICIP. (1992). Hydrocarbon Potential of Western Indonesia. *PERTAMINA*.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry, Chapter 5: Part II. Essential Elements, 93-120.
- Satyana, A. H. (2017). Source Rocks. *Regular Course, Indonesian Association of Geophysicists (HAGI), Bandung*, 11–21.
- Sjhabuddin, E., & Djaafar, R. (1993). Hydrocarbon source rock characteristics and the implications for hydrocarbon maturation in the North Sumatra Basin. *Proceedings of 22nd Annual Convention Indonesian Petroleum Association, Jakarta, 1*, 509–532.
- Sweeney, J. J., & Burnham, A. K. (1990). Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74, 1559–1570.