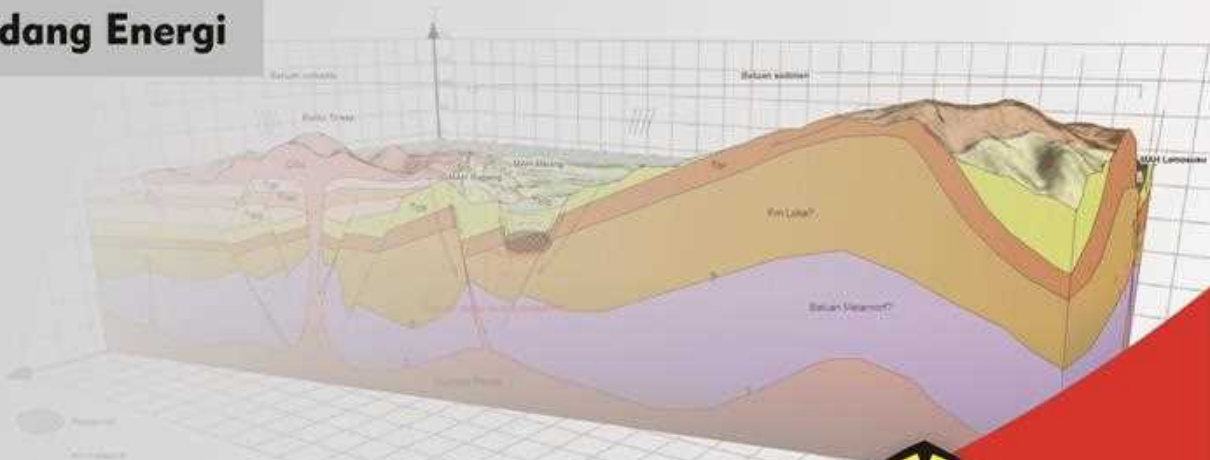


PROSIDING

Hasil Kegiatan Lapangan PUSAT SUMBER DAYA GEOLOGI Tahun Anggaran 2013



Buku 1 : Bidang Energi



KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
BADAN GEOLOGI
PUSAT SUMBER DAYA GEOLOGI



2014

Nomor : 8

ISSN : 0261-0811

**PROSIDING
HASIL KEGIATAN LAPANGAN
PUSAT SUMBER DAYA GEOLOGI
TAHUN ANGGARAN 2013**

**BUKU 1
BIDANG ENERGI**



**KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
BADAN GEOLOGI
PUSAT SUMBER DAYA GEOLOGI**

Editor : Ir. Asep Suryana, Ir. Arif Munandar

Layout & Desain : Candra, Rizki Novri Wibowo, S.Ds

DAFTAR ISI

1. Penyelidikan Batubara Daerah Sungai Sai Kabupaten Sanggau, Provinsi Kalimantan Barat	1
2. Penyelidikan Bitumen Padat Daerah Banggai, Kabupaten Banggai, Kepulauan Provinsi Sulawesi Tengah	15
3. Penyelidikan Batubara Daerah Suruk Manday Kriyau, Kabupaten Kapuas Hulu, Provinsi Kalimantan Barat.....	36
4. Penyelidikan Batubara Daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah.....	50
5. Penyelidikan Endapan Bitumen Padat Daerah Tanjung Medan, Kabupaten Labuhan Batu, Provinsi Sumatera Utara	64
6. Penyelidikan Pendahuluan Endapan Bitumen Padat Daerah Langkoala Dan Sekitarnya Kabupaten Bombana, Provinsi Sulawesi Tenggara	79
7. Penyelidikan Batubara Bersistem Cekungan Sumatera Selatan Daerah Lubuk Jering, Provinsi Jambi	99
8. Penyelidikan Batubara Daerah Malifut Dan Sekitarnya, Kabupaten Halmahera Utara, Provinsi Maluku Utara	114
9. Penyelidikan Batubara Daerah Danau Nisa Dan Sekitarnya, Kabupaten Mamberamo Raya, Provinsi Papua.....	125
10. Penyelidikan Pendahuluan Endapan Batubara Daerah Mantangau, Kabupaten Bulungan, Provinsi Kalimantan Utara.....	136
11. Penyelidikan Batubara Daerah Potaway Dan Sekitarnya, Kabupaten Mimika, Provinsi Papua.....	149
12. Penyelidikan Pendahuluan Batubara Daerah Tanjung Redeb Dan Sekitarnya, Kabupaten Berau, Provinsi Kalimantan Timur	159
13. Penelitian Dan Evaluasi Cbm Di Daerah Tanjung Redeb, Kabupaten Berau, Provinsi Kalimantan Timur	176
14. Penyelidikan Bitumen Padat Daerah Kabupaten Jayapura, Provinsi Papua....	200
15. Penyelidikan Pendahuluan Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Kabupaten Minahasa Utara Dan Kota Bitung - Provinsi Sulawesi Utara	215
16. Penyelidikan Pendahuluan Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Amfoang Kabupaten Kupang - Provinsi Nusa Tenggara Timur	226
17. Survei Terpadu Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Lemosusu-Sulili Utara Kabupaten Pinrang, Provinsi Sulawesi Selatan	237

18. Survei Terpadu Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Lokop, Kabupaten Aceh Timur, Provinsi Aceh.....	254
19. Survei Terpadu Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Talago Biru Kabupaten Tanah Datar, Sumatera Barat	266
20. Survei Landaian Suhu Bittuang.....	278
21. Survei Landaian Suhu Bukit Kili - Gunung Talang.....	288
22. Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Banda Baru, Kabupaten Maluku Tengah, Provinsi Maluku.....	303
23. Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Cubadak, Kabupaten Pasaman, Provinsi Sumatera Barat	313
24. Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Kadidia, Kabupaten Sigi, Provinsi Sulawesi Tengah	324
25. Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Sumani, Kabupaten Solok, Provinsi Sumatera Barat	334
26. Geologi Dan Geokimia Panas Bumi Daerah Ampallas, Kabupaten Mamuju, Provinsi Sulawesi Barat	344
27. Monitoring Sumur Eksplorasi Panas Bumi Daerah Mataloko, Kabupaten Ngada, Nusa Tenggara Timur Tahun 2013	354
28. Pengeboran Landaian Suhu Daerah Panas Bumi Laina (Lna-3 Dan Lna-4), Kabupaten Konawe Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara	365
29. Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Way Umpu Selatan, Kabupaten Way Kanan, Provinsi Lampung	377
30. Penyelidikan Terpadu Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Sulili, Kabupaten Pinrang, Sulawesi Selatan	386
31. Penyelidikan Pendahuluan Panas Bumi Di Kabupaten Manggarai Timur, Provinsi Nusa Tenggara Timur.....	398
32. Penyelidikan Pendahuluan Panas Bumi Kabupaten Aceh Timur Dan Kabupaten Aceh Tamiang, Provinsi Nad Aceh.....	411
33. Survei Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Torire, Kabupaten Poso, Provinsi Sulawesi Tengah.....	424
34. Survei Terpadu Geologi Dan Geokimia Daerah Panas Bumi Gunung Dua Sudara, Kota Bitung, Provinsi Sulawesi Utara.....	436

**PENYELIDIKAN BATUBARA DAERAH SUNGAI SAI
KABUPATEN SANGGAU, PROVINSI KALIMANTAN BARAT**

M. Abdurachman Ibrahim

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Penyelidikan batubara daerah Sungai Sai dilakukan dalam rangka menyediakan data batubara dan potensi sumber daya energi di daerah perbatasan Indonesia – Malaysia. Data batubara yang didapatkan meliputi data lokasi singkapan, tebal, jurus, dan kemiringan lapisan batubara. Selain data batubara, diamati juga geologi umum daerah penyelidikan, seperti morfologi, stratigrafi, dan struktur geologi. Hasil penyelidikan ini untuk mengetahui sebaran, kualitas, dan sumber daya batubara. Berdasarkan data tersebut, dapat diketahui potensi batubara di daerah penyelidikan dan untuk pengembangan di masa mendatang.

Daerah penyelidikan secara administratif termasuk dalam tiga kecamatan, yaitu Kecamatan Sekayam, Kecamatan Noyan, dan Kecamatan Jangkang, Kabupaten Sanggau, dan masuk dalam Kecamatan Ketungau Hulu, Kabupaten Sintang, Provinsi Kalimantan Barat. Secara geografis dibatasi oleh koordinat 0°42'40" – 0°57'40" Lintang Utara dan 110°45'00" – 111°00'00" Bujur Timur.

Secara regional, daerah penyelidikan termasuk dalam Cekungan Ketungau. Informasi geologi daerah penyelidikan berdasarkan peta geologi lembar Sanggau, Kalimantan. Stratigrafi terdiri atas batuan Pra Teriser, yaitu Batuan Gunungapi Serian. Batuan Tersier terdiri dari Formasi Kantu, Batupasir Tutoop, dan Formasi Ketungau berumur Eosen Akhir. Batuan Terobosan Sintang berumur Oligosen hingga Miosen hadir menerobos batuan yang lebih tua. Endapan Aluvial merupakan endapan berumur Kuartar. Struktur geologi di daerah penyelidikan terdapat lipatan dengan arah relatif barat-timur, dan kelurusan berarah barat-timur dan utara-selatan. Jurus lapisan batuan umumnya mempunyai arah relatif barat-timur membentuk homoklin dengan kemiringan ke arah utara. Kemiringan lapisan batuan pada daerah penyelidikan berada diantara 15° – 35°.

Batubara secara megaskopis berwarna hitam hingga hitam keabuan, kusam hingga agak mengkilap, berasosiasi dengan batulempung, batas tegas dengan batulempung sebagai pengapitnya, menyerpih, mempunyai sifat plastis hingga renyah mudah hancur. Batubara pada Formasi Kantu mempunyai ketebalan 5 – 25 cm, sedangkan pada Formasi Ketungau mempunyai ketebalan 5 – 20 cm. Nilai kalori batubara pada Formasi Kantu antara 6641 – 6744 kal/gr (daf), sedangkan nilai kalori batubara pada Formasi Ketungau antara

6284 – 7487 kal/gr (daf). Nilai reflektansi vitrinit antara 0,46 – 0,51%. Total sumber daya hipotetik batubara daerah Sungai Sai sebesar 8527,07 ton.

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Penyelidikan batubara daerah Sungai Sai dilakukan dalam rangka menyediakan data batubara di daerah perbatasan Indonesia – Malaysia. Hal ini diperlukan juga untuk mengetahui wilayah prospek batubara di wilayah perbatasan Indonesia – Malaysia sebagai bagian dari wilayah strategis nasional.

1.2 Maksud dan Tujuan

Maksud dari penyelidikan batubara daerah Sungai Sai yaitu dalam rangka menyediakan data batubara di daerah perbatasan Indonesia – Malaysia. Data batubara yang didapatkan meliputi data lokasi singkapan, tebal, jurus, dan kemiringan lapisan batubara. Selain data batubara, diamati juga geologi umum daerah penyelidikan, seperti morfologi, stratigrafi, dan struktur geologi. Keadaan sosial, ekonomi, budaya, infrastruktur, dan alam daerah penyelidikan juga diamati untuk mengetahui gambaran umum daerah penyelidikan.

Tujuan dari dilaksanakannya penyelidikan ini adalah untuk mengetahui sebaran, kualitas, dan potensi sumber daya batubara. Selain itu juga data potensi sumber daya batubara yang dihasilkan sangat bermanfaat untuk penyusunan neraca batubara nasional.

1.3 Lokasi Daerah Penyelidikan

Secara administratif daerah penyelidikan termasuk daerah Sungai Sai, masuk dalam tiga kecamatan, yaitu Kecamatan Sekayam, Kecamatan Noyan, dan Kecamatan Jangkang, Kabupaten Sanggau, dan masuk dalam Kecamatan Ketungau Hulu, Kabupaten Sintang, Provinsi Kalimantan Barat. Secara geografis dibatasi oleh koordinat 0°42'40" – 0°57'40" Lintang Utara dan 110°45'00" – 111°00'00" Bujur Timur.

1.4 Keadaan Lingkungan

Kecamatan Sekayam khususnya Desa Malenggang merupakan desa yang berbatasan langsung dengan Kabupaten Sintang. Kecamatan Sekayam merupakan kecamatan yang juga berbatasan langsung dengan Malaysia, karenanya terdapat pos-pos batas negara di wilayah Kecamatan Sekayam. Masyarakat Desa Malenggang sangat heterogen, terdiri dari multietnis antara lain etnis Dayak, Melayu, Jawa, Madura, Cina, Banjar, Bugis. Beragamnya etnis tidak terlepas dari banyaknya pendatang. Sebagian besar merupakan pekerja diperusahaan kelapa sawit, dan ada yang pensiunan dari bekas pekerja tambang emas. Agama yang dianut juga cukup beragam, yaitu Kristen dan Islam. Namun demikian toleransi keberagaman di wilayah ini sangat tinggi.

Sungai Sai yang berada di wilayah Kecamatan Sekayam merupakan sumber air bersih bagi Desa Malenggang. Masyarakat menggunakan air sungai untuk melakukan mandi dan cuci, sedangkan untuk memasak menggunakan air tampungan hujan. Sumber energi untuk listrik masih menggunakan mesin genset. Listrik negara (PLN) belum sampai ke Desa Malenggang, akan tetapi pada ujung barat Desa Malenggang sudah terdapat aliran PLN. Beberapa desa atau dusun yang cukup terpencil atau jauh dari desa, sudah terpasang listrik tenaga matahari.

Infrastruktur untuk pendidikan sudah cukup baik, sekolah dasar (SD) dan sekolah menengah pertama (SMP) ada di Desa Malenggang. Begitu juga dengan sarana dan prasarana untuk ibadah, sudah terdapat gereja dan masjid. Puskesmas desa sudah tersedia dengan fasilitas yang cukup memadai, sedangkan infrastruktur jalan masih buruk. Buruknya kondisi jalan terutama saat musim hujan sangat membebani warga. Hal tersebut berdampak pada harga-harga komoditas seperti bahan bakar minyak, gas, bahan pangan, dan sebagainya.

1.5 Waktu dan Pelaksana Kegiatan Penyelidikan

Pelaksanaan penyelidikan melibatkan enam tenaga ahli dari Pusat Sumber Daya Geologi, didalamnya terdapat ketua tim dan anggota. Waktu pelaksanaan penyelidikan 25 hari pada

bulan November hingga Desember 2013, didalamnya sudah termasuk waktu perjalanan, pengurusan administrasi, perizinan, dan pelaksanaan lapangan.

1.6 Penyelidik Terdahulu

Penyelidikan terdahulu digunakan sebagai acuan untuk penyelidikan ini, berikut beberapa penyelidik terdahulu:

- Heryanto, dkk., 1993, Peta Geologi Lembar Sintang, Kalimantan, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Supriatna, dkk., 1993, Peta Geologi Lembar Sanggau, Kalimantan, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Ibrahim, dkk., 2008, Laporan Penyelidikan Pendahuluan Bitumen Padat Di Daerah Nanga Dangan dan Sekitarnya, Kabupaten Sintang, Provinsi Kalimantan Barat, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.
- Cahyono, dkk., 2010, Laporan Penyelidikan Batubara Daerah Jasa-Waksepan, Kabupaten Sintang, Provinsi Kalimantan Barat, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.

1.7 Metode Penyelidikan

Secara umum, metode penyelidikan batubara daerah Sungai Sai adalah penyelidikan lapangan dengan pemetaan geologi permukaan. Pemetaan geologi permukaan dilakukan dengan cara menyusuri sungai-sungai, jalan, jalan

setapak, tebing, kupasan jalan, dan tempat-tempat lain yang memungkinkan ditemukannya singkapan batubara. Metode penyelidikan dibagi menjadi empat tahap, yaitu tahap persiapan, tahap penyelidikan lapangan, tahap pengolahan data, dan tahap penyusunan laporan.

2. GEOLOGI UMUM

2.1 Geologi Regional

Secara regional, daerah penyelidikan termasuk dalam Cekungan Ketungau. Informasi geologi daerah penyelidikan berdasarkan peta geologi lembar Sanggau, Kalimantan (Supriatna, dkk., 1993). Secara tektonik terdapat tiga cekungan di Kalimantan Barat, yaitu Cekungan Ketungau dan Cekungan Mandai di bagian utara dan Cekungan Melawi di bagian selatan (gambar 1). Kedua bagian cekungan ini dipisahkan oleh Punggungan Semitau berumur Pra Tersier. Ketiga cekungan menyatu hingga Eosen Akhir, proses tektonik pada Oligosen hingga Miosen membentuk Punggungan Semitau sehingga cekungan yang luas tersebut terbagi menjadi tiga bagian (Ibrahim, dkk., 2008).

Cekungan Ketungau merupakan cekungan interkontinental yang secara tektonik termasuk dalam daratan Sunda. Cekungan ini dibatasi oleh tinggian dari batuan dasar berumur Jura hingga Trias dibagian utara, dan batuan dasar berumur Kapur dibagian selatan. Cekungan Ketungau ini dikontrol oleh berbagai

kejadian tektonik dari Kapur Awal dan Paleosen. Batuan sedimen terendapkan secara tidak selaras diatas batuan berumur Kapur (*Indonesia Basin Summaries*, 2006).

2.2 Stratigrafi

Secara regional batuan penyusun di daerah penyelidikan terdiri atas batuan-batuan berumur Tersier dan Kuarter yang dialasi oleh batuan dasar Pra Tersier. Batuan Pra Tersier terdiri dari batuan berumur Trias dari Batuan Gunungapi Serian. Batuan Tersier terdiri dari Formasi Kantu, Batupasir Tutoop, dan Formasi Ketungau berumur Eosen Akhir. Formasi Kantu merupakan batuan Tersier yang paling tua mengisi Cekungan Ketungau. Formasi ini diendapkan pada lingkungan fluvial sampai laut dangkal pada bagian bawahnya, sedangkan pada bagian atasnya diendapkan pada dataran banjir dan chanel. Batupasir Tutoop diendapkan secara selaras di atas Formasi Kantu dan diterobos oleh Terobosan Sintang. Batupasir Tutoop diendapkan pada lingkungan fluvial, umumnya chanel dan sebagian sungai teranyam. Batuan Terobosan Sintang berumur Oligosen hingga Miosen hadir menerobos batuan yang lebih tua. Endapan Aluvial merupakan endapan paling muda berumur Kuarter.

2.3 Struktur Geologi

Pola struktur utama di Cekungan Ketungau dapat dibedakan atas perlipatan dan sesar yang berarah barat-timur.

Kelurusan-kelurusan pada peta geologi umumnya berarah barat-timur yang mengontrol atau sejajar batas-batas formasi, sedangkan kelurusan berarah utara-selatan mengontrol sungai-sungai. Perlipatan utama secara regional berupa sinklin asimetris dengan sayap utara memiliki kemiringan yang lebih curam, sedangkan sayap selatan memiliki kemiringan yang lebih landai (Darman dan Sidi, 2000).

3. HASIL PENYELIDIKAN

3.1 Morfologi

Daerah penyelidikan dicirikan oleh morfologi dataran dan perbukitan, serta terdapat bukit yang menonjol ditengah-tengah wilayah penyelidikan. Ketinggian berkisar dari 40 meter hingga 600 meter di atas permukaan laut. Berdasarkan pengamatan, analisa peta topografi, dan analisa peta DEM (gambar 2), daerah penyelidikan dapat dibagi menjadi tiga satuan geomorfologi, yaitu dataran teras sungai, perbukitan lipatan, dan bukit intrusi. Satuan geomorfologi ini berdasarkan Brahmantyo dan Bandono (2006).

Satuan dataran teras sungai menempati 70% dari daerah penyelidikan. Pada peta geomorfologi diarsir berwarna kuning. Ketinggian berkisar dari 40 meter hingga 100 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dicirikan oleh garis kontur yang renggang pada peta topografi, kemiringan lereng berkisar 0° sampai 20°. Ciri khas satuan ini di lokasi adalah dataran yang

sangat luas. Beberapa diantaranya terdapat endapan aluvial sungai didekat bantaran sungai. Pola aliran sungai dendritik dengan erosi dominan lateral. Hal tersebut memperlihatkan tahap geomorfologi tua. Sungai-sungai kecil bermuara ke sungai utama, yaitu Sungai Sai.

Satuan perbukitan lipatan menempati 20% dari daerah penyelidikan. Pada peta geomorfologi diarsir berwarna hijau. Satuan ini merupakan ciri khas perbukitan yang berjajar sepanjang perbatasan antara Indonesia dengan Malaysia. Perbukitan ini yang dijadikan batas kedua negara. Satuan ini berada di utara daerah penyelidikan. Ketinggian berkisar dari 100 meter hingga 600 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dicirikan oleh garis kontur yang rapat dan menutup pada peta topografi, sedangkan pada peta DEM dicirikan permukaan yang kasar dan menonjol. Kemiringan lereng berkisar 20° sampai 60°. Pola aliran sungai paralel dengan erosi dominan vertikal. Hal tersebut memperlihatkan tahap geomorfologi muda hingga dewasa.

Satuan bukit intrusi, menempati 10% dari daerah penyelidikan. Pada peta geomorfologi diarsir berwarna merah. Bukit-bukit ini menonjol sendiri diantara dataran dan perbukitan. Ketinggian berkisar dari 100 meter hingga 250 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dicirikan oleh garis kontur yang rapat dan menutup pada peta topografi, sedangkan pada peta

DEM dicirikan dengan permukaan yang kecil dan menonjol. Kemiringan lereng berkisar 40° sampai 80°. Erosi diinterpretasikan terjadi karena pelapukan dan air hujan.

3.2 Stratigrafi

Batuan yang tersingkap pada daerah penyelidikan merupakan batuan sedimen berumur Pra Tersier dan Tersier, terdapat juga batuan beku hasil terobosan. Singkapan batuan yang ditemukan banyak terdapat di dinding gerusan akibat pembukaan jalan dan dijalan setapak. Formasi Kantu dan Formasi Ketungau berumur Eosen Akhir menjadi target di daerah penyelidikan untuk didapatkan singkapan batubaranya. Urutan stratigrafi di daerah penyelidikan dari tua ke muda sebagai berikut:

- Batuan Gunungapi Serian (Ruse), tidak didapat singkapannya di daerah penyelidikan. Menurut Supriatna, dkk. (1993) terdiri dari lava, bersusunan dasit, andesit, trakit, basal, breksi, tufa, dan aglomerat. Batuan Gunungapi Serian berumur Trias (Supriatna, dkk., 1993).
- Formasi Kantu (Teka), pada saat penyelidikan didapatkan tujuh lokasi singkapan, yaitu lokasi Sa11, Sa12, Sa24, Sa25, Sa26, Sa28, Sa41, merupakan singkapan yang terdiri dari batupasir, batulempung, dan lapisan tipis batubara (gambar 3). Terdapat juga batulempung karbonan dan

batulempung berfragmen karbon, serta batupasir dan batulempung berwarna kemerahan yang menjadi ciri Formasi Kantu (Supriatna, dkk., 1993). Formasi Kantu merupakan batuan Tersier yang paling tua, berumur Eosen Akhir, dengan lingkungan pengendapan fluvial sampai laut dangkal pada bagian bawahnya, sedangkan pada bagian atasnya diendapkan pada dataran banjir dan chanel (Supriatna, dkk., 1993).

- Batupasir Tutoop (Tetu), pada saat penyelidikan didapatkan satu lokasi singkapan, yaitu lokasi Sa36, merupakan singkapan batupasir fragmen kuarsa. Batupasir Tutoop diendapkan secara selaras di atas Formasi Kantu, berumur Eosen Akhir, dengan lingkungan pengendapan fluvial, umumnya chanel dan sebagian sungai teranyam (Supriatna, dkk., 1993).
- Formasi Ketungau (Teke), pada saat penyelidikan didapatkan enam lokasi singkapan, yaitu lokasi Sa27, Sa31, Sa32, Sa33, Sa34, Sa35, merupakan singkapan yang terdiri dari batulempung dan lapisan tipis batubara (gambar 4). Formasi Ketungau diendapkan secara selaras di atas Batupasir Tutoop, berumur Eosen Akhir, dengan lingkungan pengendapan laut dangkal hingga darat (Supriatna, dkk., 1993).

- Batuan Terobosan Sintang (Toms), pada saat penyelidikan didapatkan satu lokasi singkapan, yaitu lokasi Sa23, merupakan singkapan granit. Menurut Supriatna, dkk. (1993) Batuan Terobosan Sintang lengkapnya terdiri dari granodiorit, diorit, andesit porfiri, dasit porfiri, berbentuk stok, sumbat, retas, dan sil. Batuan Terobosan Sintang berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal, menerobos batuan yang lebih tua (Supriatna, dkk., 1993).
- Endapan Aluvial (Qa), terdiri dari lumpur, pasir, kerikil, dan bahan tumbuhan. Lokasi singkapan pada Sa21 dan Sa22, yaitu pasir lepas-lepas. Endapan ini tidak selaras diatas formasi batuan yang lebih tua (Supriatna, dkk., 1993).

3.3 Struktur Geologi

Struktur geologi di daerah penyelidikan terdapat lipatan dan kelurusan. Kelurusan-kelurusan pada peta geologi regional umumnya berarah barat-timur yang mengontrol atau sejajar batas-batas formasi, sedangkan kelurusan berarah utara-selatan mengontrol sungai-sungai. Terdapat lipatan-lipatan lokal hasil rekonstruksi dan interpretasi dari arah jurus dan kemiringan lapisan yang didapat. Lipatan mempunyai arah relatif barat-timur.

Jurus lapisan batuan umumnya mempunyai arah relatif barat-timur membentuk homoklin dengan kemiringan ke arah utara. Kemiringan lapisan batuan

pada daerah penyelidikan berada diantara 15° sampai 35°. Diinterpretasikan bahwa singkapan yang didapat merupakan sayap selatan dari sinklin regional.

3.4 Potensi Batubara

Batubara pada Formasi Kantu mempunyai ketebalan 5 – 25 cm, sedangkan pada Formasi Ketungau mempunyai ketebalan 5 – 20 cm. Batubara pada Formasi Kantu merupakan lapisan batubara yang tipis, melensa, dan cenderung setempat-setempat. Diinterpretasikan bahwa lapisan batubara merupakan sisipan atau lensa-lensa tipis dalam batulempung. Terdapat dua lapisan atau lensa batubara tipis pada lokasi Sa11, sedangkan pada lokasi lain merupakan satu lapisan batubara. Selain batubara yang ditemukan, terdapat juga batulempung karbonan dan batulempung dengan fragmen karbon pada formasi ini.

Batubara Formasi Ketungau merupakan lapisan batubara yang tipis dan cenderung lebih baik secara lateral. Terdapat dua lapisan atau lensa batubara tipis pada lokasi Sa32, sedangkan pada lokasi lain merupakan satu lapisan batubara.

Batubara secara megaskopis berwarna hitam hingga hitam keabuan, kusam hingga agak mengkilap, berasosiasi dengan batulempung, batas tegas dengan batulempung sebagai pengapitnya, menyerpih, mempunyai sifat plastis hingga renyah mudah hancur.

Batubara yang didapatkan pada kedua formasi memang tidak banyak, dan cenderung tipis apabila dibandingkan dengan penemuan lapisan batubara di daerah timurnya (Cahyono, 2010). Interpretasi terhadap daerah penyelidikan secara regional bahwa daerah ini merupakan pinggir dari Cekungan Ketungau. Formasi Kantu penyebarannya pada peta geologi regional lembar Sanggau, dimulai pada bagian barat daerah penyelidikan. Secara regional penyebaran Formasi Kantu dan Formasi Ketungau yang berada di daerah penyelidikan merupakan batas barat dari kedua formasi tersebut. Sedimentasi dari sekuen Cekungan Ketungau-Mandai menipis ke arah barat dan selatan (Darman dan Sidi, 2000). Hal tersebut memungkinkan lapisan batubara tidak berkembang maksimal pada daerah penyelidikan.

Peta geologi memperlihatkan formasi berumur Tersier pada daerah penyelidikan membentuk suatu setengah lingkaran yang membuka ke arah timur, atau seperti mangkuk yang terbuka disebelah timur, interpretasi dari bentuk tersebut berupa suatu pinggir barat dan selatan dari suatu lipatan asimetris regional Cekungan Ketungau (Darman dan Sidi, 2000). Hal ini juga memperkuat dugaan bahwa lapisan batubara tidak berkembang karena berada pada tepian dari suatu lipatan regional atau suatu pinggir cekungan sedimen.

3.5 Kualitas Batubara

Sampel batubara yang dianalisis laboratorium berasal dari Formasi Kantu dengan kode sampel Sa11 dan Sa25, sedangkan dari Formasi Ketungau dengan kode sampel Sa27 dan Sa32.

Hasil analisis proksimat memperlihatkan sampel Sa11 memiliki kandungan abu yang tinggi, yaitu mencapai 50,30% (adb), hal tersebut sangat mempengaruhi nilai kalori yang menjadi sangat rendah, yaitu 3099 kal/gr (adb). Kandungan zat terbang sebesar 25,61% (adb) dan karbon tertambat sebesar 20,34% (adb), juga mempengaruhi hasil nilai kalori yang rendah. Analisis petrografi organik juga memperlihatkan bahwa sampel Sa11 memiliki kandungan mineral lempung sebesar 9,3%. Kandungan pirit dalam sampel ini cukup banyak, yaitu 18,1%, mengakibatkan nilai sulfur hasil analisis proksimat mencapai 7,45% (adb). Maseral vitrinit masih menjadi maseral dominan pada sampel ini, yaitu 67,5%. Sampel Sa11 diinterpretasikan merupakan sampel batubara lempungan, hal ini diperkuat juga dengan hasil berat jenis sebesar 1,83. Tipisnya lapisan batubara juga memungkinkan pengambilan sampel yang tercampur batuan pengapit, yaitu batulempung. Nilai rata-rata reflektansi vitrinit sebesar 0,51%, diinterpretasikan bahwa sampel mempunyai kenampakan vitrinit yang cerah, mengindikasikan batubara yang bagus apabila kandungan lempungnya bisa diminimalkan.

Hasil analisis proksimat sampel Sa25 memiliki kandungan karbon tertambat sebesar 32,46% (adb), sehingga didapat nilai kalori sebesar 4165 kal/gr (adb). Nilai kalori juga dipengaruhi oleh kandungan abu sebesar 30,97% (adb) dan kandungan zat terbang sebesar 30,26% (adb). Hasil petrografi organik memperlihatkan maseral vitrinit merupakan maseral dominan sebesar 87,3%, dengan nilai rata-rata reflektansi vitrinit sebesar 0,50%.

Hasil analisis proksimat sampel Sa27 memiliki kandungan karbon tertambat sebesar 31,75% (adb), sehingga didapat nilai kalori sebesar 4650 kal/gr (adb). Nilai kalori juga dipengaruhi oleh kandungan abu sebesar 33,70% (adb) dan kandungan zat terbang sebesar 30,36% (adb). Kandungan lempung cukup banyak pada sampel ini, terlihat oleh kandungan abu 33,70% (adb) dan hasil mikroskopik mineral lempung sebesar 14,7%. Kandungan pirit sebesar 8,4% mempengaruhi juga kandungan sulfur sebesar 4,64% (adb). Hasil petrografi organik tetap memperlihatkan maseral vitrinit merupakan maseral dominan sebesar 72,7%, dengan nilai rata-rata reflektansi vitrinit sebesar 0,46%.

Hasil analisis proksimat sampel Sa32 memiliki kandungan abu yang tinggi, yaitu 42,87% (adb), dengan nilai karbon tertambat sebesar 25,66% (adb) dan kandungan zat terbang 25,41% (adb), sehingga nilai kalori yang didapat rendah, yaitu 3209 kal/gr (adb). Analisis petrografi

organik juga memperlihatkan bahwa sampel Sa32 memiliki kandungan mineral lempung sebesar 41,2%. Berat jenisnya sebesar 1,70 yang mengindikasikan sampel ini merupakan batubara lempungan. Maseral vitrinit masih menjadi maseral dominan pada sampel ini, yaitu 56,0%, dengan nilai rata-rata reflektansi vitrinit sebesar 0,47%. Keempat sampel memiliki kandungan vitrinit yang dominan, kemudian maseral inertinit, dan yang terkecil maseral liptinit. Keempat sampel juga memiliki kandungan air yang tidak terlalu besar, yaitu antara 3,75 – 6,31% (adb).

Sampel Formasi Kantu yaitu Sa11 dan Sa27 memiliki kandungan pirit, diinterpretasikan merupakan lingkungan pengendapan batubara peralihan antara laut dangkal dengan darat pada bagian atasnya (PSG, 2010). Sampel Sa32 yang merupakan batubara dari Formasi Ketungau, lebih dipengaruhi lingkungan pengendapan darat (PSG, 2010).

Hasil konversi nilai kalori dari basis *air dried* (adb) menjadi basis *dry ash free* (daf) menunjukkan nilai kalori batubara pada Formasi Kantu antara 6641 – 6744 kal/gr (daf), sedangkan nilai kalori batubara pada Formasi Ketungau antara 6284 – 7487 kal/gr (daf). Basis *dry ash free* tidak mengikutkan kandungan air dan kandungan abu kedalam hasil nilai kalori, sehingga nilai kalori batubara pada basis *dry ash free* merupakan nilai kalori batubara murni. Batubara daerah Sungai

Sai berdasarkan klasifikasi peringkat batubara ASTM, berada pada peringkat batubara *sub bituminous B* hingga *high volatile bituminous C*.

3.6 Sumber Daya Batubara

Sumber daya hipotetik batubara daerah Sungai Sai pada Formasi Kantu sebesar 3373,66 ton, sedangkan pada Formasi Ketungau sebesar 5153,41 ton. Total sumber daya hipotetik batubara daerah Sungai Sai secara keseluruhan sebesar 8527,07 ton.

4. KESIMPULAN

Penyelidikan batubara daerah Sungai Sai yang termasuk dalam Cekungan Ketungau dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Formasi pembawa batubara di daerah penyelidikan dari Formasi Kantu dan Formasi Ketungau berumur Eosen Akhir.
- Batubara pada Formasi Kantu mempunyai ketebalan 5 – 25 cm, merupakan lapisan batubara yang tipis, melensa, dan cenderung setempat-setempat, sedangkan pada Formasi Ketungau mempunyai ketebalan 5 – 20

cm, merupakan lapisan batubara yang tipis dan cenderung lebih baik secara lateral.

- Nilai kalori batubara pada Formasi Kantu berkisar antara 3099 – 4165 kal/gr (adb) atau 6641 – 6744 kal/gr (daf). Nilai kalori batubara pada Formasi Ketungau antara 3209 – 4650 kal/gr (adb) atau 6284 – 7487 kal/gr (daf). Perbedaan nilai kalori batubara yang mencolok sebagai hasil dari dua basis analisis tersebut diatas disebabkan kandungan abu (*ash content*) yang mencapai 30 – 50%.
- Nilai reflektansi vitrinit batubara berkisar antara 0,46 – 0,51%. Maseral vitrinit menjadi maseral yang dominan, diikuti inertinit, dan yang terkecil liptinit.
- Batubara daerah Sungai Sai berdasarkan klasifikasi ASTM berada pada peringkat batubara *sub bituminous B* hingga *high volatile bituminous C*.
- Total sumber daya hipotetik batubara daerah Sungai Sai sebesar 8527,07 ton, terdiri dari Formasi Kantu sebesar 3373,66 ton dan Formasi Ketungau sebesar 5153,41 ton.

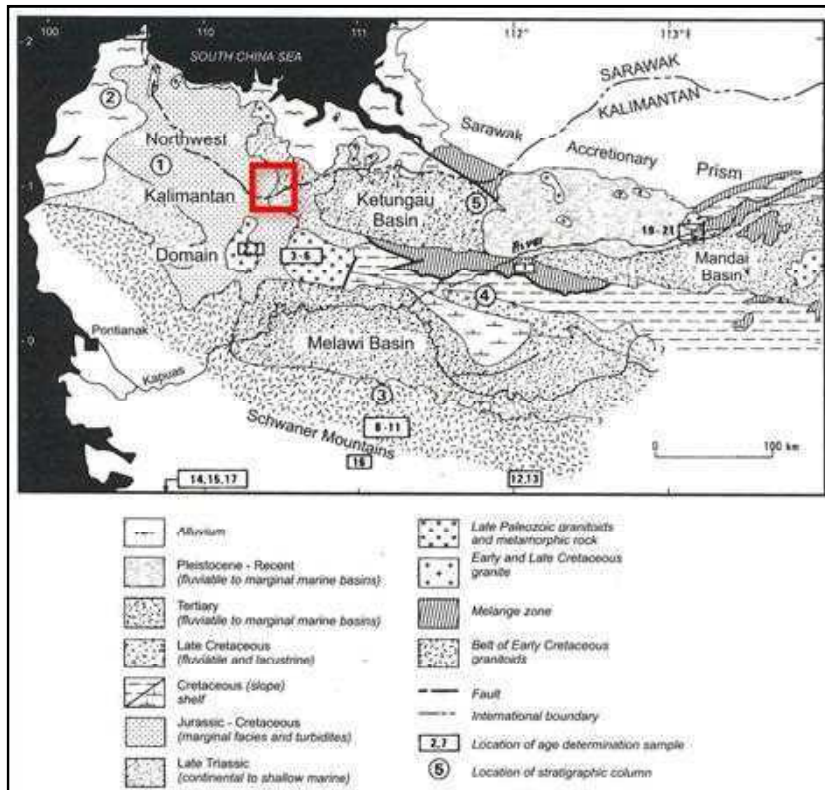
DAFTAR PUSTAKA

- Bakosurtanal, 2004, *Peta Provinsi Kalimantan Barat*, Badan Koordinasi Survei dan Pemetaan Nasional, Cibinong.
- Cahyono, E.B., dkk., 2010, *Laporan Penyelidikan Batubara Daerah Jasa-Waksepan, Kabupaten Sintang, Provinsi Kalimantan Barat*, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.

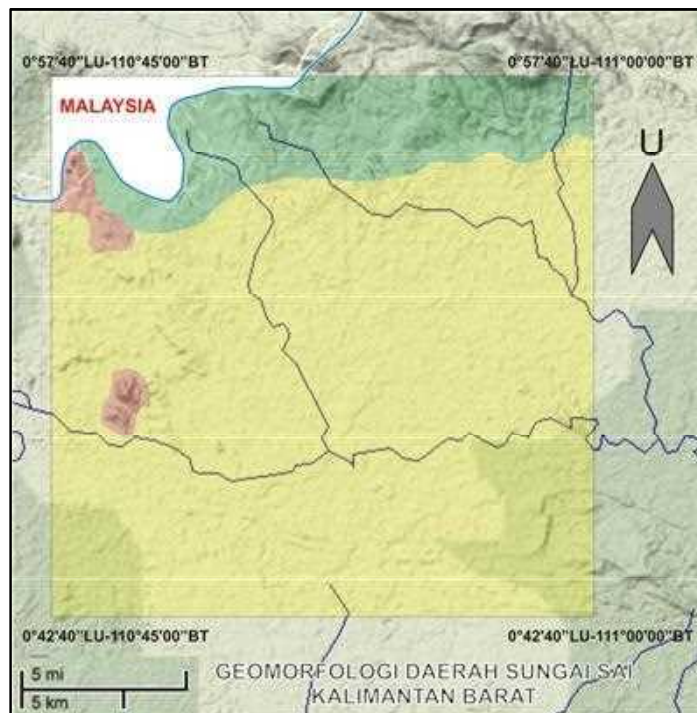
- Darman, H. dan Sidi, F.H., 2000, *An Outline of The Geology of Indonesia*, Ikatan Ahli Geologi Indonesia, Jakarta.
- Heryanto, B.H., dkk., 1993, *Peta Geologi Lembar Sintang, Kalimantan*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Ibrahim, D., dkk., 2008, *Laporan Penyelidikan Pendahuluan Bitumen Padat Di Daerah Nanga Dangan dan Sekitarnya, Kabupaten Sintang, Provinsi Kalimantan Barat*, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.
- Patra Nusa Data, 2006, *Indonesia Basin Summaries*, PT Patra Nusa Data, Jakarta.
- Supriatna, S., Margono, U., Sutrisno, Pieters, P.E., dan Langford, R.P., 1993, *Peta Geologi Lembar Sanggau, Kalimantan*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

Pustaka Dari Situs Internet:

- Profil Daerah Kabupaten Sanggau, 14 April 2011, <http://www.setda.sanggau.go.id>, diturunkan/diunduh pada 9 Desember 2013.
- Profil Kabupaten Sanggau, 26 April 2011, <http://informasi-kalbar.blogspot.com/2011/04/profil-kabupaten-sanggau.html>, diturunkan/diunduh pada 9 Desember 2013.
- Pusat Survei Geologi, 06 Mei 2011, *Kompilasi Geologi - Geofisika Cekungan Ketungau Kalimantan Barat, Laporan Tahunan 2010*, <http://psg.bgl.esdm.go.id/geosains/196-kompilasi-geologi-geofisika-cekungan-ketungau-kalimantan-barat?start=1>, diturunkan/diunduh pada 23 Desember 2013.



Gambar 1 Geologi regional Kalimantan Barat (Darman dan Sidi, 2000).



Gambar 2 Peta *digital elevation model* (DEM) dan geomorfologi daerah Sungai Sai.



Gambar 3 Singkapan batulempung sisipan batubara di lokasi Sa11.



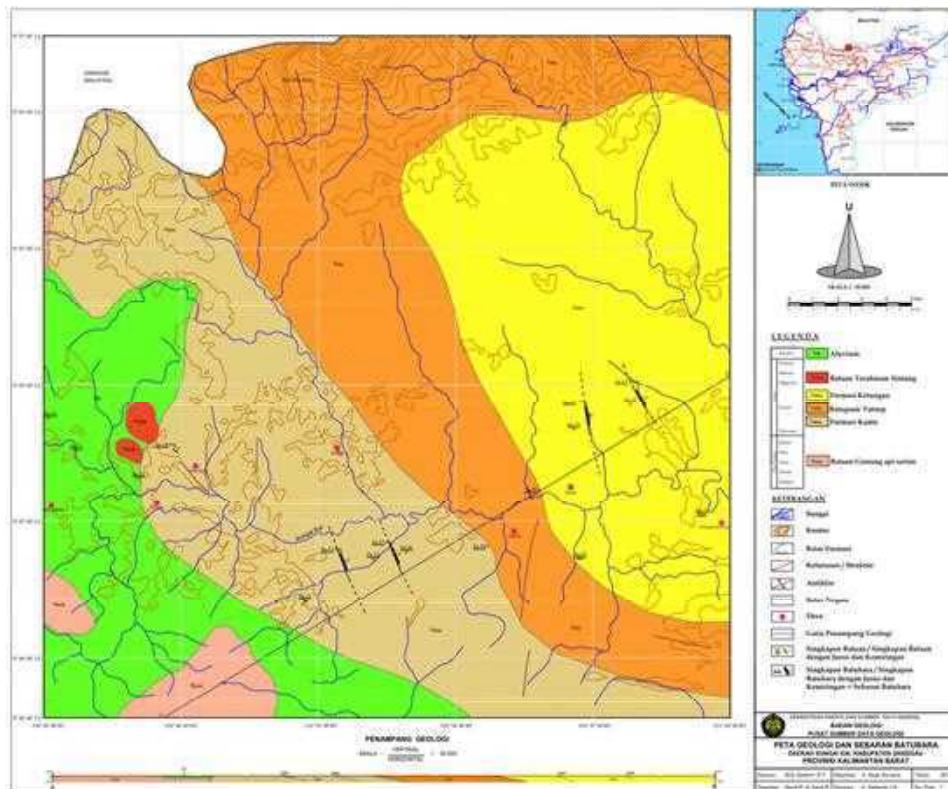
Gambar 4 Singkapan batubara di lokasi Sa32.

Tabel 1 Hasil analisis proksimat daerah Sungai Sai.

Kode Sampel	FM	TM	M	VM	FC	Ash	TS	SG	CV
	% (ar)		% (adb)						(adb)
Sa11	11.73	15.04	3.75	25.61	20.34	50.3	7.45	1.83	3099
Sa25	17.84	23.02	6.31	30.26	32.46	30.97	0.59	1.56	4165
Sa27	6.27	10.2	4.19	30.36	31.75	33.7	4.64	1.57	4650
Sa32	23.77	28.39	6.06	25.41	25.66	42.87	1.33	1.7	3209

Tabel 2 Hasil analisis petrografi organik daerah Sungai Sai.

Kode Sampel	Mean Rvmax	Kisaran Rvmax	Vitrinit	Inertinit	Liptinit	CL	OX	PY
	%							
Sa11	0.51	0.44-0.59	67.5	1.1	3.9	9.3	0.1	18.1
Sa25	0.5	0.45-0.55	87.3	1.2	1.5	8.9	0.2	0.9
Sa27	0.46	0.40-0.53	72.7	0.9	2.7	14.7	0.6	8.4
Sa32	0.47	0.40-0.52	56	0.7	0.9	41.2	0.5	0.7



Gambar 5 Peta geologi dan sebaran batubara daerah Sungai Sai.

**PENYELIDIKAN BITUMEN PADAT DAERAH BANGGAI
KABUPATEN BANGGAI KEPULAUAN, PROVINSI SULAWESI TENGAH**

Agus Subarnas

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Daerah yang diselidiki termasuk dalam wilayah Kabupaten Banggai Kepulauan, Provinsi Sulawesi Tengah yang terletak pada koordinat 123° 15' BT - 123° 34' BT dan antara 1° 15' LS - 1° 30' LS.

Secara geologi Sulawesi terletak pada pertemuan 3 Lempeng besar yaitu Eurasia, Pasifik dan Indo Australia serta sejumlah lempeng lebih kecil (Lempeng Filipina) yang menyebabkan kondisi tektoniknya sangat kompleks.

Berdasarkan keadaan litotektoniknya, Banggai-Sula dan Buton merupakan pecahan benua yang berpindah ke arah barat karena *strike-slip faults* dari New Guinea, dicirikan oleh batuan dasar berupa batuan metamorf Permo-Karbon, batuan batuan plutonik yang bersifat granitis berumur Trias dan batuan sedimen Mesozoikum (Hamilton, 1979 dan Simanjuntak, 1991).

Hampir 80% daerah penyelidikan didominasi oleh batugamping mulai dari Formasi Buya (Paleosen) sampai Formasi Peleng (Plistosen).

Pada Formasi Buya dan batuan Pra Tersier Formasi Bobong berumur Jura-Kapur lapukan batuan sangat tinggi sehingga sulit untuk menemukan singkapan batuan yang baik. Pada Formasi Bobong bagian bawah yaitu pada lapisan batupasir tampak terubah kuat yang dicirikan oleh warna dan kekerasan batuan serta fraktur batuan dengan kekar-kekar yang saling memotong.

Lapisan bitumen padat terdapat pada Formasi Buya dan Formasi Bobong, yaitu pada lapisan Batulempung menyerpih berwarna abu-abu dan batulempung berwarna hitam. Tebal serpih bervariasi antara 10 cm sampai 30 m. secara umum lapisan batulempung yang mengandung bitumen tersebut terdapat sebagai sisipan-sisipan dalam lapisan batugamping setebal 1 hingga 10 m. Sumber Daya bitumen Padat sebesar 619.775 Ton.

Berdasarkan Diagram HI-OI menunjukkan contoh BG-02 mengandung material organik yang bersifat oil prone/Tipe II. Sedangkan pada contoh BG-01 mengindikasikan bahwa Kerogen Inertinitik atau teroksidasi (kerogen Tipe III) sehingga masih berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon "Gas Prone".

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Secara khusus, penyelidikan bitumen padat pada lokasi ini dilakukan sebagai bagian dari upaya pemerintah untuk mengetahui potensi sumber daya energi di wilayah Indonesia Bagian Tengah, Selain itu untuk menambah data potensi bitumen padat pada bank data di Pusat Sumber Daya Geologi.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud penyelidikan untuk mendapatkan data sebaran Formasi yang mengandung bitumen padat, aspek-aspek geologi, geometri endapan, kualitas dan potensi sumber daya bitumen padat di daerah tersebut.

Sedangkan tujuannya untuk menentukan lokasi-lokasi singkapan bitumen padat dan daerah prospeksi temuan dilapangan sehingga tersedia data potensi sumber daya bitumen padat yang diperlukan pemerintah, pemerintah daerah maupun pihak swasta dalam rangka pengembangan potensi lebih lanjut pada saat diperlukan.

1.3. Lokasi Kegiatan Dan Kesampaian Daerah

Daerah peninjauan terletak didaerah kepulauan Banggai yaitu P. Peleng yang Secara administratif lokasi tersebut termasuk kedalam wilayah Kabupaten Banggai Kepulauan, Provinsi Sulawesi Tengah. Sedangkan secara Geografis

terletak pada koordinat $123^{\circ} 15' \text{ BT} - 123^{\circ} 34' \text{ BT}$ dan antara $1^{\circ} 15' \text{ LS} - 1^{\circ} 30' \text{ LS}$ (Gambar 1).Kegiatan lapangan berlangsung selama 30 hari mulai tanggal 26 Juni-25 juli 2013

2. GEOLOGI

2.1 Geologi Regional

Kondisi Geologi Pulau Sulawesi Secara umum Sulawesi terletak pada pertemuan 3 Lempeng besar yaitu Eurasia, Pasifik dan Indo Australia serta sejumlah lempeng lebih kecil (Lempeng Filipina) yang menyebabkan kondisi tektoniknya sangat kompleks.

Kompleksitas ini disebabkan oleh konvergensi antara tiga lempeng litosfer: lempeng Australia yang bergerak ke utara, lempeng Pasifik ke arah barat-bergerak, dan lempeng Eurasia selatan-tenggara-bergerak.

Berdasarkan keadaan litotektonik Pulau Sulawesi dibagi 4 yaitu:

Mandala barat (West & North Sulawesi Volcano-Plutonic Arc), Mandala tengah (Central Sulawesi Metamorphic Belt), Mandala timur (East Sulawesi Ophiolite Belt) dan Banggai-Sula and Tukang Besi Continental fragments kepulauan paling timur Banggai-Sula dan Buton

Fragmen benua Banggai-Sula dan Tukang Besi

Fragmen benua Banggai-Sula dan Tukang Besi di wilayah Sulawesi bersama-sama dengan area Sulawesi tengah dan tenggara diyakini berasal dari bagian benua Australia utara. Daratan ini di masa Jurassic bergerak ke timur laut memisahkan diri dari Australia ke posisi sekarang. Batuan metamorfik di distribusikan secara luas di bagian timur Sulawesi Tengah, lengan tenggara Sulawesi dan Pulau Kabaena. Di Banggai-Sula dan Buton, Microcontinents batuan metamorf membentuk basement cekungan Mesozoikum. Batuan ini ditindih secara tidak selaras oleh satuan batuan sedimen berumur Mesozoikum yang didominasi oleh batuan limestone. Batuan limestone berumur Paleogen ditemukan pada semua microcontinents. Pada akhir Oligosen sampai dengan pertengahan Miosen, satu atau lebih microcontinent Indo-Australia bergerak ke arah barat bertumbukan dengan kompleks ofiolit Sulawesi timur dan tenggara. Tumbukan ini menghasilkan melange dan imbrikasi zona busur kepulauan Mesozoikum dan strata sedimen Paleogen dari microcontinents, dengan irisan patahan ofiolit. Selama tumbukan, cekungan sedimen lokal terbentuk di Sulawesi, dimana setelah tumbukan, cekungan menjadi lebih lebar di sepanjang Sulawesi. Sedimentasi di lengan Tenggara Sulawesi dimulai lebih awal (Miosen awal) dibandingkan dengan lengan Timur

(Miosen akhir). Kedua deretan ini biasanya disebut sebagai Sulawesi Molasse yang terdiri deretan major sediment klastik dan deretan minor batu karang limestone. Sebagian besar area Sulawesi Molasse diendapkan di laut dangkal tetapi di beberapa tempat diendapkan didalam sungai ke lingkungan transisi (Sukanto dan Simandjuntak,1981).

2.2 Stratigrafi Regional

Secara umum stratigrafi Cekungan Banggai terbagi menjadi dua periode waktu, periode pertama berupa sikuen hasil pengangkatan/sobekan dari batas kontinen yang terendapkan sebelum terjadinya tumbukan, sedangkan periode kedua adalah sikuen pengendapan molasse di bagian daratan yang terjadi selama dan pasca tumbukan.

Tatanan Stratigrafi kepulauan Banggai disusun oleh 8 satuan batuan, yang dikelompokkan dari satuan tertua hingga muda sebagai berikut :

1. Kompleks batuan malihan adalah satuan batuan tertua yang terdiri dari sekis, gneis dan kuarsit berwarna kelabu dan kehijauan, berumur Karbon.
2. Granit Banggai yang terdiri dari granit, granodorit, diorit kuarsa dan pegmatit. Bentang alam satuan batuan granit ini memperlihatkan bentuk morfologi bergelombang dengan permukaan relatif halus membulat

3. Sedimen Formasi Bobong (Jbs). Satuan batuan konglomerat dan batu pasir yang diendapkan tidak selaras diatas Granit, Formasi ini diduga berumur Jura Awal sampai Jura Tengah.
4. Formasi Buya (Jb) diendapkan pada umur Eosen-Paleosen. Litologinya terdiri atas serpih, batulempung gampingan bersisipan batupasir kuarsa dan kalkarenit.
5. Batu gamping klastik, berwarna putih bersih hingga kotor kecoklatan, ukuran butir pasiran (relatif seragam) sebagai kalkarenit hingga kalsirudit. Dari kumpulan fosil yang dikandungnya, berumur dari Eosen sampai Miosen Tengah, tersebar luas dan hampir terdapat di seluruh P. Banggai
6. Batugamping Salodik (Tems) Adalah batugamping fragmen dengan ukuran kerakal (gravel).
7. Batugamping terumbu Formasi Peleng (QL): Endapan batuan berumur kuartar yang penyebaran tidak merata, sebagian berupa batugamping konglomeratan, berwarna putih kotor hingga kecoklatan, setempat berongga-rongga, tidak berlapis dan keras.
8. Aluvium : Satuan batuan termuda daerah ini adalah, terdiri atas lumpur, lempung, pasir dan kerikil, berupa endapan permukaan sungai dan di sekitar pantai.

2.3. Struktur Geologi Regional

Salah satu model tektonik yg menjelaskan evolusi tektonik Pulau Sulawesi adalah peristiwa kompresional yang dimulai sejak miosen. Kompresi ini dipengaruhi oleh tumbukan kontinen di arah barat dan ofiolit serta fragmen-fragmen busur kepulauan di arah timur. Fragmen-fragmen ini termasuk mikro-kontinen Buton, Tukang Besi dan Banggai Sula. Kompresi ini menghasilkan Jalur Lipatan Sulawesi Barat (*West Sulawesi Fold Belt*) yang berkembang pada Pliosen Awal.

Meskipun ukuran fragmen-fragmen ini relatif kecil, efek dari koalisinya dipercaya menjadi penyebab terjadinya peristiwa-peristiwa tektonik diseluruh bagian Sulawesi (Calvert, 2003).

Perkembangan Tektonik Sulawesi di daerah Banggai-Sula

Kapur Akhir

Daerah Banggai-Sula merupakan bagian dari paparan benua sejak Mesozoikum awal, dimana diendapkan klastik berumur Trias akhir hingga Kapur. Batuan dasar benua terdiri dari batuan metamorf zaman karbon dan plutonik Permo-Trias.

Paleogen

Paleosen, Sulawesi bagian timur mengalami shoaling dan diendapkan batuan karbonat air-dangkal (Formasi Lerea). Pengendapan batuan karbonat di

daerah ini berlanjut hingga Miosen Awal (Formasi Takaluku). Di bagian barat Banggai-Sula, sikuen tebal karbonat bersisipan klastik diendapkan di daerah yang luas. Karbonat ini diendapkan sampai Miosen Tengah (Sukanto & Simandjuntak, 1981). Zona subduksi dengan kemiringan ke barat yang dimulai sejak zaman Kapur menghasilkan vulkanik Tersier Awal di Daerah Sulawesi Bagian Barat, dan proses shoaling laut di daerah Sulawesi Bagian Timur, begitu puladi Daerah Banggai-Sula (Sukanto & Simandjuntak, 1981).

Neogen

Kompresi yang terjadi pada Eosen menerus menghasilkan struktur-struktur berarah barat dari JLSB, sementara material mikro-kontinen yang awalnya berasal dari Lempeng Australia (Material Australoid) bergerak ke arah barat selama Miosen bertumbukan dengan JLSB.

Pada Pliosen awal, bagian timur dari batas pre-rift dari Cekungan Makassar Utara membentuk komponen dasar laut dari Jalur Lipatan Sulawesi Barat (JLSB). Mikro-kontinen Australia ini yang pertama terbentuk adalah Buton, kemudian diikuti oleh Tukang Besi.

2.4 Geologi Bitumen padat

Walaupun sampai saat ini belum pernah ada penyelidikan secara khusus mengenai adanya potensi endapan bitumen padat di daerah Banggai, akan tetapi terdapat beberapa metode

pendekatan yang akan digunakan untuk melakukan penyelidikan tersebut, diantaranya melalui studi literatur. pengamatan litologi pada singkapan dan analisa conto batuan.

Berdasarkan hasil studi literatur yang diperoleh dari beberapa penulis terdahulu, maka penyebaran endapan bitumen padat di daerah penyelidikan diperkirakan terdapat pada Formasi Bobong berumur Jura-Kapur dan Formasi Buya yang berumur Paleosen-Eosen Bawah.

Perkiraan sementara ini diantaranya berdasarkan keterangan beberapa sumber yang menerangkan bahwa terdapat adanya lignit dan serpih pada Formasi Bobong dan sisipan serpih pada Formasi Buya.

Hasil dari seluruh kegiatan yang dilaksanakan diharapkan dapat tersedianya data potensi sumber daya bitumen padat beserta kualitasnya di daerah Banggai sehingga dapat dipakai untuk kepentingan yang lebih luas dikemudian hari, khususnya sebagai upaya pengembangan energi nasional.

3 HASIL PENYELIDIKAN

3.1 Geologi Daerah Penyelidikan

3.1.1 Morfologi Daerah Penyelidikan

Topografi daerah penyelidikan berada pada ketinggian 50–550 m dpl. Daerah terendah berada di sepanjang garis pantai mengelilingi P. Peleng, sedang daerah tertinggi yaitu G. Tinangkung yang berada di bagian tengah P. Peleng.

Morfologi daerah penyelidikan terdiri atas 3 satuan morfologi yaitu satuan pegunungan berrelief terjal, satuan morfologi pegunungan berrelief sedang sampai landai dan satuan morfologi dataran rendah.

Morfologi dataran tinggi terdapat sekitar 35 % yang merupakan daerah pegunungan dan berlereng-lereng, pada umumnya menempati daerah tengah dan barat daerah penyelidikan sedangkan morfologi pegunungan berrelief sedang sampai landai menempati hampir 55 % menyebar hampir disebagian besar daerah penyelidikan. Satuan morfologi dataran rendah terdiri atas dataran rendah dan aluvium, terutama menempati bagian utara dan sebagian kecil di Selatan dan timur.

Susunan batuan ke 3 satuan morfologi tersebut lebih didominasi oleh satuan batugamping, konglomerat batugampingan atau napal dengan kepingan karbonat & koral dari Formasi Buya, Bobong dan Salodik

Di daerah penyelidikan tidak dijumpai adanya aliran sungai yang besar, pola aliran yang berkembang didaerah penyelidikan pada umumnya memberikan ciri aliran sungai Sub dendritik, pola aliran sungai ini dikontrol oleh litologi dan struktur geologi yang terjadi. Stadium erosi sungai dapat diklasifikasikan sebagai perpaduan antara stadium muda dan stadium dewasa, dimana pada umumnya pada tahap stadium dewasa sungai tersebut sudah berada sekitar 3-5 km dari garis pantai.

3.1.2 Stratigrafi

Berdasarkan cekungannya, daerah yang akan diselidiki masuk kedalam Cekungan Luwuk-Banggai (Peta Cekungan Tersier Indonesia, Badan Geologi 2009).

Stratigrafi daerah penyelidikan terdiri atas 5 formasi yang urutannya dari tua ke muda adalah : Granit Banggai, Formasi Bobong , Formasi Buya, Batugamping Salodik, Formasi Peleng dan Endapan Aluvium.

1. Granit Banggai yang terdiri dari granit, granodorit, diorit kuarsa dan pegmatit. Bentang alam satuan batuan granit ini memperlihatkan bentuk morfologi bergelombang dengan permukaan relatif halus membulat
2. Sedimen Formasi Bobong (Jbs). konglomerat dan batu pasir yang diendapkan tidak selaras diatas Granit, Formasi ini diduga berumur Jura Awal-Jura Tengah.
3. Formasi Buya (Jb) diendapkan pada umur Eosen-Paleosen. Litologinya terdiri atas serpih, batulempung gampingan bersisipan batupasir kuarsa dan kalkarenit.
4. Batugamping Salodik (Tems) Adalah batugamping fragmen dengan ukuran kerakal (gravel).
5. Batugamping terumbu Formasi Peleng (QL): Endapan batuan berumur kuarter yang penyebaran tidak merata, sebagian berupa batugamping konglomeratan, berwarna putih kotor hingga kecoklatan, setempat

berongga-rongga, tidak berlapisdan keras.

6. Aluvium : Satuan batuan termuda daerah ini adalah, terdiri atas lumpur, lempung, pasir dan kerikil, berupa endapan permukaan sungai dan di sekitar pantai.

3.1.3 Struktur Geologi Daerah Penyelidikan

Mekanisme Struktur Geologi Pemicu terbentuknya sesar-sesar di daerah rencana penyelidikan dan umumnya di Sulawesi adalah gabungan antara mikrokontinen Benua Australia dan mikrokontinen Sunda yang terjadi sejak Miosen. Pergerakan dari pecahan lempeng Benua Australia tersebut relatif ke arah barat. Adanya sesar utama seperti sesar Palu-Koro dan Sesar Walanae juga memberikan peranan dalam pembentukan sesar-sesar kecil di sekitarnya. Data dan hasil analisis struktur geologi, seperti pola kelurusan dan arah pergerakan relatif sesar, mengindikasikan bahwa deformasi di daerah rencana penyelidikan dipengaruhi oleh aktivitas Sesar Mendatar Palu-Koro dan terusan Sesar Mendatar Walanae.

Pada skala yang lebih besar yaitu didaerah penyelidikan, pola kelurusan sesar umumnya berarah Utara Baratdaya – Selatan Tenggara dimana pada beberapa tempat sesar sesar tersebut terpotong oleh sesar berarah Timurlaut – Baratdaya.

Sesar yang terjadi tersebut diperkirakan berumur Plio-Plistosen yang

mengakibatkan hampir semua formasi yang ada mengalami pensesaran.

4. Pembahasan Hasil Penyelidikan

4.1 Data Lapangan dan Interpretasi

Hampir 80% daerah penyelidikan didominasi oleh batugamping mulai dari Formasi Buya (Paleosen) sampai Formasi Peleng (Plistosen).

Pada Formasi Buya dan batuan Pra Tersier berumur Jura-Kapur (Formasi Bobong) umumnya lapukan batuan sangat tinggi sehingga sulit untuk menemukan singkapan batuan yang baik untuk dilakukan pengukuran jurus dan kemiringan lapisan, khususnya pada Formasi Bobong lapisan batuan pada bagian bawahnya yakni pada lapisan batupasir kuarsa tampak sudah berubah kuat hal ini dicirikan oleh warna dan kekerasan batuan serta fraktur batuan dengan kekar-kekar yang saling memotong.

Lapisan batuan mengandung bitumen padat diperkirakan terdapat pada Formasi Buya dan Formasi Bobong, pada pelaksanaan kegiatan lapangan, sangat sulit ditemukan.

Indikasi kandungan bitumen padat hanya didapatkan pada Formasi Buya secara terbatas yakni pada lapisan Batulempung menyerpih berwarna abu-abu dan batulempung berwarna hitam. Tebal serpih bervariasi antara 10 cm - 30 m. secara umum lapisan batulempung yang mengandung bitumen tersebut terdapat

sebagai sisipan-sisipan dalam lapisan batugamping setebal 1 hingga 10 m.

4.1.1 Sebaran Bitumen Padat di daerah Penyelidikan

Selama penyelidikan berlangsung, dari 31 lebih singkapan yang dijumpai hanya terdapat 2 singkapan yang mengandung Bitumen Padat yaitu BG-01 dan BG-02 di sekitar desa Tatakalai.

BG-01

Singkapan yang dijumpai di sekitar desa Tatakalai berupa batulempung menyerpih berwarna abu-abu kehitaman, per lapisan kurang jelas, agak lunak. Pengukuran arah Jurus/kemiringan lapisan N 230° E/9°, tebal lapisan serpih sekitar 30 cm. Pelamparan lapisan kearah lateral yang dapat ditelusuri di permukaan sejauh 150 m. Conto No. BG--01 (Foto 2).

BG-02

Singkapan terdapat di bagian barat Kp Loksago. Litologinya merupakan batulempung hitam, karbonan agak menyerpih. Ditemukan sebagai sisipan pada lapisan batulempung gampingan setebal 30 cm. Arah jurus/kemiringan lapisan N 200° E/10°. Conto No. BG-02 (Foto 3)

Interpretasi lapisan bitumen padat

Berdasarkan data singkapan yang ada di daerah penyelidikan, maka dapat direkonstruksikan sebaran lempung

karbonan dan batupasir karbonan yang berpotensi mengandung bitumen padat. Sebaran lapisan batuan yang diperkirakan mengandung bitumen tersebut tersebut mengarah relatif Baratdaya-Timurlaut laut.

Lapisan a

Lapisan a diinterpretasikan berdasarkan singkapan BG-01, lapisan ini menyebar secara lateral dengan arah Baratdaya-Timurlaut. Panjang lapisan kearah lateral yang diyakini kontinuitasnya sejauh 500 m dari singkapan terakhir ke bagian kiri dan 500 m kearah kanan. Total panjang lapisan a kearah jurus yang dihitung sumber dayanya adalah 1.000 m dengan kemiringan lapisan kearah Baratlaut sebesar 9°, sedangkan tebal lapisan yang diketahui hanya 30 cm.

Lapisan b

Lapisan b diinterpretasikan berdasarkan singkapan BG-02, panjang lapisan kearah lateral yang diyakini kontinuitasnya sejauh 500 m dari singkapan ke bagian kiri dan 500 m kearah kanan, sehingga total panjang lapisan b kearah jurus yang dihitung sumber dayanya adalah 1.000 m dengan kemiringan lapisan 10° kearah Baralaut. Lapisan b merupakan sisipan tipis dengan tebal 30 cm dalam lapisan batulempung gampingan.

4.1.2 Kualitas Bitumen Padat di daerah Penyelidikan.

Dalam upaya mengetahui kadar dan kualitas bitumen padat harus dilakukan analisis laboratorium yaitu analisis *retort* maupun analisis petrografi. Akan tetapi untuk mengetahui sementara kadar dan kualitas bitumen padat yang terkandung dalam batuan secara megaskopis dapat dilakukan pada saat pengambilan conto di lapangan, sehingga conto yang akan dianalisa dapat memberikan hasil yang optimal.

4.1.2.1 Megaskopis

Secara megaskopis batuan yang mengandung bitumen di daerah Banggai berupa batulempung karbonan berwarna hitam dan batulempung menyerpih berwarna abu-abu tua sebagai sisipan dalam lapisan batulempung abu-abu atau lapisan batupasir kuarsa abu-abu.

4.1.2.2 Analisa Laboratorium

Dalam penyelidikan ini telah dilakukan analisis terhadap 2 conto batuan yang dianggap mewakili endapan Bitumen Padat di daerah penyelidikan. (No. Conto BG-01 dan BG-02)

Analisis Retorting

Untuk mengetahui kuantitas minyak yang terkandung di dalam batuan harus melalui proses analisis *retorting*. Sebagai hasilnya paling tidak dapat mengetahui kandungan minyak dalam satuan liter/ton,

kandungan air dalam satuan liter/ton dan berat jenis minyak dalam satuan gram/ml.

Hasil pengujian terhadap 2 conto batuan yang umumnya terdiri dari batulempung karbonan berwarna hitam dan batulempung menyerpih berwarna abu-abu tua, hasilnya dapat dilihat seperti pada Tabel. 5

Berdasarkan hasil analisa retorting diketahui bahwa di daerah inventarisasi batuan yang mengandung endapan bitumen padat adalah Formasi Buya. Kandungan minyak yang dihasilkan oleh conto tersebut di atas menunjukkan kisaran angka antara 2 l/Ton hingga 42 l/Ton.

Analisis Petrografi

Analisis petrografi dilakukan dengan tujuan sebagai data pendukung analisis *retorting* batuan. Hasil analisis ini dapat digunakan antara lain untuk mengetahui jenis kandungan organik dan membantu dalam penentuan tingkat kematangan batuan melalui reflektan vitrinit.

Berdasarkan hasil analisis petrografi terhadap conto batuan dari daerah Banggai dan sekitarnya (Tabel. 6), umumnya merupakan batuan sedimen klastik halus yang terdiri dari batuan karbonat dan sedikit mengandung *bitumen*.

Pada umumnya kandungan maseral Vitrinit>Liptinit>Inertinit. Pada kenampakan dibawah mikroskop terdapat adanya sporinit, resinit dan kutinit, hadirnya maseral tersebut mengindikasikan bahwa kandungan organik berasal dari lingkungan

darat atau paling tidak antara darat sampai transisi. Dari reflektan vitrinit diketahui bahwa tingkat kematangan material organik berkisar antara 0,37-0,51 %, secara umum dapat dikatakan bahwa kematangan kandungan organik tersebut sedang.

Dari 2 sampel yang diuji, dibawah ini disajikan tabel batuan di daerah Banggai yang mempunyai kandungan minyak (Tabel 3).

Berdasarkan hasil analisa petrografi terhadap conto batuan dari daerah penyelidikan (Tabel 3), umumnya merupakan batuan sedimen klastik halus yang terdiri dari batuan karbonat.

Berdasarkan analisa petrografi yang dilakukan terhadap 2 conto serpih didaerah penyelidikan, maka hasilnya dapat diuraikan sebagai berikut :

Vitrinite dijumpai dalam jumlah yang tinggi, kehadirannya antara < 0,1 % - 49,99%, *Liptinite* antara < 0,1 % - 1,99 %, *Inertinite* antara < 0,1 % - 1,99 % sedangkan *Mineral Matter* antara < 0,1 % - 9,99 %. Reflektansi Vitrinite rata-rata antara 0,37 – 0,51 %. Apabila memperhatikan angka reflektan vitrinit yang dihasilkan tersebut, maka angka-angka tersebut menunjukkan vitrinit berada pada tingkat kematangan sedang.

Pengujian Geokimia Hidrokarbon

Pengujian *Rock-Eval Pyrolysis (REP)*

Pengujian *Rock-Eval Pyrolysis* adalah analisa pengujian terhadap senyawa

hidrokarbon batuan induk dengan melakukan pemanasan bertahap terhadap conto batuan dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur yang terprogram.

Pemanasan ini memisahkan komponen organik bebas (bitumen) dan komponen organik yang masih terikat dalam batuan induk (*kerogen*) (Espitalie et al., 1977).

Analisis *Rock-Eval Pyrolysis* menghasilkan 4 parameter penting yaitu S1, S2, S3 dan Tmax. Kombinasi parameter yang dihasilkan oleh *Rock-Eval Pyrolysis* dapat dipergunakan sebagai indikator jenis dan kualitas batuan induk serta menentukan tipe kerogen.

- a. S₁ disebut dengan free hydrocarbon, menunjukkan jumlah hidrokarbon bebas yang dapat diuapkan tanpa melalui proses pemecahan kerogen. Nilai S₁ mencerminkan jumlah hidrokarbon bebas yang terbentuk insitu (*indigenous hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*)
- b. S₂ disebut dengan (*Pyrolyisable Hydrocarbon*), menunjukkan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan melalui proses pemecahan kerogen yang mewakili jumlah hidrokarbon yang dapat dihasilkan batuan selama proses pematangan secara alamiah. Nilai S₂ menyatakan potensi material organik dalam batuan yang dapat berubah

- menjadi petroleum. Harga S_1 dan S_2 diukur dalam satuan mg hidrokarbon/gram batuan (*mg HC/g Rock*).
- c. S_3 menunjukkan jumlah kandungan CO_2 yang hadir di dalam batuan. Jumlah CO_2 ini dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen di dalam kerogen karena menunjukkan tingkat oksidasi selama diagenesis.
 - d. T_{max} ini merupakan parameter geokimia yang digunakan untuk menentukan tingkat kematangan batuan induk. Harga T_{max} yang terekam sangat dipengaruhi oleh jenis material organik. *Kerogen Tipe I* akan membentuk hidrokarbon lebih akhir dibanding *Tipe III* pada kondisi temperatur yang sama. Harga T_{max} sebagai indikator kematangan juga memiliki beberapa keterbatasan lain misalnya tidak dapat digunakan untuk batuan memiliki TOC rendah ($<0,5$) dan $HI < 50$. Harga T_{max} juga dapat menunjukkan tingkat kematangan yang lebih rendah dari tingkat kematangan sebenarnya pada batuan induk yang mengandung resin yang umum terdapat dalam batuan induk dengan kerogen tipe II (Peters, 1986).
- Indikator jenis dan kualitas batuan induk yang dihasilkan dari kombinasi parameter *Rock-Eval Pyrolysis* antara lain :
- a. *Potential Yield*
Potential Yield (PY) menunjukkan jumlah hidrokarbon dalam batuan baik yang berupa komponen volatil (bebas) maupun yang berupa kerogen. Satuan ini dipakai sebagai penunjuk jumlah total hidrokarbon maksimum yang dapat dilepaskan selama proses pematangan batuan induk dan jumlah ini mewakili generation potential batuan induk.
 - b. *Production Index (PI)*
Nilai PI menunjukkan jumlah hidrokarbon bebas relatif (S_1) terhadap jumlah total hidrokarbon yang hadir. PI dapat digunakan sebagai indikator tingkat kematangan batuan induk. PI meningkat karena pemecahan kerogen sehingga S_2 berubah menjadi S_1 .
 - c. *Hydrogen Index (HI)* dan *Oxygen Index (OI)*
Kedua parameter ini harganya akan berkurang dengan naiknya tingkat kematangan. Harga HI yang tinggi menunjukkan batuan induk didominasi oleh material organik yang bersifat *oil prone*, sedangkan nilai OI tinggi mengindikasikan dominasi material organik *gas prone*. Waples (1985) menyatakan nilai HI dapat digunakan untuk menentukan jenis hidrokarbon utama dan kuantitas relatif hidrokarbon yang dihasilkan.

Penentuan tipe kerogen berdasarkan analisis rock-eval pyrolysis dapat dilakukan dengan mengplotkan nilai – nilai HI dan

OI pada diagram "pseudo" van Krevelen, atau dengan menggunakan plot HI – Tmax.

Pengujian Geokimia Hidrokarbon Batuan dilakukan terhadap 2 conto batuan di daerah Banggai (No conto BG-01 dan BG-02) yang terdiri dari analisis *Total Karbon Organik, Pirolisis Rock Eval*. Hasil Pengujian tersebut dapat diuraikan sebagai berikut.

4.1.2.3 Interpretasi Hasil Analisis Geokimia Hidrokarbon

Pengujian Geokimia Hidrokarbon Batuan dilakukan terhadap 2 conto batuan (No conto BG-01 dan BG-02). Terdiri dari analisis Total Karbon Organik dan Pirolisis Rock Eval. Hasil Pengujian tersebut dapat diuraikan sebagai berikut.

Potensi Batuan Sumber

Hasil analisis karbon organik dan *pirolisis Rock Eval* (Tabel 5 dan Gambar 7) menunjukkan bahwa conto batuan mengandung karbon organik dengan kualitas "bagus" (1.00 - 1.66 %).

Jumlah hidrokarbon bebas yang terbentuk insitu (*indigeneous hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*) dari 2 conto yang dianalisis menunjukan nilai yang sangat rendah yaitu antara 0.09 - 0.14 mg/g (Tabel 5).

Analisis pirolisis yang dilakukan pada ke 2 conto batuan di daerah penyelidikan (BG-01, dan BG-02) menghasilkan nilai S2

yang rendah 3.48 mg/g pada conto BG-02 dan sangat rendah pada conto BG-01 yakni 0.3 mg/g, nilai ini berada jauh dibawah ambang nilai komersial yaitu 4mg/g.

S3 antara 0.15 - 0.70 mg/g, menunjukkan jumlah kandungan CO₂ yang hadir di dalam batuan yang dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen dalam kerogen karena menunjukkan tingkat oksidasi selama diagenesis.

Kematangan termal berdasarkan nilai *Tmax* (388.2 – 428.4°C) memberikan indikasi bahwa batuan di daerah penyelidikan berada pada tingkat kematangan yang rendah dalam kaitannya dengan pembentukan minyak bumi. Data *Tmax* dari ke-2 conto batuan menunjukkan kisaran nilai tersebut memberikan indikasi bahwa material organik masih berada pada tingkat kematangan termal rendah sehingga belum mampu menghasilkan hidrokarbon (Gambar 8 dan 9).

Pada conto BG-02 kandungan Hidrogen cukup tinggi yaitu 209 mg/g *TOC*, hal ini menunjukan kualitas sebagai kerogen pada fase campuran antara gas dan minyak dan berdasarkan Diagram HI-OI menunjukan conto BG-02 mengandung material organik asal tumbuhan darat yang bersifat *oil prone* /Tipe II. (Gambar 10).

Sedangkan pada conto BG-01 H indeks yang rendah (<50 mg/g *TOC*), hal ini mengindikasikan bahwa *Kerogen Inertinitik* atau teroksidasi (*kerogen Tipe III*) sehingga masih berpotensi sebagai batuan

sumber hidrokarbon "Gas Prone" (Gambar. 10)

4.2 Sumber Daya Bitumen Padat

Dasar perhitungannya sumber daya adalah penyebaran kearah lateral yang didapatkan dari korelasi beberapa singkapan yang diamati dengan beberapa pembatasan sebagai berikut :

a) Penyebaran kearah jurus (Panjang) satu lapisan adalah panjang lapisan dihitung berdasarkan singkapan yang dapat dikorelasikan dan dibatasi sejauh 500 m dari singkapan terakhir.

b) Penyebaran kearah kemiringan (Lebar) lapisan adalah lebar lapisan yang dibatasi sampai kedalaman 100m tegaklurus dari permukaan singkapan, sehingga lebar singkapan adalah : $L = 100 / \sin \alpha$, dimana α adalah sudut kemiringan lapisan bitumen.

c) Tebal adalah tebal rata-rata lapisan bitumen yang termasuk dalam lapisan tersebut.

d) Sumberdaya aspal dalam tiap lapisan dapat dihitung dengan rumus :

$$\text{Sumberdaya} = \{[\text{Panjang (m)} \times \text{Lebar (m)} \times \text{Tebal (m)} \times \text{Berat Jenis (gram/ton)}]\}$$

4.3 Prospek dan Kendala Pemanfaatan Bitumen Padat

Potensi Bitumen Padat di daerah Banggai belum banyak diketahui, untuk itu dilakukan penyelidikan untuk mengetahui adanya potensi bitumen padat di daerah Banggai, terutama pada Formasi batuan yang berumur Tersier.

Apabila potensi Bitumen Padat di daerah Banggai sangat baik, maka pengolahan Bitumen Padat sebagai energi *alternatif masih* mempunyai tantangan tersendiri, karena memerlukan investasi yang besar dan teknologi yang rumit dan mahal sehingga masih diperlukan kajian dan penelitian yang lebih mendalam apabila potensi Bitumen Padat diproyeksikan akan digunakan sebagai salah satu energi *alternatif*.

5 KESIMPULAN DAN SARAN

1. Daerah penyelidikan didominasi batuan karbonat berupa konglomerat batugamping, batulumpur gampingan, napal, boundstone, grainstone, packstone dari Fm Buya, Salodik dan Fm Peleng.
2. Pembawa bitumen padat yaitu Formasi Buya dimana batuan serpih dan lempung karbonan diperkirakan sebagai batuan reservoir terakumulasinya Bitumen Padat.
3. Sumberdaya batuan mengandung Bitumen Padat di daerah penyelidikan sebesar 619.775 Ton.
4. Hidrokarbon yang terbentuk insitu karena kematangan termal maupun karena *migrated hydrocarbon* sangat rendah yaitu antara 0.09 - 0.14 mg/g.

5. *Analisis pirolisis* yang pada ke 2 conto batuan di daerah penyelidikan menunjukkan nilai S₂ yang rendah nilai dan jauh dibawah ambang nilai komersial yaitu 4mg/g.
6. Kematangan termal mengindikasikan bahwa batuan di daerah penyelidikan berada pada tingkat kematangan yang rendah dalam kaitannya dengan pembentukan minyak bumi. Sehingga belum mampu menghasilkan hidrokarbon secara baik.
7. Kandungan Hidrogen cukup tinggi terdapat pada conto BG-02, hal ini menunjukkan kualitas kerogen pada fase campuran gas dan minyak, dan berdasarkan Diagram HI-OI menunjukkan conto BG-02 mengandung material organik asal tumbuhan darat yang

bersifat *oil prone*/Tipe II. Sedangkan pada conto BG-01 mengindikasikan bahwa *Kerogen Inertinitik* atau teroksidasi (*kerogen Tipe III*) sehingga masih berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon "*Gas Prone*"

SARAN

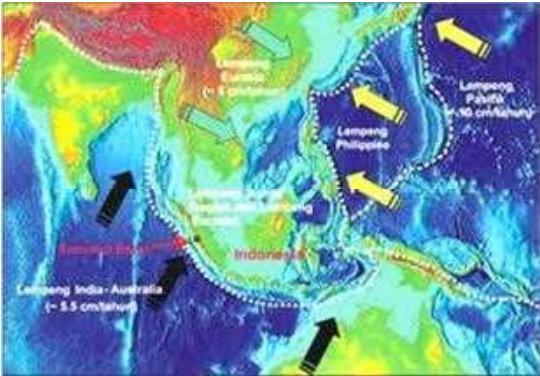
Disarankan untuk melakukan penyelidikan yang lebih detail dengan terlebih dahulu melakukan studi cekungan yang lebih mendetail, khususnya mengenai sedimen *syndrift* pada *micro continent* Banggai-Sula serta sedimen *Molasse* sebagai *burial sediments* (sedimen penimbun batuan induk).karena akan sangat menentukan tingkat keberhasilan didaparkannya sedimen yang mengandung Hidro carbon.

DAFTAR PUSTAKA

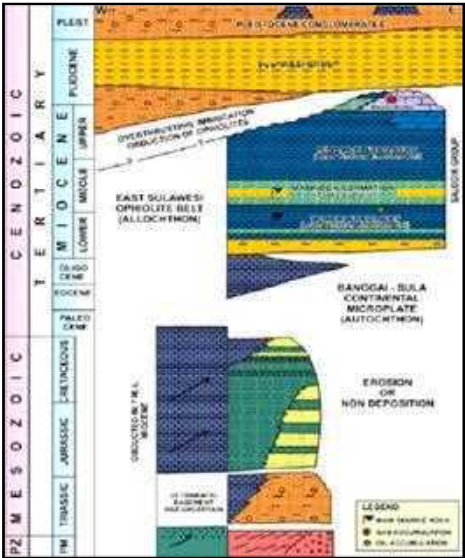
- Agus Subarnas., 2000**, Laporan Survei Tinjau Batubara Permian di daerah Timika, Kabupaten Mimika, Provinsi Irian Jaya.
- Amstrong F. Sompotan, 2012**, Stuktur Geologi Sulawesi Perpustakaan Sains Kebumihan Institut Teknologi Bandung.
- R.P. Koesoemadinata., 1989**, Geologi Minyak dan Gas Bumi.
- J.B. Supandjono dan E. Haryono, 1993**. Geologi Lembar Banggai Sulawesi.
- Vincelette, R.R., 1973**, Reef exploration in Irian Jaya, Indonesia, *Indon. Petroleum Assoc. 2nd Ann. Conv. Procc.*, p. 234-278.
- Yen, The Fu., and Chilingarian 1976**, Oil Shale, Development in Petroleum Science,5. Elsevier Science Publishing Company, Amsterdam – Oxford New York 1976 S., 1976, Oil Shale, Developmensin Petroleum Science, Elsevier Scientific Publishing Company.



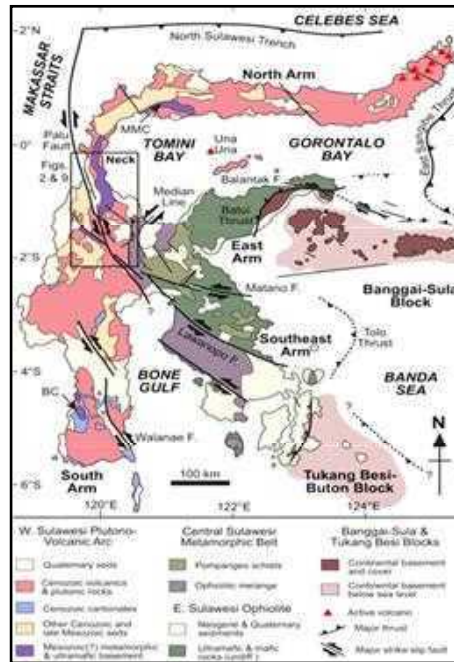
Gambar 1. Peta indeks daerah Penyelidikan.



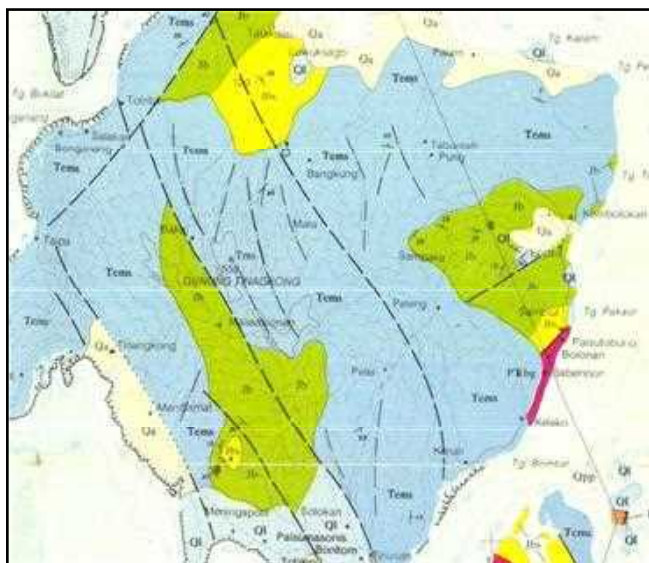
Gambar 2. Perkembangan Tektonik Sulawesi (Hall dan Smyth, 2008)



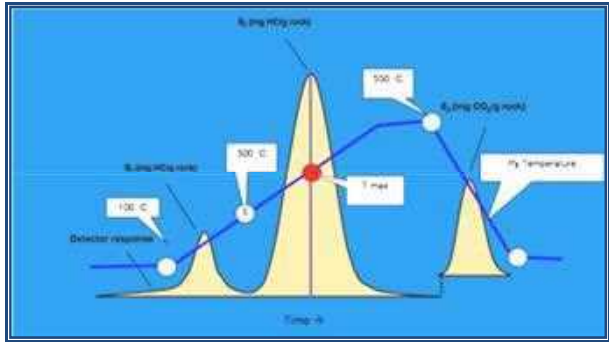
Gambar 3. Stratigrafi Sulawesi Timur dan Banggai-Sula (Struktur Geologi Sulawesi Armstrong F Somptan, 2012).



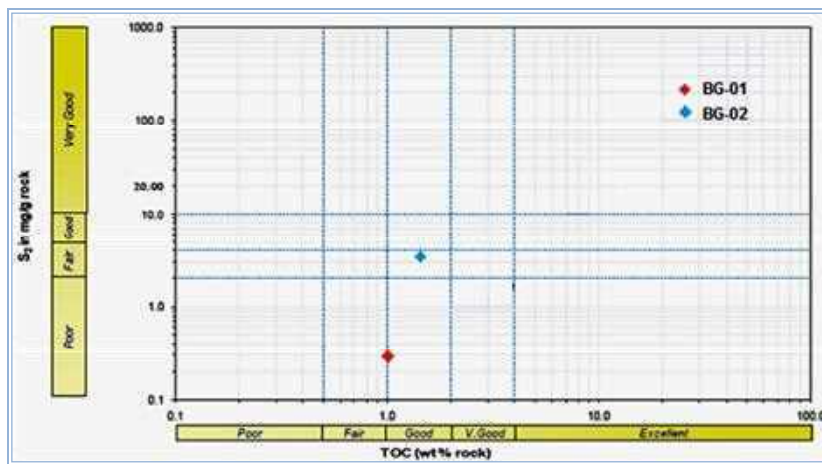
Gambar 4. Tektonik & Struktur Geologi Regional P Sulawesi
(Hall dan Smyth, 2008)



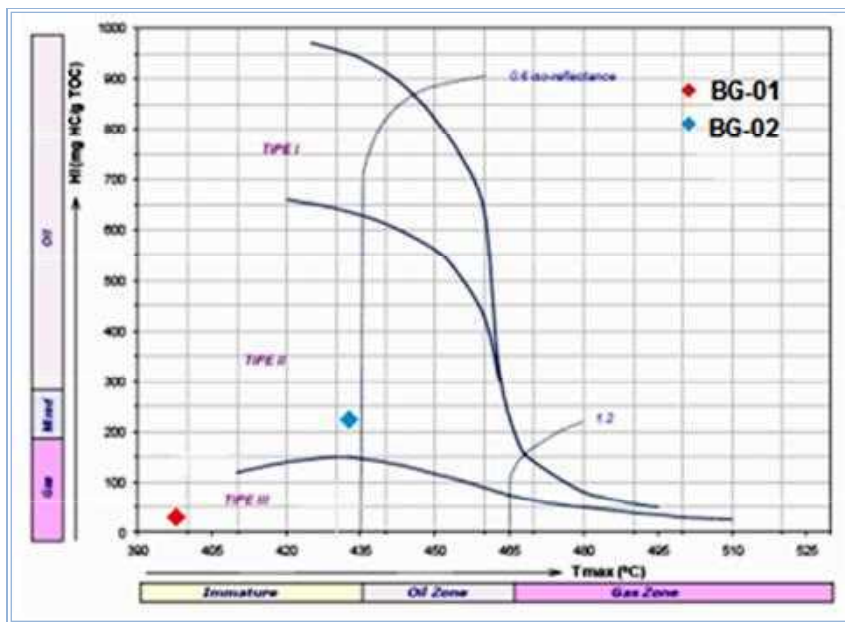
Gambar 5. Geologi Daerah Penyelidikan
(Sumber : Peta Geologi Lb Banggai Sulawesi Supandjono & E. Haryono, 1993)



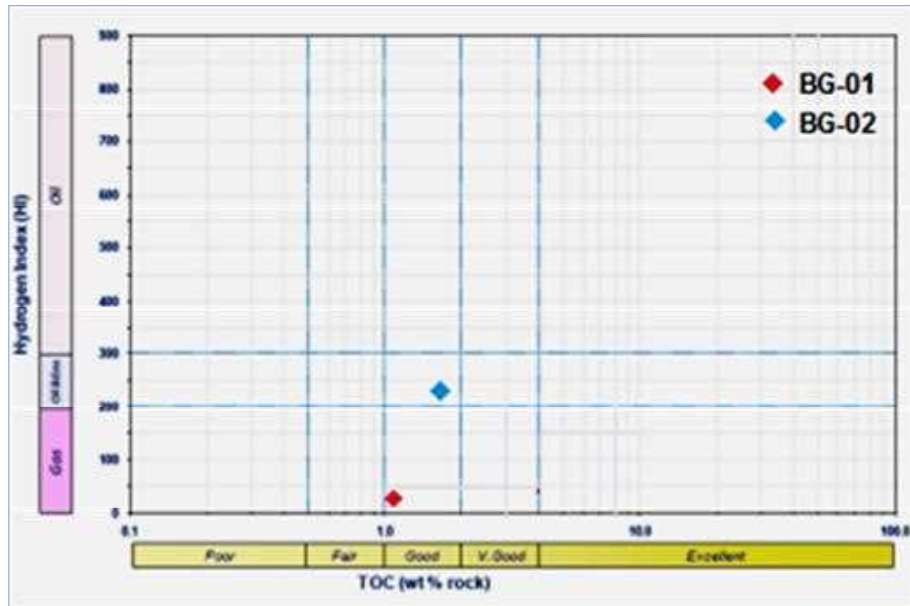
Gambar 6. Pembacaan hasil rock- eval pyrolysis (Dimodifikasi dari Peters, 1986)



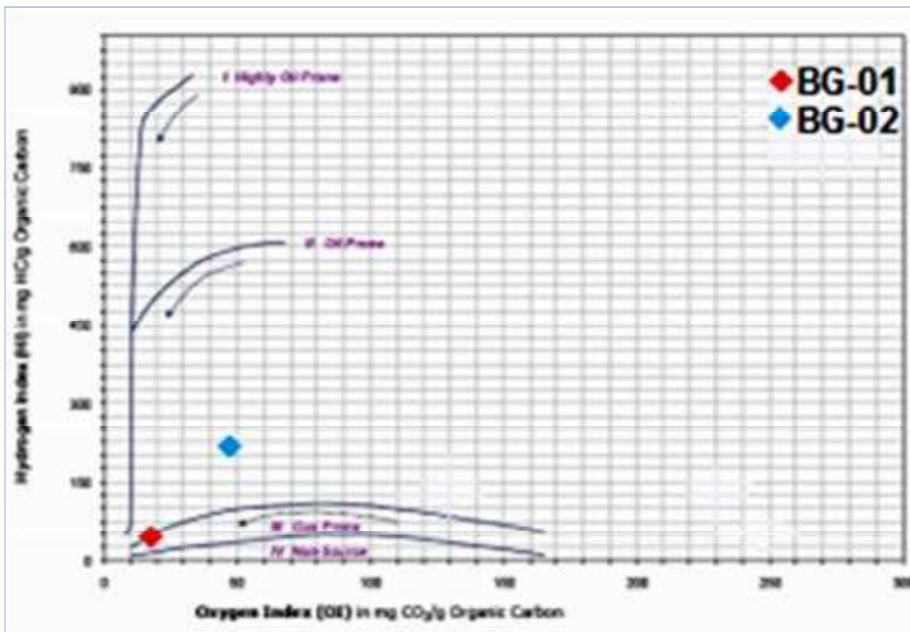
Gambar 7. Diagram TOC thdp kelimpahan bahan organik di daerah Penyelidikan



Gambar 8. Diagram Tmax - HI contoh batuan di daerah Penyelidikan



Gambar 9. Diagram TOC-HI conto batuan di daerah Penyelidikan



Gambar 10. Diagram HI-OI conto batuan di daerah Penyelidikan

Tabel 1. Stratigrafi daerah Penyelidikan

UMUR		FORMASI	LITOLOGI
HOLOSEN	KUARTER	Qa Aluvium	Lumpur, lempung, pasir, kerikil dan kerakal
PLISTOSEN		Ql Formasi Peleng	Batugamping terumbu
PLIOSEN	TERSIER	Tems Formasi Salodik	Batugamping dan napal
MIOSEN			
OLIGOSEN			
EOSEN		Jb Formasi Buya	Serpil, batulempung gampingan bersisipan batupasir kuarsa dan kalkarenit
PALEOSEN			
KAPUR		Jbs Formasi Bobong	Konglomerat, breksi, batupasir dengan sisipan serpil dan lignit, lensa batutahu dan bintal pirit
JURA			

Tabel 2. Hasil "RETORT EXTRACTION" Bitumen daerah penyelidikan

No	No Sampel	Formasi	Minyak yang dihasilkan	Air yang dihasilkan	Specific Gravity Batuan
			Liter/ton		
1	BG-01	Buya	2	98	1.7
2	BG-02	Buya	41	42	1.7

Tabel 3. Hasil analisis Petrografi conto Bitumen Padat daerah Penyelidikan

No Sampel	Jenis Batuan	Rvmean (%)	Pemerian
BG-01	Batulempung karbonan	0,37	V>L>I. Vitrinit <50 %, liptinit <0.1 %, inertinit <0.1 %.
BG-02	Batulempung karbonan	0,51	V>L>I. Vitrinit <50 %, liptinit < 0.1 %, inertinit <0.1 %. Sporinit < 0.1

Tabel 4. Potensi Batuan Induk berdasarkan HI
(Waples 1985)

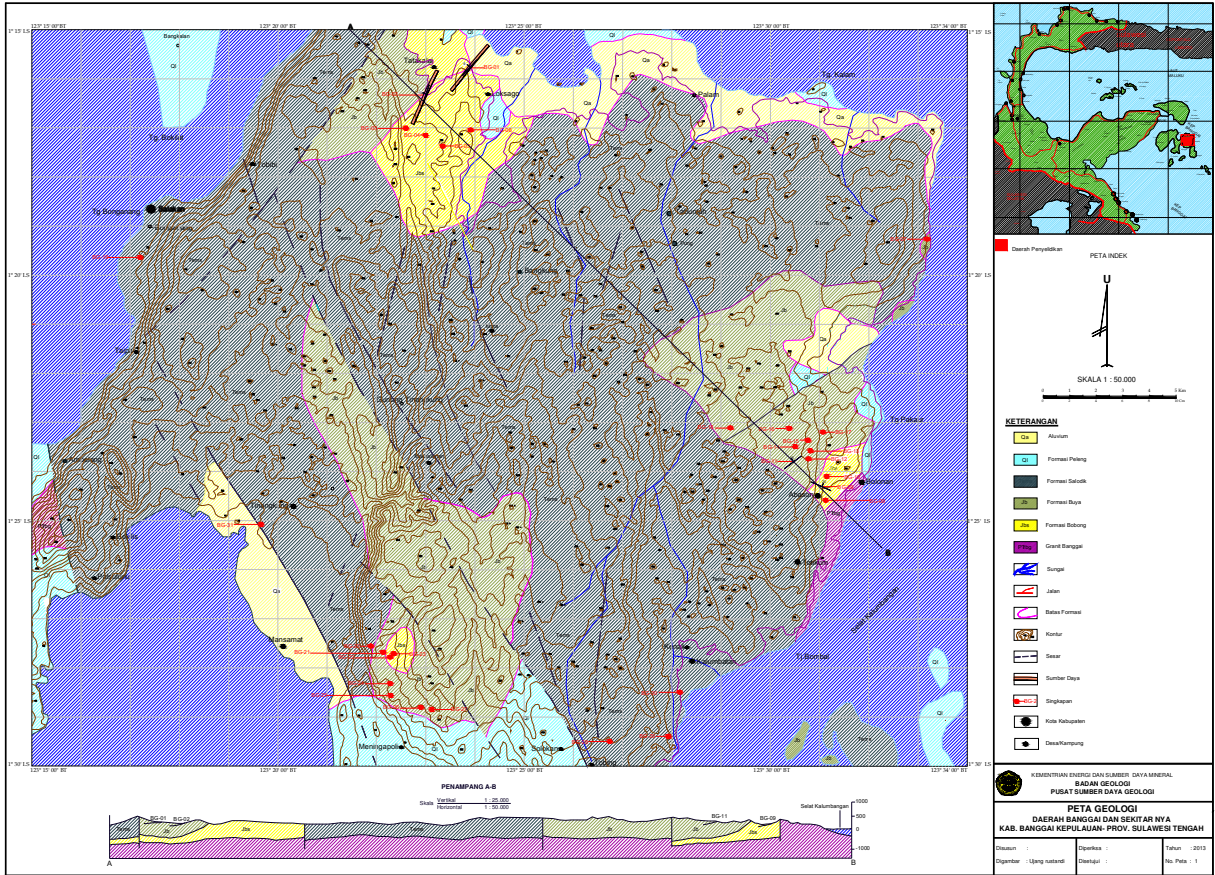
HI	Produk utama	Kuantitas relatif
<150	Gas	Kecil
150 – 300	Minyak dan gas	Kecil
300 – 450	Minyak	Sedang
450 – 600	Minyak	Banyak
> 600	Minyak	Sangat banyak

Tabel 5. Rock Eval Pyrolysis and TOC Content

No	Lithology	TOC Wt.%	mg/g rock			Tmax °C	Potential Yield	Oil Production Index (OPI)	H index	O index
			S1	S2	S3					
3G-01	Bitumenous Sst, blk	1.00	0.09	0.30	0.15	388.2	0.39	0.23	30	15
3G-02	Carbonaceous Sh, dkgy/blk, sndy, brittle	1.66	0.14	3.48	0.70	428.4	3,62	0.04	209	42

Tabel 9. Perhitungan Sumber Daya Bitumen padat Penyelidikan

Lapisan	Kemiringan (°)	Panjang (m)	Lebar (m)	Tebal (m)	Berat Jenis	Sumber Daya (ton)
a	9	1.000	639	0,3	1,7	326.015
b	10	1.000	576	0,3	1,7	293.760
Total Sumber daya						619.775



Peta Geologi dan Sebaran Bitumen Padat daerah Banggai

PENYELIDIKAN BATUBARA DAERAH SURUK MANDAY KRIYAU KABUPATEN KAPUAS HULU PROVINSI KALIMANTAN BARAT

Truman Wijaya

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Daerah penyelidikan batubara sebagian besar terletak di Daerah Suruk Manday Kriyau dan sekitarnya, yang meliputi wilayah Kabupaten Kapuas Hulu, Provinsi Kalimantan Barat. Secara administratif daerah penyelidikan terletak disekitar Daerah Suruk-Manday Kriyau, masuk ke dalam wilayah pemerintahan Kecamatan Mentebah, Kabupaten Kapuas Hulu, Propinsi Kalimantan Barat. Secara geografis, daerah penyelidikan terletak pada Koordinat 00°25'00" – 00°40'00" LU dan 112°40'00" – 113°55'00" BT. Posisi daerah penyelidikan berada di sebelah Timur Kota Pontianak,.

Secara regional, daerah penyelidikan termasuk dalam Cekungan Mandai (Zeylmans, 1939, dan Haile, 1955, dalam Amarullah, dkk., 1988, dan). Informasi geologi daerah penyelidikan berdasarkan peta geologi lembar Putusibau, Kalimantan (P.E. Pieters, dkk., 1993). Secara tektonik terdapat tiga cekungan yaitu Cekungan Ketungau dan Cekungan Mandai di bagian utara dan Cekungan Melawi di bagian selatan

Formasi pembawa batubara yaitu Formasi Kelompok Manday. Endapan batubara diperkirakan ada dua blok, yaitu blok Sukamaju ada 3 seam, berwarna hitam, kusam, sebagian kecil mengkilap, tidak berlapis (*masive*), mudah pecah dan mengotori tangan. Ketebalan lapisan batubara di daerah tersebut sangat bervariasi mulai dari 15 centimeter sampai sekitar 30 centimeter, melensa, dengan kemiringan lapisan sekitar 15°- 20°. , blok Simpang Suruk ada 2 seam, berwarna hitam, kusam, sebagian kecil mengkilap, tidak berlapis (*masive*), mudah pecah. Ketebalan lapisan batubara di daerah tersebut sangat bervariasi mulai dari 15 centimeter sampai sekitar 30 centimeter, melensa, dengan kemiringan lapisan sekitar 5°- 30°.

Hasil analisis Kimia/Fisika dan Petrography batubara tersebut menunjukkan bahwa kandungan kalori rata-rata adalah 5931 Cal/gr dengan kadar sulfur rata-rata sekitar 0,84%, maka batubara di daerah penyelidikan masuk dalam klasifikasi berperingkat sedang (sub bituminus A) dan berupa Clean Coal yang kaya Vitrinite dengan reflektansi rata-rata antara 0,54% sampai 0,65%.

Potensi sumberdaya batubara kalau dihitung sampai kedalaman 100 meter yaitu sekitar **117.227 ton**. Oleh karena itu, batubara di daerah tersebut disarankan sebaiknya

dapat dipakai sebagai bahan baku blending batubara, maka perlu adanya eksplorasi yang lebih lanjut dengan menggunakan metode *out crop drilling*, paritan dan sumuran.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Batubara merupakan salah satu sumber energi tertua yang digunakan manusia. Batubara sebagai primadona energi masa depan yang pemanfaatannya bisa menjangkau kepentingan yang lebih luas, misalnya untuk bahan bakar transportasi, bahan bakar langsung untuk industri kecil dan kebutuhan rumah tangga.

Maksud dan Tujuan

Kegiatan penyelidikan pendahuluan endapan batubara dimaksudkan untuk memperoleh informasi awal dari keadaan endapan batubara di sekitar daerah Suruk-Manday Kriyau di Kecamatan Nanga Mentebah yang antara lain meliputi lokasi dan koordinat singkapan, ketebalan, kedudukan, penyebaran dan kualitas dari endapan batubara.

Lokasi Kegiatan dan Kesampaian Daerah.

Secara administratif daerah penyelidikan terletak disekitar Daerah Suruk-Manday Kriyau, masuk ke dalam wilayah pemerintahan Kecamatan Mentebah, Kabupaten Kapuas Hulu, Propinsi Kalimantan Barat. Secara geografis, daerah penyelidikan terletak pada Koordinat 00°25'00" – 00°40'00" LU dan 112°40'00" – 113°55'00" BT. Posisi

daerah penyelidikan berada di sebelah Timur Kota Pontianak, sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 1. Daerah penyelidikan dapat dicapai dengan kendaraan roda empat dari Kota Pontianak menuju Kota Nanga Mentebah – Putusibau dengan waktu tempuh sekitar 16 jam sejauh 814 km.

Keadaan Lingkungan.

Daerah penyelidikan umumnya didominasi oleh kondisi perbukitan bergelombang terjal, ketinggian daerah penyelidikan secara umum berkisar dari 25 m (disekitar Metembah) sampai 700 m (di puncak Pegunungan Muller) di atas permukaan air laut. Sesuai dengan kondisi alamnya, sebagian lahan merupakan lahan perkebunan karet dan sebagian besar ditutupi oleh hutan primer dan sekunder, hanya sekitar 60% saja berupa dataran, yang umumnya terletak pada bagian tengah dan utara daerah penyelidikan yang banyak dimanfaatkan sebagai lahan perkebunan/ pertanian. empat tinggal penduduk umumnya tersebar tidak merata.

Penduduk di Kabupaten Kapuas Hulu, sebagian besar merupakan penduduk setempat beretnis Dayak. Umumnya domisili penduduk mengikuti pola penyebaran jalan raya dengan kampung yang tersebar. Keadaan ini berlaku karena kebutuhan sarana

transportasi yang mudah dan bisa dipergunakan sebagai sarana transportasi hasil pertanian masyarakat desa. Penduduk pendatang dari berbagai suku umumnya berdomisili di perkotaan, walaupun dipedesaan juga ditemukan penduduk dari daerah lain. Umumnya penduduk beragama kristen dan Islam.

Mata pencaharian penduduk umumnya adalah berkebun dan bertani, sebagian kecil berdagang dan sebagai pegawai negeri maupun swasta. Hasil pertanian yang utama adalah, ubi kayu, pisang, kelapa dan berbagai tanaman palawija lain. Hasil perkebunan yang utama adalah karet.

Waktu dan Pelaksana Kegiatan.

Waktu penyelidikan lapangan dilaksanakan selama 30 hari, yaitu dimulai dari Tanggal 26 Bulan Juni sampai dengan 25 Juli Tahun 2013, yang didahului dengan kegiatan study pustaka dan pembuatan proposal, kemudian presentasi proposal, penyelidikan lapangan, analisis contoh batubara dan melakukan pengolahan data serta penggambaran, kemudian diakhiri dengan pembuatan laporan akhir

Peralatan yang digunakan dalam kegiatan lapangan adalah peralatan standar dalam kegiatan pemetaan geologi, antara lain yaitu :

1. Kompas geologi tipe Brunton.
2. Palu geologi merek Eastwing.
3. Alat GPS Garmin tipe 12 XL.
4. Kamera, pita ukur, pisau lipat,

5. Peta-peta, buku lapangan,
6. Kantong conto, plastik label.

Penyelidik Terdahulu.

Daerah penyelidikan sebelumnya pernah juga dilakukan penyelidikan guna menemukan data-data serta inventarisasi di beberapa tempat. Beberapa penyelidikan terdahulu juga sebagai acuan untuk menulis laporan ini, berikut beberapa penyelidik terdahulu:

- Tim Evaluasi Bitumen Padat, 2010, Evaluasi Potensi Formasi Pembawa Bitumen Padat/Hidrokarbon Di Pulau Kalimantan, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung, membahas formasi geologi yang berpotensi untuk bitumen padat di Pulau Kalimantan.

GEOLOGI UMUM

Secara regional, daerah penyelidikan termasuk dalam Cekungan Mandai (Zeylmans, 1939, dan Haile, 1955,). Informasi geologi daerah penyelidikan berdasarkan peta geologi lembar Putusibau, Kalimantan (P.E. Pieters, dkk., 1993).

Stratigrafi Regional

Secara umum batuan penyusun Cekungan Mandai terdiri atas batuan-batuan berumur Tersier dan Kuartar yang dialasi oleh batuan dasar Pra Tersier. Batuan Pra Tersier terdiri atas batuan-batuan berumur Karbon hingga Kapur

Akhir yaitu Komplek Busang dan Kelompok Selangkai. Batuan Tersier terdiri atas Kelompok Mandai dan batuan vulkanik Muller. Batuan Terobosan Sintang berumur Oligosen hingga Miosen hadir menerobos batuan yang lebih tua. Endapan Aluvium dan Danau merupakan endapan paling muda berumur Kuartar.

Stratigrafi daerah penyelidikan berdasarkan peta geologi lembar Putusibau, Kalimantan (P.E. Pieters, dkk., 1993). dari tua ke muda sebagai berikut (gambar 3.):

- Komplek Busang (PRb) terdiri dari sabak, filit, batutanduk, kuarsit, serpentinit, harsburgit terubah, setempat granit, granodiorit, dan diorit.
- Kelompok Selangkai (Kse) terdiri dari batulumpur, batupasir, batulanau gampingan dan tidak gampingan, sedikit batupasir atau batulumpur berlapis teratur dengan lapisan bersusun, batulumpur kerakalan, konglomerat aneka bahan, batugamping, setempat fosilan. Tertektonikan dengan berbagai cara, setempat bancuh, atau formasi terhancurkan.
- Kelompok Mandai (Temd) terdiri dari batupasir, batulumpur, batulanau.
- Batuan Gunung Api Muller terdiri dari Breksi gunung api, tufa, batupasir tufaan, lava andesit dan basalt.
- Batuan Terobosan Sintang (Toms) terdiri dari diorit, granodiorit, diorit

kuarsa, andesit, granit, dolerit, sebagian besar berbutir halus dan porfiri. Berbentuk stok (*stock*), sumbat (*plugs*), sil (*sills*), retas (*dykes*) tingkat tinggi.

- Endapan Aluvium dan Danau (Qal) terdiri dari lumpur, pasir, kerakal, dan bahan tumbuhan.

Struktur Geologi

Pola struktur utama di Cekungan Mandai dapat dibedakan atas perlipatan dan sesar yang berarah barat-laut-tenggara dan timurlaut-baratdaya. Perlipatan utama berupa sinklin asimetris dengan sayap utara memiliki kemiringan yang lebih curam, sedangkan sayap selatan memiliki kemiringan yang lebih landai (Darman dan Sidi, 2000). Perlapisan batuan mempunyai arah barat-timur membentuk homoklin.

Indikasi Endapan Batubara.

Batuan klastik halus yang berupa batulempung karbonan dan endapan batubara yang terdapat di daerah penyelidikan merupakan endapan batuan sisipan yang cukup tebal yang terdapat pada Kelompok Mandai di daerah tersebut, meskipun di daerah ini umumnya didominasi dengan batuan batuan yang berfraksi kasar, seperti endapan batulanau dan endapan batupasir.

KEGIATAN PENYELIDIKAN

Penyelidikan Lapangan

Penyelidikan lapangan umumnya didahului dengan kegiatan pengumpulan data-data sekunder dengan cara mencari informasi dan plotting data lapangan serta mendokumentasikannya.

Pengumpulan Data Sekunder

Data sekunder dari endapan batubara di daerah ini diperoleh antara lain dari publikasi Pusat Survey Geologi dari Peta peta geologi lembar Putusibau, (P.E. Pieters, dkk., 1993).,

Pengumpulan Data Primer

Secara umum tahapan pengumpulan data primer yang di lakukan pada kegiatan penyelidikan ini dapat diuraikan sebagai berikut :

1. Melakukan pengamatan geologi di permukaan dengan fokus mencari dan mendata lokasi singkapan batubara.
2. Merekam koordinat singkapan dengan alat Global Positioning System (GPS).
3. Mengukur kedudukan tebal lapisan batubara dan mendokumentasikannya.
4. Mengamati dan mendiskripsi batuan samping dan hubungannya dengan lapisan batubara serta mengamati aspek-aspek geologi lainnya yang dapat menunjang penafsiran bentuk geometris endapan batubara.
5. Mengambil contoh batubara

Analisis Laboratorium.

Analisis Laboratorium, contoh batubara yang telah diambil dari lapangan, akan dianalisis mengenai kualitasnya. Adapun jenis analisis kualitas batubara yang akan dilakukan yaitu antara lain analisis Kimia/Fisika batubara dan Petrografi Organik.

Pengolahan Data.

Data penyelidikan terdiri atas data lapangan dan data kantor yang ditunjang dengan data literatur berupa hasil penyelidikan terdahulu, kemudian diolah untuk menghasilkan suatu informasi mengenai endapan batubara di daerah penyelidikan sesuai dengan tahapan penyelidikan pendahuluan yang dilakukan.

Data singkapan batubara akan dikorelasikan untuk mendapatkan gambaran mengenai bentuk sebaran maupun identifikasi jumlah lapisan termasuk aspek-aspek geologi yang mempengaruhinya seperti struktur dan stratigrafi. Hasil analisis conto di laboratorium akan menunjang penafsiran data lapangan dan akan memberikan informasi tambahan antara lain mengenai kualitas, tingkat kematangan, material penyusun sedimen, kondisi pengendapan dan lainnya.

HASIL PENYELIDIKAN

Geologi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan sebagian besar tersusun oleh batuan berumur Tersier terdiri dari batuan sedimen klastik kasar dan batuan vulkanik gunungapi yang berumur Eosen-Oligosen.

Morfologi

Daerah penyelidikan dicirikan oleh morfologi dataran dan perbukitan, serta terdapat bukit yang menonjol ditengah-tengah wilayah penyelidikan. Ketinggian berkisar dari 20 meter hingga 700 meter di atas permukaan laut. (gambar 5.) Berdasarkan pengamatan, analisa peta topografi daerah penyelidikan dapat dibagi menjadi tiga satuan geomorfologi, yaitu dataran teras sungai, perbukitan berelombang, dan bukit intrusi.

Satuan dataran teras sungai menempati 45% dari daerah penyelidikan. Ketinggian berkisar dari 20 meter hingga 40 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dicirikan oleh garis kontur yang sangat renggang pada peta topografi, kemiringan lereng berkisar 0° sampai 10° . Satuan ini memiliki ciri yang khas di lokasi, berupa adanya endapan aluvial sungai disekitar bantaran sungai Hal tersebut memperlihatkan adanya kejadian pasang surut air sungai di Sungai Kapuas. Kejadian pasang surut air sungai ini disebabkan tinggi atau rendahnya curah hujan disepanjang perairan Sungai Kapuas. Satuan geomorfologi ini disusun

oleh Endapan Aluvium dan Danau (Qal). Terdapat danau oxbow disekitaran Sungai Kapuas. Lahan di sekitar ini umumnya dijadikan pemukiman dan perkebunan. Pola aliran sungai dendritik dengan erosi lateral. Sungai-sungai kecil dan Sungai Suruk sebagai anak Sungai Kapuas bermuara ke sungai utama, yaitu Sungai Kapuas.

Satuan perbukitan bergelombang, menempati 35% dari daerah penyelidikan. Satuan ini mengelilingi dataran yang ada di daerah penyelidikan. Ketinggian berkisar dari 80 meter hingga 150 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dicirikan oleh garis kontur yang rapat dan menutup pada peta topografi, sedangkan pada peta Kemiringan lereng berkisar 10° sampai 30° . Satuan ini disusun oleh kelompok Manday. Lahan di sekitar ini umumnya dijadikan perkebunan, dan sebagian masih berupa hutan. Pola aliran sungai dendritik dengan erosi vertikal.

Satuan bukit intrusi, menempati 20% dari daerah penyelidikan. Bukit-bukit ini menonjol sendiri diantara dataran dan perbukitan. Ketinggian berkisar dari 150 meter hingga 700 meter di atas permukaan laut. Satuan ini dicirikan oleh garis kontur yang rapat dan menutup pada peta topografi, sedangkan pada peta BNPB dicirikan dengan permukaan yang kecil dan menonjol. Kemiringan lereng berkisar 40° sampai 80° . Satuan ini disusun oleh batuan terobosan vulkanik Muller (Temu) dan terobosan Sintang (Toms). Satuan ini tidak

dapat dipergunakan lahannya karena kemiringan lereng yang sangat curam. Tidak ada aliran sungai yang melewati satuan ini, sehingga erosi diinterpretasikan terjadi karena pelapukan dan air hujan.

Stratigrafi Daerah Penyelidikan.

Batuan yang tersingkap pada daerah penyelidikan cukup beragam. Mulai dari batuan sedimen, batuan beku, dan batuan metamorf khususnya pada Kelompok Mandai. Tidak banyak singkapan batuan yang dapat diamati. Hal ini dikarenakan sungai-sungai kecil dengan pelapukan batuan berupa humus yang tebal. Pada sungai-sungai besar, bentang lebar sungainya terlampaui lebar dan begitu dalam, sehingga batuan di dinding dan dasar sungai tidak dapat diamati. Singkapan batuan banyak terdapat di dinding gerusan akibat pembukaan jalan dan bekas gerusan untuk pembukaan kolam.

Urutan stratigrafi di daerah penyelidikan dari tua ke muda berdasarkan pengamatan di lapangan (gambar 6), sebagai berikut:

- Kelompok Mandai (Temd) pada saat penyelidikan didapatkan singkapan. di lokasi SM-1 sampai SM-15, (kecuali SM-9) merupakan singkapan yang terdiri dari batupasir, batulempung, dan batubara. Batupasir berwarna abu-abu keputihan, berbutir halus hingga sedang, mengandung kuarsa, kurang kompak. Batulempung

berwarna abu-abu kehitaman, setempat karbonan dan menyerpih, getas. Batubara berwarna hitam mengkilap, mengotori tangan, terlihat rekahan, kompak. Kelompok ini berumur Eosen Akhir, dengan pengendapan fluvial hingga laut dangkal (P.E. Pieters, dkk., 1993).

- Batuan Vulkanik Muller tidak didapat singkapan di daerah penyelidikan karena keterbatasan akses.
- Batuan Terobosan Sintang (Toms) diamati singkapan di SM-09, di daerah penyelidikan terdiri dari diorit, granodiorit, diorit kuarsa, andesit, granit, dolerit, sebagian besar berbutir halus dan porfiri. Berbentuk stok (*stock*), sumbat (*plugs*), sil (*sills*), retas (*dykes*) tingkat tinggi. Batuan ini berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah,
- Endapan Aluvium dan Danau (Qal) terdiri dari lumpur, lanau, pasir, kerikil, kerakal, dan sisa tumbuhan. Lokasi singkapan dapat dilihat dibekas gerusan pembuatan kolam pada lokasi SM-18.

Struktur Geologi

Pola struktur utama di daerah penyelidikan dapat dibedakan atas perlipatan dan sesar yang berarah baratlaut-tenggara dan timurlaut-baratdaya. Di daerah penyelidikan perlipatan dan sesar utama tidak berkembang.

Potensi Endapan Batubara.

Potensi endapan batubara yaitu membahas mengenai hasil-hasil lapangan, dimulai dari klasifikasi data lapangan dan pemilihan contoh batuan yang akan dianalisis di laboratorium yang kiranya dapat mewakili masing-masing singkapan batubara secara proporsional, yang mana hasilnya sangat berguna untuk menentukan kualitas dan kuantitas perhitungan potensi sumberdaya endapan batubara beserta penilaian aspek geologi lainnya, seperti bentuk bentuk sebaran batubara dan struktur sedimen batubara dengan kendala struktur patahan geologi yang sangat kompleks. Dari beberapa hasil analisis kualitas, kuantitas dan faktor geologi dapat ditentukan potensinya

Data lapangan.

Hasil penyelidikan lapangan pada umumnya merupakan hasil dari pemetaan geologi permukaan, dilakukan dengan cara mencari singkapan batuan khususnya singkapan-singkapan batubara pada kelompok Manday dan Anggota Bawah Formasi Manday dengan mengikuti arah dan kemiringan singkapan batuan. Pengamatan singkapan batubara ini dilakukan pada alur-alur sungai dan jalan jalur pembukaan areal perkebunan karet dan trasmgirasi atau sisi-sisi tebing terjal. Semua koordinat lokasi singkapan batubara ditetapkan dan direkam dengan memakai alat ukur GPS.

Singkapan-singkapan batubara hasil pengamatan dan pemetaan geologi permukaan dirangkum dan ditabulasikan. Hasil data pengamatan singkapan batubara ini diplot dan digambarkan dalam peta lintasan geologi skala 1 : 50.000 dan diinterpretasikan pada keberadaan struktur-struktur geologi yang ada. Hasil akhir pemetaan akan sebaran endapan batubara nantinya dapat dilihat dalam Peta Geologi dalam sebuah buku laporan geologi.

Kegiatan lapangan meliputi pemetaan geologi yang diprioritaskan pada singkapan batubara. Berdasarkan sifat litologi pengapitnya, lingkungan pengendapan dan kedudukannya di daerah penyelidikan, batuan yang diperkirakan mengandung endapan batubara yaitu terdapat pada batulempung dan batulanau yang terdapat pada satuan perselingan batulanau dengan batupasir pada Formasi Mandai dan Anggota Bawah Formasi Mandai. Sebaran formasi-formasi batuan tersebut umumnya terletak pada bagian selatan.

Data lapangan umumnya berupa data singkapan batuan sedimen yang berupa batulempung dan sebagian batulanau yang diperkirakan mengandung sisipan batubara, yang kemudian di diskripsi mengenai kondisi fisik dan ketebalan lapisan batuanya. Data singkapan endapan batubara tersebut meliputi data lokasi geografis ditemukannya singkapan, bisa berupa

nama desa atau bukit disekitar singkapan tersebut. Selanjutnya dilengkapi dengan kode lokasi dan hasil pengukuran koordinat, serta arah jurus dan kemiringan maupun hasil pengamatan litologi dan keterangan kondisi singkapan batuan. Data lainnya yaitu merupakan data-data dari aspek geologinya.

Lokasi-lokasi singkapan sebagai berikut :

1. Singkapan batubara pada lokasi SM-03 terdapat di kebun karet di sekitar Simpang Suruk kurang lebih 2 km kearah barat laut, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan mengkilap, masif, mudah pecah, tebal sekitar 0,55 meter, sisipan coalyclay 110 cm diperkirakan seam ke satu dari blok simpang suruk.

2. Singkapan batubara pada lokasi SM-02 terdapat di tebing S. Tebaung, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan mengkilap, masif, mudah pecah, tebal 0,6 meter, sisipan coalyclay 75 cm diperkirakan seam ke dua dari blok simpang suruk.

3. Singkapan batubara pada lokasi SM-11 terdapat, di sekitar desa Sukamaju SP 2007, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan karbonan 90 cm, pejal, tebal sekitar 0,5 meter. Diperkirakan seam bagian bawah atau seam tiga dari blok sukamaju.

4. Singkapan batubara pada lokasi SM-12 terdapat di jalan poros, di sekitar desa Sukamaju SP 2007, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan karbonan 90 cm, pejal, tebal sekitar 0,5 meter. Diperkirakan

masih penerusan dari seam 3 dari blok Sukamaju.

5. Singkapan batubara pada lokasi SM-14 terdapat di jalan poros, di sekitar desa Sukamaju SP 2006, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan karbonan 150 cm, pejal, tebal sekitar 0,5 meter. Diperkirakan seam dua dari blok Sukamaju.

6. Singkapan batubara pada lokasi SM-15 terdapat di sekitar desa Kepala Gurung, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan karbonan 110 cm, pejal, tebal sekitar 0,5 meter. Diperkirakan penerusan dari seam dua dari blok Sukamaju.

7. Singkapan batubara pada lokasi SM-16 terdapat di anak sungai Pengkadan, di sekitar desa Sukamaju SP 2005, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan karbonan 120 cm, pejal, tebal sekitar 0,5 meter. Diperkirakan seam satu dari blok Sukamaju.

8. Singkapan batubara pada lokasi SM-17 terdapat di jalan poros, di sekitar desa Sukamaju SP 2005, berwarna hitam kusam, terdapat sisipan mengkilap, masif, mudah pecah dan sisipan karbonan 120 cm, tebal batubara sekitar 0,5 meter.

Lapisan batubara ditemukan pada lokasi singkapan Sm11 dan Sm12 di rekonstruksi sebagai satu lapisan dengan tebal rata-rata 0,5 meter, dengan kemiringan landai sekitar 5°

Lapisan batubara ditemukan pada lokasi singkapan Sm14 dan Sm15 di rekonstruksi sebagai satu lapisan dengan

tebal rata-rata 0,45 meter, dengan kemiringan landai sekitar 25⁰

Lapisan batubara ditemukan pada lokasi singkapan Sm16, Sm17 di rekonstruksi sebagai satu lapisan dengan tebal rata-rata 0,5 meter, dengan kemiringan landai sekitar 20⁰.

Kualitas Batubara.

Hasil analisis Kimia/Fisika batubara di daerah penyelidikan menunjukkan bahwa nilai kalori batubara di daerah tersebut rata rata sekitar 5931 Cal/gr dengan kadar abu rata rata sekitar 11,21%.

Kadar belerang total rata rata sekitar 0,84%, yang menunjukkan angka yang cukup kecil, hal ini menunjukkan bahwa lingkungan pengendapannya tidak banyak dipengaruhi oleh lingkungan air laut.

Total moisture rata rata sekitar 7,64 % adalah kecil, sedangkan inherent moisture sekitar 7.74 % adalah cukup kecil, yang berarti bahwa kondisi fisik endapan batubara di daerah ini adalah berpori dan mudah retak.

Mengingat sedangnya nilai kalori dan fixed carbon maka dapat dikategorikan bahwa batubara di daerah tersebut dapat diklasifikasikan sebagai *Low Rang Coal*. Dengan mengingat kadar belerangnya yang relatif kecil maka batubara tersebut merupakan batubara yang ramah lingkungan (*Clean Coal*).

Dari hasil analisis petrografi di atas tampak bahwa nilai rata-rata reflektansi

vitritin dari setiap contoh batubara yang dianalisis tidak memperlihatkan perbedaan yang cukup menyolok yaitu berkisar antara 0,54 % – 0,65 %, hal ini menunjukkan bahwa tingkat kematangannya masih belum matang (*immature*). Sebagaimana batubara Indonesia pada umumnya komposisi maseral Vitritin sangat dominan yaitu berkisar dari 95,4% sampai 97,9 % yang terdiri dari Textonulminite, Densinite dan Porigelinite. Maseral Liptinit berkisar dari 0,1% sampai 1,7 % terdiri dari Sporinit, Cultinite, Resinite, Liptodetrinite dan maseral Inertinit berkisar dari 0% sampai 0,1 % yang terdiri dari Fusinite, Semifusinite, Sclerotinite, inertodetrinite. Hal ini menunjukkan bahwa material pembentuk batubara umumnya berasal dari kayu atau tetumbuhan tingkat tinggi. Kandungan material lempung dan oksida besi dari contoh yang dianalisis berkisar dari 2% sampai 2.8%, hal ini menunjukkan bahwa kandungan mineral pada batubara di daerah ini sangat bervariasi yang sangat dipengaruhi oleh kondisi lingkungan pengendapannya.

Potensi Endapan Batubara

1. Penyebaran kearah jurus tiap lapisan yang dapat dikorelasikan dibatasi sampai sejauh 500 meter dari singkapan terakhir
2. Penyebaran kearah kemiringan (lebar) lapisan dibatasi sampai kedalaman 100 meter dihitung tegak lurus dari

permukaan singkapan, sehingga lebar singkapan adalah :

$L = 100 \sin \alpha$, dimana α adalah sudut kemiringan lapisan batubara.

3. Tebal lapisan adalah tebal rata-rata dari seluruh batubara yang termasuk dalam lapisan tersebut.
4. Sumberdaya batubara dapat dihitung berdasarkan rumus sebagai berikut :

$$\text{Sumberdaya} = \{ \text{panjang (m)} \times \text{lebar (m)} \times \text{tebal (m)} \times \text{berat jenis (gr/ton)} \}$$

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Batubara.

Untuk pengembangan mengenai jumlah potensi sumberdaya endapan batubara tersebut perlu adanya kegiatan lanjutan dengan melakukan pemboran uji singkapan (out crop drilling) guna mengetahui ketebalan dan pelamparan

endapan batubara kearah jurus, serta kemiringan lapisan batubara

KESIMPULAN

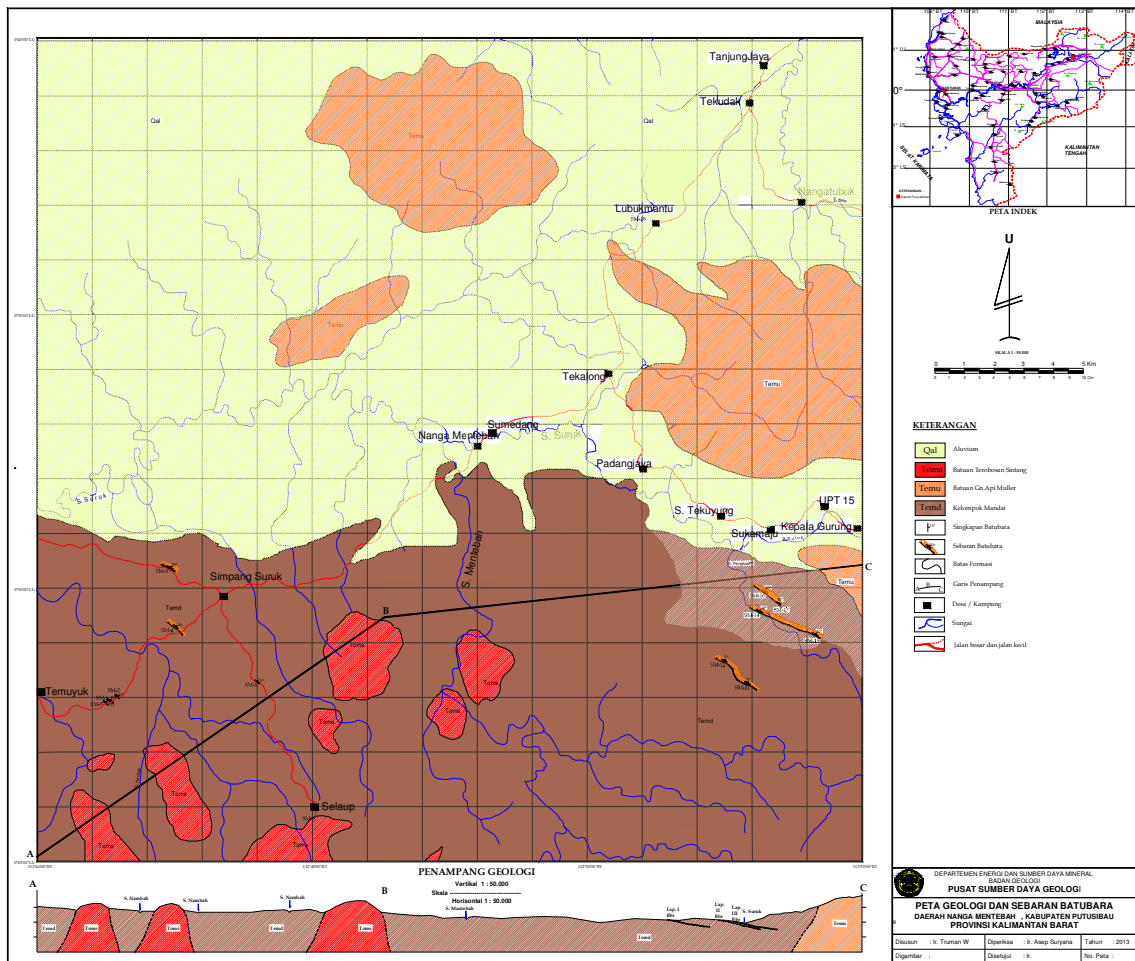
Endapan batubara berwarna hitam kusam sampai mengkilap, masif tidak berlapis, mudah pecah dan keras yang diendapkan pada lingkungan batuan klastik kasar dalam lingkungan pengendapan fluvial, terdapat menyebar secara sporadis pada bagian tengah dan timur didaerah penyelidikan di Formasi Manday berumur Eosen-Ologosen. Terdapat 2 lapisan batubara di daerah blok simpang Suruk dan 3 lapisan batubara di daerah blok Sukamaju yang membentuk suatu bentuk melensis. Sumberdaya batubara di daerah ini adalah **117.227 ton** Kualitas batubara, mempunyai nilai panas rata-rata 5931 Cal/gr, termasuk klasifikasi batubara berperingkat sedang (-sub bituminus A).

DAFTAR PUSTAKA

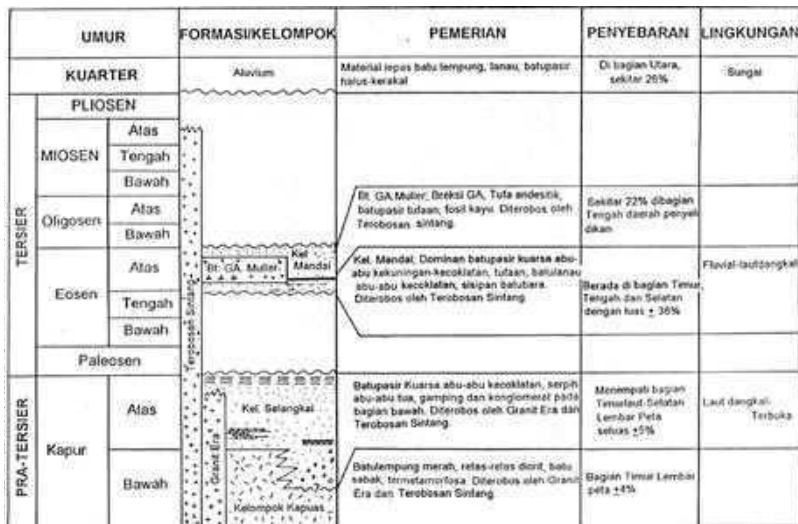
- Herman Darman and Hasan Sidi F, 2000, The Geology of Indonesia, Indonesian Association of Geologists, Jakarta.
- Mark P.; Stratigraphic Lexicon of Indonesia, Publikasi Keilmuan Seri Geologi, Pusat Jawatan Geologi, Bandung.
- P. E. Pieters, dkk., 1993. Peta geologi lembar Putussibau Kalimantan Barat, Publikasi Peta Geologi dari, Pusat Survey Geologi, Bandung.



Gambar 1. Peta Indeks Lokasi Kegiatan



Gambar 2. Peta Geologi dan Sebaran Batubara Daerah Manday Kriyau Kalimantan Barat



Gambar 3. Kolom stratigrafi daerah penyelidikan. Sumber dari P.E. Pieters, dkk. (1993)

Tabel 1. Hasil Analisis Kimia/Fisika Daerah Suruk Manday Kriyau

Analysis	Unit	Kode Contoh				
		SM-1	SM-2	SM12	SM14	SM16
FM	%	9.37	7.67	8.42	4.87	8.39
TM	%	16.46	14.83	15.76	10.85	16.00
Proximate						
Moisture	%	7.83	7.75	8.02	6.29	8.31
Volatile M	%	33.76	34.58	33.48	35.72	35.30
F. Carbon	%	44.66	46.78	43.76	46.42	51.27
Ash	%	13.75	10.89	14.74	11.57	5.12
T. Sulphur	%	0.81	0.69	0.78	0.56	1.35
Fisika						
SG.		1.42	1.40	1.41	1.36	1.35
HGI		-	-	-	-	-
Cal. Value	Cal/gr	5564	5870	5601	6260	6364

Tabel 2. Hasil Analisis Petrography Organik Batubara

No.	Kode Contoh	Volume (%)				Rv max (%)	
		Vitrinite	Liptinite	Inertinite	Mineral	Range	Mean
1	SM02	95.4	1.7	0.1	2.8	0,55-0.75	0.65
2	SM16	97.9	0,1	-	2	0.45-0.62	0.54

Tabel 3. Perhitungan Sumberdaya

No	Lapisan Batubara	Panjang (m)	Tebal (m)	Lebar (m)	Luas (m ²)	BJ (Rata ²)*	Sumber Daya (Ton)
Blok Simpang Suruk tidak dihitung karena singkapan tunggal							
1	Lapisan 1	587	0,55	34	10.976,9		<i>tidak dihitung</i>
2	Lapisan 2	729	0,60	34	14.871,6		<i>tidak dihitung</i>
Blok Suka Maju							
1	Lapisan 1	1230	0,5	34	20.910	1,39	29.065
2	Lapisan 2	2626	0,5	42	55.146	1,39	76.653
3	Lapisan 3	1887	0,5	8,7	8.280,45	1,39	11.509
Total jumlah Potensi Sumber Daya							117.227 ton

PENYELIDIKAN BATUBARA DAERAH KABUPATEN KOTAWARINGIN TIMUR PROVINSI KALIMANTAN TENGAH

Sigit A. Wibisono dan Dede I. Suhada

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Daerah penyelidikan secara administratif terletak di Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah dan dibatasi dengan koordinat geografis $112^{\circ} 30' 00'' - 112^{\circ} 58' 00''$ Bujur Timur dan $01^{\circ} 53' 00'' - 02^{\circ} 08' 00''$ Lintang Selatan.

Batubara di daerah penyelidikan ditemukan di Formasi Dahor (TQd) yang berumur Miosen Akhir hingga Plistosen dan sebagian besar terletak di daerah Kuala Kuayan dan sekitarnya. Kegiatan yang dilakukan berupa pemetaan geologi sebaran batubara dan selama kegiatan tersebut berlangsung telah ditemukan sebanyak 22 singkapan batubara.

Berdasarkan hasil rekonstruksi dilapangan ditemukan 8 lapisan (seam) batubara yang berdasarkan keterdapatannya dibagi menjadi 2 blok yaitu Blok Parenggean sebanyak 3 seam dan Blok Kuala Kuayan sebanyak 5 seam. Ketebalan batubara dikedua blok tersebut bervariasi antara 0,50 – 3,80 meter dan secara kenampakan megaskopis, batubara yang tersingkap mempunyai kenampakan dan jenis yang sama yaitu berwarna hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat, berlapis dan di beberapa singkapan terdapat sisipan damar.

Dari hasil analisis kimia diketahui bahwa batubara daerah penyelidikan mempunyai rata-rata nilai kalori 5.540,83 kal/gr, kandungan abu 7,23%, kandungan sulfur 1,68% dan kandungan air total 49,09%. Hasil analisis petrografi menunjukkan kisaran nilai reflektan ($\%Rv_{max}$) rata-rata 0,35%.

Berdasarkan kedua analisis tersebut maka dapat diketahui bahwa kualitas batubara didaerah penyelidikan termasuk kategori lignit – *high volatile bituminous*(ASTM) atau kalori sedang (PP No.45, 2003). Hasil perhitungan sumberdaya batubara sampai kedalaman 100 meter dalam klasifikasi hipotetik sebesar 24.657.174,10 ton.

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya

Mineral menerangkan bahwa Pusat Sumber Daya Geologi sebagai salah satu unit eselon II di Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral mempunyai tugas pokok dan fungsi menyelenggarakan penelitian, penyelidikan

dan pelayanan bidang sumber daya geologi, diantaranya adalah sumber daya batubara.

Salah satu bentuk kegiatan yang dilakukan dalam rangka mendukung peraturan menteri tersebut yaitu dengan melaksanakan program kegiatan Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (DIPA) yang salah satunya adalah melakukan Penyelidikan Batubara Daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah.

1.2. Maksud dan Tujuan

Berdasarkan Tugas Pokok dan Fungsi Pusat Sumber Daya Geologi sebagaimana dijelaskan diatas, maksud kegiatan penyelidikan pendahuluan ini adalah untuk mengungkap potensi dan wilayah keprospekan sumberdaya batubara daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah.

Tujuannya adalah untuk mengetahui informasi awal berupa data geologi melalui kegiatan pemetaan geologi permukaan yang difokuskan pada formasi pembawa batubara. Selain itu pemercontohan batubara juga dilakukan untuk kepentingan analisis laboratorium. Berdasarkan kompilasi data geologi dan analisis laboratorium, diharapkan dapat diketahui potensi dan sumber daya batubara di daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah

1.3. Lokasi Kegiatan dan Kesampaian Daerah

Lokasi penyelidikan terletak di daerah Kuala Kuayan dan sekitarnya serta dibatasi dengan koordinat geografis $112^{\circ} 30' 00'' - 112^{\circ} 58' 00''$ Bujur Timur dan $01^{\circ} 53' 00'' - 02^{\circ} 08' 00''$ Lintang Selatan. Secara administratif daerah penyelidikan termasuk ke dalam Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah (gambar 1).

1.4. Keadaan Lingkungan

Daerah penyelidikan pada umumnya termasuk beriklim tropis basah (lembab) dengan tipe B (menurut Schmidt dan Ferguson, 1951) dengan perincian kondisi iklim sebagai berikut : curah hujan : 1.934 mm/tahun (jumlah hari hujan 69 HH) , suhu rata – rata/ bulan : $27^{\circ} - 36^{\circ}$ C dan kelembaban Nisbi : 82 – 89 %.

Sebagian besar penduduk di daerah penyelidikan merupakan suku dan ras yang berada di wilayah Provinsi Kalimantan Tengah, termasuk di dalamnya penduduk suku asli Pulau Kalimantan atau yang lebih dikenal dengan dengan Suku Dayak. Berdasarkan data BPS Kabupaten Kotawaringin Timur tahun 2010 total jumlah penduduk mencapai 374.175 jiwa.

Selain itu, mata pencaharian penduduk sebagian besar adalah bertani, berkebun, berdagang, sebagian kecil beternak termasuk didalamnya budi daya ikan air tawar dan menjadi pegawai di pemerintahan maupun swasta. Lahan

pertanian utama umumnya menghasilkan ketela, jagung, kacang tanah, kacang hijau, sayur-sayuran, karet dan tanaman palawija lainnya. Sedangkan lahan perkebunan utama sebagian besar menghasilkan kelapa sawit dan karet (BPS Kotim, 2013).

1.5 Waktu Pelaksanaan Kegiatan

Pelaksanaan kegiatan dilakukan oleh satu tim yang terdiri dari 5 orang dari Kelompok Penyelidikan (KP) Energi Fosil, Pusat Sumber Daya Geologi yang terdiri atas ahli geologi dan *surveyor*.

Pelaksanaan kegiatan ini dimulai 7 November – 1 Desember 2013 selama 25 hari.

1.6 Penyelidik Terdahulu

E. S. Nila, dkk (1995) telah melakukan pemetaan geologi batubara di daerah Palangkaraya dan sekitarnya. Produk yang dihasilkan dari pemetaan geologi tersebut adalah peta geologi regional Lembar Palangkaraya skala 1 : 250.000.

Sumartadipura, dkk (1996) telah melakukan pemetaan geologi batubara di daerah Tewah (Kuala Kurun) dan sekitarnya. Produk yang dihasilkan dari pemetaan geologi tersebut adalah peta geologi regional Lembar Tewah (Kuala Kurun) skala 1 : 250.000.

Berdasarkan hasil kegiatan penyelidikan yang dilakukan oleh Asep Suryana dkk., dari Direktorat Sumber Daya Mineral di daerah Kuala Kurun (2003)

ditemukan 21 singkapan batubara yang terdapat di tiga blok yaitu Blok Petak Bahandang, Blok Kuala Kurun dan Blok Tembang Tambirah. Pada Blok Petak Bahandang terdapat 9 singkapan batubara yang tersingkap di Sungai Kerawan dan Sungai Keriau.

1.7. Metoda Penyelidikan

Metoda yang digunakan pada kegiatan penyelidikan ini merupakan tahap penyelidikan pendahuluan untuk mengetahui potensi sumber daya batubara dalam klasifikasi hipotetik.

Penyelidikan yang dilakukan terdiri atas dua bagian, pertama adalah pekerjaan non lapangan diantaranya studi pustaka, yaitu mempelajari berbagai masukan mengenai daerah yang dituju baik dari literatur maupun informasi lisan yang bersumber dari peneliti terdahulu, analisis laboratorium dan penyusunan laporan kegiatan penyelidikan.

Kedua adalah Pekerjaan lapangan yaitu eksplorasi langsung dilapangan dimana kegiatan yang dilakukan diantaranya berupa pemetaan geologi batubara untuk mengetahui arah jurus, kemiringan, ketebalan dan sebaran batubara di daerah penyelidikan

2. RUANG LINGKUP GEOLOGI

Daerah penyelidikan berdasarkan tatanan tektonik geologi terletak dibagian barat Cekungan Barito. Cekungan Barito dibatasi oleh Pegunungan Schwaner di

bagian barat laut, Pegunungan Meratus di bagian Timur dan Cekungan Kutai di bagian utara (gambar 2).

Secara umum, Cekungan Barito merupakan salah satu dari sekian banyak cekungan busur belakang (back arch basin) di Indonesia yang memiliki potensi hidrokarbon dan batubara. Sebagian batuan dasar cekungan adalah batuan pra-Tersier yang berumur mesozoikum, terdiri dari batuan terobosan yang berkompaksi andesit dan basalt, batuan beku granit, breksi dan batuan metamorf.

2.1. Morfologi Daerah Penyelidikan

Morfologi di daerah penyelidikan dapat dibagi menjadi 1 satuan yaitu satuan pedataran.

Satuan pedataran disusun oleh endapan Aluvial ini melampar hampir di seluruh daerah penyelidikan di sekitar aliran Sungai Mentaya. Hal ini dicirikan dengan adanya endapan permukaan aluvial (Qa) yang menindih secara selaras batuan pada Formasi Dahor (TQd) dibawahnya. Sungai Mentaya merupakan sungai terbesar dan sebagai muara tempat mengalirnya air dari sebagian besar anak sungai yang terdapat di daerah penyelidikan.

2.2.1 Stratigrafi Daerah Penyelidikan

Stratigrafi daerah penyelidikan tersusun oleh batuan malihan dan sedimen yang berumur Trias-Pliosen. Urutan formasi dari yang tua ke muda adalah Batuan Malihan Pinoh, Batuan Gunungapi, Formasi

Dahor dan Endapan Aluvial (Sumartadipura, dkk, 1996). Endapan Aluvial (Qa) dan Formasi Dahor (TQd) hampir sebagian besar menempati wilayah di daerah penyelidikan sedangkan Batuan Malihan Pinoh dan Batuan Gunungapi hanya terdapat di bagian tenggara dan barat laut dari daerah penyelidikan. Berikut adalah penjabaran beberapa formasi dan batuan yang terdapat di daerah penyelidikan (Gambar 3).

2.3. Indikasi Endapan Batubara

Daerah penyelidikan merupakan sebagian dari daerah yang telah dipetakan oleh A.S. Sumartadipura, dkk, 1996 dan E.S. Nila, dkk, 1995 yaitu Peta Geologi Lembar Tewah (Kuala Kurun) dan Peta Geologi Lembar Palangkaraya, Kalimantan Tengah dari P3G Bandung. Pada batuan yang dipetakan terdapat formasi-formasi yang diindikasikan merupakan formasi pembawa batubara yaitu Formasi Tanjung, Formasi Montalat, Formasi Warukin dan Formasi Dahor. Dalam peta geologi Lembar Tewah ditemukan batubara pada Formasi Dahor dengan ketebalan berkisar antara 0,3 – 3,0 m.

Sedangkan pada peta geologi Lembar Palangkaraya ditemukan batubara pada dua formasi yaitu Formasi Dahor dengan ketebalan berkisar antara 0,3 – 3,0 m dan Formasi Warukin dengan ketebalan antara 0,3 – 2,0. Selain itu indikasi endapan batubara juga terdapat pada Formasi Tanjung dan Formasi Montalat.

3. HASIL PENYELIDIKAN

3.1. Potensi Batubara

3.1.1. Data Lapangan Dan Interpretasi

Kegiatan penyelidikan yang dilakukan di lapangan adalah berupa pemetaan geologi permukaan. Pemetaan geologi dilakukan terhadap formasi pembawa batubara yaitu Formasi Dahor (TQd) berumur Miosen Akhir -Plistosen. Berdasarkan hasil pemetaan geologi di daerah penyelidikan, singkapan batubara hanya terdapat di Formasi Dahor (TQd) dimana jenisnya berwarna hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat, berlapis dan di beberapa singkapan batubara terdapat sisipan damar.

Selain itu, berdasarkan pemetaan geologi tersebut ditemukan 22 lokasi singkapan batubara yang tersingkap dipermukaan maupun yang terdapat di bekas galian sumur. Data singkapan batubara di lokasi penyelidikan memiliki ketebalan antara 0,20 – 3,80 meter. Data singkapan batubara disajikan pada tabel 1.

Berdasarkan keterdapatannya batubara di daerah penyelidikan dikelompokkan menjadi dua blok yaitu Blok Parenggean dan Blok Kuala Kuayan. Batubara pada yang tersingkap di kedua blok tersebut seluruhnya terdapat di Formasi Dahor (TQd) (gambar 4).

Blok Parenggean

Blok pertama yaitu Blok Parenggean terdiri dari 10 singkapan batubara (KK-01, KK-02, KK-03, KK-04, KK-05, KK-

08, KK-09, KK-10 dan KK-11) yang diinterpretasikan menjadi 3 seam batubara. Ciri umum megaskopis untuk ketiga seam tersebut yaitu berwarna hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat dan berlapis. Arah jurus berkisar N218⁰E sampai N335⁰E dengan kemiringan 10⁰ dan ketebalan 0,50 - > 2,00 meter.

Blok Kuala Kuayan

Blok kedua yaitu Blok Kuala Kuayan terdiri dari 12 singkapan batubara (KK-14, KK-15, KK-16, KK-17, KK-18, KK-19, KK-20, KK-21, KK-22, KK-25, KK-26 dan KK-27) yang diinterpretasikan menjadi 5 seam batubara. Ciri umum megaskopis untuk kelima seam tersebut hampir mirip dengan batubara yang terdapat di Blok Parenggean yaitu berwarna hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat dan berlapis namun di beberapa singkapan terdapat sisipan damar. Arah jurus berkisar antara N70⁰E sampai N95⁰E dengan kemiringan berkisar antara 10⁰ sampai 13⁰ dan ketebalan 0,20 – 3,80 meter. Berdasarkan kenampakan megaskopis tersebut maka batubara di daerah penyelidikan di kedua blok tersebut dikelompokkan dalam satu jenis batubara.

3.1.2. Kualitas Batubara

Analisis Kimia

Kualitas batubara di daerah penyelidikan didasarkan pada kedua analisis laboratorium yang dilakukan di laboratorium Pusat Sumber Daya Geologi

yaitu analisis kimia dan analisis petrografi. Hasil analisis kimia 12 conto batubara di daerah penyelidikan diantaranya kandungan air bebas (*free moisture*) berkisar 40,47 – 48,17% (ar) dengan nilai rata-rata 44,41% (ar), kandungan air total (*total moisture*) antara 43,61 – 52,33% (ar) dengan rata-rata 49,09% (ar), kelembaban (*moisture*) berkisar 5,27 – 10,83% (adb) dengan nilai rata-rata 8,45% (adb), zat terbang (*volatile matter*) berkisar antara 38,12 – 48,32% (adb) dengan rata-rata 44,03% (adb), kandungan karbon tertambat (*fix carbon*) berkisar antara 26,14 – 43,99% (adb) dengan nilai rata-rata 40,30% (adb), kandungan abu (*ash*) antara 1,21 – 30,47% (adb) dengan rata-rata 7,23% (adb), kandungan sulfur total (*total sulphur*) berkisar 0,17 – 5,16% (adb) dengan nilai rata-rata 1,68% (adb), derajat kekerasan (*hardgrove grindability index*) berkisar antara 49 – 79% dengan nilai rata-rata 64,75%, nilai kalori (*calorific value*) antara 4.219 – 6.003 kal/gr (adb) dengan rata-rata 5.5408,83 kal/gr (adb) atau 11.821,03 btu/lb (daf) (tabel 2).

Hasil analisis petrografi memperlihatkan bahwa nilai *vitritin reflektan* (% R_{vmax}) berkisar antara 0,33 – 0,41% dengan nilai rata-rata 0,35%. Kandungan vitritin berkisar antara 36,30 – 96,00%, inertinit berkisar antara 0,20 – 2,90% dan liptinit berkisar antara 0,10 – 2,70% (tabel 3).

Berdasarkan hasil kedua analisis tersebut diketahui bahwa kualitas batubara

di daerah penyelidikan termasuk dalam kategori *lignit – high volatile bituminous* (ASTM, 1986) atau kalori sedang apabila didasarkan pada batasan kalori di Indonesia sesuai dengan Peraturan Pemerintah (PP) nomor 45 tahun 2003.

Approximate Rank	Vitrinite Reflectance (%R _v)	Heating Value (Btu/lb - daf)	Moisture Matter (% ash - 70)
Peat	0.23		
Lignite	B	8,300	(60)
Sub-Bituminous	B	8,300	
	A	9,500	50
High Volatile Bituminous	B	10,500	
	A	14,000	40
Medium Volatile Bituminous	B	14,000	
	A	(15,000)	30
Low Volatile Bituminous		1.60	20
Semi-Anthracite		2.04	10
Anthracite		2.40	
Meta-anthr. Graphocite		5.0	0

Gambar 5. Klasifikasi batubara berdasarkan nilai vitritin reflektan dan nilai kalori (modifikasi dari ASTM, 1986)

3.1.3. Sumberdaya Batubara

Perhitungan sumberdaya batubara di daerah penyelidikan di dasarkan pada SNI nomor 13-6011-1999 tentang klasifikasi sumberdaya dan cadangan batubara diterangkan bahwa batubara dengan ketebalan $\geq 1,00$ meter untuk batubara energi rendah (kalori rendah – kalori sedang) dan ketebalan $\geq 0,40$ meter untuk batubara energi tinggi (kalori tinggi – kalori sangat tinggi) yang dapat dilakukan perhitungan sumberdaya. Selain itu, berdasarkan kondisi geologi daerah penyelidikan yang dianggap berada kondisi

geologi sederhana sampai moderat, maka perhitungan sumberdaya akan diklasifikasikan sebagai sumberdaya hipotetik. Rumus yang digunakan untuk melakukan perhitungan adalah sebagai berikut ;

$$\text{Sumber daya} = \text{Panjang (m)} \times \text{Lebar (m)} \\ \times \text{Tebal (m)} \times \text{BJ (ton/m}^3\text{)}$$

Berdasarkan hasil perhitungan sumberdaya menggunakan persamaan diatas maka sumberdaya batubara di daerah penyelidikan sampai kedalaman 100 m diketahui sebesar 24.657.174,10 ton. Dengan perincian sumberdaya batubara yang terdapat pada Blok Parenggean sebesar 5.480.909,81 ton. Sedangkan sumberdaya batubara pada Blok Kuala Kuayan sebesar 19.176.264,29 ton sebagaimana dapat disajikan pada tabel 4.

3.2. Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Batubara

Prospek pemanfaatan dan pengembangan batubara berdasarkan blok di daerah penyelidikan dibagi menjadi 2 yaitu Blok Parenggean dan Blok Kuala Kuayan. Batubara Formasi Dahor yang terdapat di kedua blok tersebut memiliki kemungkinan prospek pemanfaatan dan pengembangan yang cukup baik apabila dikaitkan dengan ketebalan batubara dan infrastruktur yang ada. Hal ini dikarenakan di kedua blok tersebut memiliki ketebalan batubara antara 0,20 - 3,80 meter dan sudah terdapat akses jalan yang cukup luas, memadai dan dapat dilalui oleh

kendaraan besar seperti truk, walaupun masih terdapat beberapa ruas jalan yang masih harus diperbaiki. Selain itu kondisi morfologi yang datar juga dapat memberikan salah satu kemudahan dalam hal pemanfaatan dan pengembangan batubara.

Berdasarkan uraian diatas pula, maka prospek pengembangan dan pemanfaatan batubara pada kedua blok tersebut dapat dikategorikan cukup prospek apabila ditinjau dari beberapa aspek seperti yang telah dijelaskan diatas namun kondisi dilapangan menyatakan bahwa hampir sebagian wilayah yang memiliki potensi batubara di daerah penyelidikan sudah ditempati oleh lahan sawit. Hal ini patut menjadi bahan pertimbangan terutama dalam hal biaya, dikarenakan dengan adanya lahan tersebut maka biaya untuk pembebasan lahan akan semakin membesar.

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil kegiatan penyelidikan dan interpretasi yang telah dilakukan dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Formasi pembawa batubara di daerah penyelidikan adalah Formasi Dahor (TQd) yang berumur Miosen Akhir – Plistosen.
2. Batubara yang ditemukan secara megaskopis mempunyai kenampakan berwarna hitam kecoklatan, kilap

kusam, keras, garis gores coklat, berlapis dan di beberapa singkapan batubara terdapat sisipan damar.

3. Keterdapatannya batubara di daerah penyelidikan berdasarkan keterdapatannya terbagi menjadi 2 blok yaitu Blok Parenggean dan Blok Kuala Kuayan. Blok Parenggean terdapat 3 *seam* sedangkan di Blok Kuala Kuayan terdapat 5 *seam* batubara. Ketebalan batubara di kedua blok tersebut berkisar antara 0,20 – 3,80 meter dengan arah jurus berkisar antara N70°E – N335°E dan kemiringan berkisar antara 10° - 13°.
4. Kualitas batubara berdasarkan analisis kimia dan petrografi termasuk dalam kategori *lignit – high volatile bituminous* (ASTM,1986) atau kalori sedang (PP No.45,2003).
5. Total sumber daya di daerah penyelidikan dalam klasifikasi hipotetik 24.657.174,10 ton. Dengan perincian, sumberdaya batubara yang terdapat pada Blok Parenggean sebesar 5.480.909,81 ton. Sedangkan sumberdaya batubara pada Blok Kuala Kuayan sebesar 19.176.264,29 ton.

4.1.2 Saran

Berdasarkan hasil penyelidikan pendahuluan batubara di daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, Provinsi Kalimantan Tengah perlu ditindak lanjuti ke tahap

penyelidikan lebih rinci dikarenakan daerah tersebut mempunyai potensi yang layak untuk dikembangkan. Namun disisi lain untuk sampai dengan tahap produksi sebagaimana yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya perlu ada pertimbangan lebih lanjut dikarenakan sebagian besar daerah tersebut merupakan perkebunan sawit milik swasta dan masyarakat.

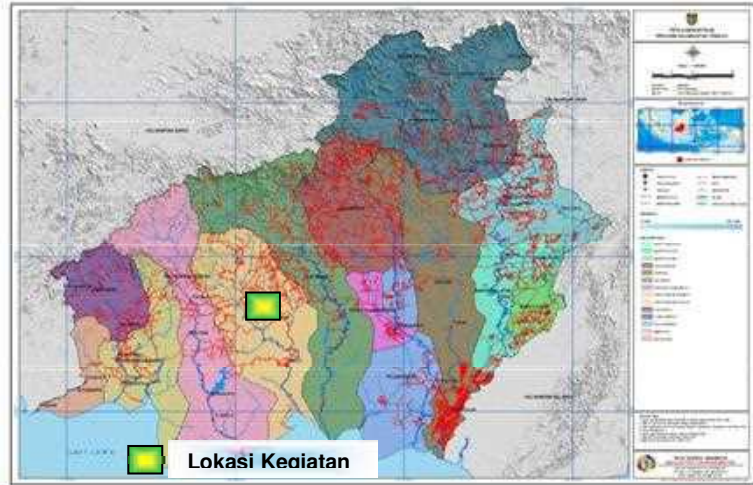
UCAPAN TERIMA KASIH

Kami selaku tim pelaksana kegiatan penyelidikan batubara di daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, menyampaikan penghargaan dan ucapan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah membantu sehingga laporan akhir ini dapat terselesaikan. Secara khusus, kami juga menyampaikan ucapan terimakasih kepada yang terhormat :

Kepala Badan Geologi / KPA DIPA 2012 beserta staf, Kepala Pusat Sumber Daya Geologi, Pejabat Pembuat Komitmen / P2K beserta staf, Bupati Kabupaten Sarolangun beserta staf, Kepala Dinas Pertambangan dan Energi Kabupaten Sarolangun beserta staf, Camat dan Kepala Desa serta masyarakat setempat, Koordinator Kelompok Penyelidikan Energi Fosil beserta staf, Koordinator Tim Kegiatan Lapangan Energi Fosil, Staf Laboratorium Pusat Sumber Daya Geologi, Rekan-rekan di Kelompok Penyelidikan Energi Fosil.

DAFTAR PUSTAKA

- Annual Book of ASTM Standards, 1983. American Society for Testing and Materials, Philadelphia, PA.
- BPS, 2013, *Kotawaringin Timur Dalam Angka In Figures*, Badan Pusat Statistik, Kabupaten Kotawaringin Timur.
- BPS, 2010, *Hasil Sensus Penduduk 2010 Angka Sementara*, Badan Pusat Statistik, Kabupaten Kotawaringin Timur.
- E.S. Nila, dkk., 1995, *Peta Geologi Lembar Palangkaraya, Kalimantan*, Skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Kusnama., 2008, *Batubara Formasi Warukin di Daerah Sampit dan Sekitarnya, Kalimantan Tengah*, Pusat Survei Geologi, Bandung.
- Peraturan Pemerintah No 45 Tahun 2003, *Tarif Atas Jenis Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral*. Jakarta.
- Schmidt, F.H. and Ferguson, J.H.A. 1951. *Rainfall types based on wet and dry period ratios for Indonesia and western New Guinea*. Verh. Djawatan Mety. Dan Geofisik, Jakarta
- Badan Standarisasi Nasional, 1999, *Klasifikasi Sumberdaya dan Cadangan Batubara No.13-6011-1999 - Amandemen 1 – SNI 13-5014-1998 ICS 73.020*. Jakarta
- Suryana, A., dkk, 1993, *Endapan Batubara di Daerah Kuala Kurun dan Tewah Kabupaten Gunung Mas, Propinsi Kalimantan Tengah*, Direktorat Sumber Daya Mineral. Bandung.
- Sumartadipura, A.S. dkk., 1996, *Peta Geologi Lembar Tewah (Kuala Kurun), Kalimantan*, Skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- <http://petatematikindo.wordpress.com/2013/03/31/administrasi-provinsi-kalimantan-tengah/>, diunduh tanggal 12 Desember 2013, 15.10 WIB.



Gambar 1. Peta lokasi kegiatan penyelidikan (<http://petatematikindo.wordpress.com>, 2013).



Gambar 2. Tatanan tektonik regional Pulau Kalimantan (Kusnama,2008).

UMUR		FORMASI	LITOLOGI
KUARTER	NEOLISEN	ALUPLEM	Pasir kasar, lempung dan tembak yang berasal dari batupasir kelas M.F.I.S.V.
	PLISTOSEN		
	PLIOSEN	DAJOK	Batupasir kasar, lempung, batupasir menengah, batupasir kasar dan lempung berstruktur
TERKATIR	MIOSEN		
	OLIGOSEN		?
	EOMI		?
	FALLESSEN		?
MESOZOIKUM	KAPUR		?
	YURA		
	TRIAS		
PALEOZOIKUM	PERMI	MAJIBAN TAK TERUKAI	PS, Sals, granit dan kuarsit

Gambar 3. Stratigrafi regional daerah penyelidikan (Modifikasi dari Kusnama, 2008)

Tabel 1. Data singkapan batubara di daerah penyelidikan.

No	Nama Blok	Kode Lokasi & Seam Batubara		Koordinat (UTM) Zona 49 S		Strike (N...E)	DIP (..°)	Tebal (m)	Elevasi (m)	Lokasi	Keterangan
				X	Y						
1	BLOK PARENGGEAN	KK-01	Seam 1	709770	9776634	218	10	0,50	28	Kebun Sawit Desa Waru	Batubara, hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat, berlapis. Pengapit atas : Soil coklat. Pengapit Bawah : Terendam.
2		KK-02		709922	9776808	-	-	-	32	Kebun Sawit Desa Waru	Batubara tertimbun tanah. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari warga masyarakat sekitar desa.
3		KK-03		709704	9776616	-	-	-	37	Kebun Sawit Desa Waru	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.
4		KK-04		709371	9776750	-	-	-	42	Sumur Pinggir Jalan Desa Waru	Batubara tertimbun tanah. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.
5		KK-09	Seam 2	711304	9774655	-	-	-	29	Kebun Karet, Desa Waru	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.
6		KK-10		709665	9771084	219	10	0,50	32	Anak Sungai Desa Waru	Batubara, hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat, berlapis. Pengapit atas : Soil Pengapit Bawah : Terendam air sungai
7		KK-06	Seam 3	709459	9787842	310	10	2,50	40	Pinggir Jalan Menuju Desa SP7	Batubara, hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat, berlapis. Pengapit atas : Perselingan serpih abu-abu Pengapit Bawah : Batulempung abu-abu dan massive
8		KK-07		709990	9787290	335	10	> 2,00	47	Sungai Desa SP7	Batubara, hitam kecoklatan, kilap kusam, keras, garis gores coklat, berlapis. Pengapit atas : Soil Pengapit Bawah : Terendam air sungai
9		KK-05	-	709627	9780738	-	-	-	32	Sumur Penduduk Desa Waru	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.
10		KK-08	-	709245	9779998	-	-	-	51	Pertigaan Jalan Desa Waru	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.
11	KK-12	Seam 4 & 5	668757	9778584	-	-	-	34	Pinggir Sungai Mentaya Hulu, Desa Pemantang	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.	
12	KK-14		674973	9779825	75	10	2,00	31	Pinggir S. Mentaya Hulu Desa Santilik	Batubara hitam kecoklatan, kusam, sisipan damar 3 cm, berlapis, garis gores coklat Pengapit atas : Soil berwarna merah Pengapit bawah : Batulempung coklat tebal 10 m	
13	KK-15		674973	9779614	-	-	-	28	Pinggir Sungai Mentaya Hulu, Desa Santilik	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.	
14	KK-16		675932	9782936	-	-	-	32	Anak Sungai Desa Santilik	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.	
15	KK-17		675948	9782940	-	-	-	35	Anak Sungai Desa Santilik, Terendam.	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.	
16	KK-18		675956	9782933	70	11	3,80	35	Anak Sungai Desa Santilik, Terendam	Batubara hitam kecoklatan, kusam, berlapis, garis gores coklat Pengapit atas : Batupasir warna putih, keras, massive dan silang sur Pengapit bawah : Tidak terlihat	
17	KK-19		676484	9783074	80	10	0,60	44	Kebun Karet Desa Santilik	Batubara hitam kecoklatan, kusam, berlapis, Lapisan atas : Batulempung abu-abu Lapisan bawah : Batulempung coklat tua	
18	KK-22		675552	9785880	95	13	0,50	37	Pinggir Jalan Menuju Desa Tanjung Jariangau	Batubara hitam kecoklatan, kusam, berlapis, garis gores coklat Lapisan atas : Soil merah, batulempung abu-abu, serpih Lapisan bawah : Batulempung kecoklatan	
19	KK-23	Seam 8	675431	9785842	85	11	0,20	45	Kebun Sawit Desa Tanjung Jariangau	Batubara hitam kecoklatan, kusam, berlapis, garis gores coklat Pengapit atas : Soil coklat, coally clay dan clay abu-abu muda-muda Pengapit bawah : Coally clay hitam sampai abu-abu tua	
20	KK-13		670787	9775354	-	-	-	36	Tambang Emas Rakyat, Desa Pemantang	Batubara hitam kecoklatan, kusam, berlapis, garis gores coklat Pengapit atas : Batupasir kasar sampai dengan kerakal, warna coklat sampai hitam Pengapit bawah : Tidak terlihat	
21	KK-20	-	677027	9778448	-	-	-	33	Sungai Mentaya Hulu, Desa Santiung	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.	
22	KK-21	-	676338	9785118	-	-	-	35	Anak Sungai di Kebun Sawit Desa Tanjung Jariangau	Batubara terendam air. Informasi tentang ketersediaan batubara berasal dari masyarakat sekitar.	



Foto 1. Singkapan batubara yang terdapat pada Blok Kuala Kuayan (KK-18)

Tabel 2. Hasil analisis proksimat dan ultimat conto batubara daerah penyelidikan.

Kode Conto	Parameter Analisis														
	FM (%)	TM (%)	M (%)	VM (%)	FC (%)	Ash (%)	TS (%)	HGI	RD	CV (Cal/gr)	C (%)	H (%)	N (%)	S (%)	O (%)
KK-01	43,94	49,67	10,22	40,56	42,18	7,04	1,13	54	1,41	5.390	68,76	4,90	1,26	1,37	23,72
KK-06	45,22	49,64	8,06	48,32	42,41	1,21	2,38	75	1,35	5.992	69,40	4,98	1,14	2,62	21,86
KK-07	42,65	47,70	8,80	46,90	42,56	1,74	2,03	79	1,38	5.943	69,91	5,00	1,06	2,27	21,76
KK-09	44,77	50,32	10,04	44,55	43,07	2,34	0,26	59	1,40	5.476	68,51	4,71	1,16	0,30	25,32
KK-10	44,93	50,89	10,83	43,12	43,99	2,06	0,47	66	1,38	5.647	69,76	4,82	1,16	0,54	23,72
KK-13	43,09	48,39	9,32	45,53	42,75	2,40	0,37	65	1,38	5.717	68,69	5,04	0,96	0,42	24,89
KK-14	46,21	50,66	8,27	47,91	42,05	1,77	0,17	56	1,35	6.003	70,89	5,27	1,10	0,19	22,55
KK-16	48,17	52,33	8,02	45,13	42,73	4,12	0,40	62	1,37	5.940	71,12	5,03	4,10	0,46	22,28
KK-19	46,77	51,30	8,51	46,21	43,57	1,71	0,37	62	1,37	5.925	70,43	4,86	1,06	0,41	23,24
KK-20	42,80	46,69	6,80	39,47	36,50	17,23	3,89	49	1,48	5.091	66,45	5,53	1,09	5,12	21,81
KK-22	43,86	47,91	7,21	42,55	35,63	14,61	5,16	73	1,50	5.147	64,84	5,52	1,23	6,60	21,82
KK-23	40,47	43,61	5,27	38,12	26,14	30,47	3,52	77	1,60	4.219	62,40	6,47	1,34	5,48	2,43
Nilai rata-rata	44,41	49,09	8,45	44,03	40,30	7,23	1,68	64,75	1,41	5.540,83	68,43	5,18	1,39	2,15	21,28

Tabel 3. Hasil analisis petrografi batubara di daerah penyelidikan.

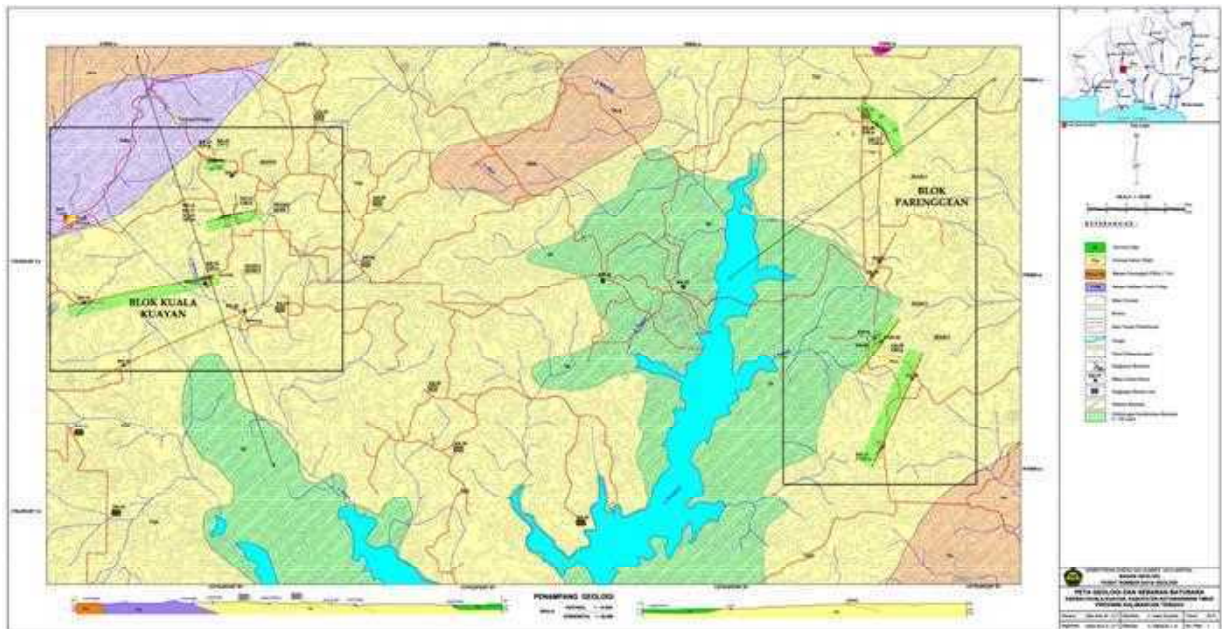
Kode Contoh	Litologi	Formasi	Mean Reflektan Vitritin (%Rvmax)	Kisaran (%)	Maseral (%)			Mineral (%)		
					V	I	L	Clay	Ox B	Py
KK-01	Batubara	Dahor	0,36	0,32-0,42	92	2,1	2,7	1,1	0,2	1,9
KK-06	Batubara	Dahor	0,34	0,31-0,39	92	1,2	0,1	4,3	0,7	1,7
KK-07	<i>Coally Shale</i>	Dahor	0,34	0,30-0,37	36,3	0,2	0,1	61,7	0,6	1,1
KK-09	Batubara	Dahor	0,35	0,31-0,40	96	0,3	0,2	3,1	0,3	0,1
KK-10	Batubara	Dahor	0,37	0,33-0,42	94,4	1,1	0,1	3,9	0,2	0,3
KK-13	Batubara	Dahor	0,33	0,30-0,36	92,9	0,9	1,7	4,2	0,2	0,1
KK-14	Batubara	Dahor	0,34	0,31-0,39	90,6	2,5	0,1	6,1	0,6	0,1
KK-16	Batubara	Dahor	0,41	0,34-0,46	91,7	2,9	2,1	3,1	0,1	0,1
KK-19	<i>Shally Coal</i>	Dahor	0,35	0,30-0,39	75,7	1,1	0,3	22,3	0,4	0,2
KK-20	<i>Shally Coa</i>	Dahor	0,34	0,28-0,40	64,6	0,8	1,1	30,1	0,5	2,9
KK-22	<i>Shally Coa</i>	Dahor	0,35	0,31-0,40	76,1	1,3	1,8	14,4	2,6	3,8
KK-23	<i>Shally Coa</i>	Dahor	0,36	0,33-0,40	75,7	1,2	0,3	16,4	3,3	3,1



Foto 2. Singkapan batubara yang terdapat di bekas galian sumur pada Blok Parenggean (KK-09)

Tabel 4. Perhitungan sumberdaya batubara di daerah penyelidikan sampai kedalaman 100 meter

No.	Nama Blok	Nama Lapisan	Lapisan Batubara (m)				Berat Jenis (ton/m ³)	Sumberdaya (Ton)	Keterangan
			Panjang (m)	Lebar (m)	Tebal (m)	Dip (°)			
1.	Blok Parenggean	1	2000	575,88	0,50	10	1,41	(811.986,64)	Tidak dikit sertakan dalam perhitungan sumberdaya
		2	5800	575,88	0,50	10	1,41	(2.354.761,25)	Tidak dikit sertakan dalam perhitungan sumberdaya
		3	2700	575,88	2,50	10	1,41	5.480.909,01	Kalon Sedang
2.	Blok Kuala Kuayan	4	5000	575,88	0,50	10	1,41	(2.029.966,59)	Tidak dikit sertakan dalam perhitungan sumberdaya
		5	8350	575,88	2,00	10	1,41	13.560.176,86	Kalon Sedang
		6	2000	524,09	3,80	11	1,41	5.616.087,43	Kalon Sedang
		7	2000	575,88	0,60	10	1,41	(974.383,96)	Tidak dikit sertakan dalam perhitungan sumberdaya
		8	2000	444,54	0,50	13	1,41	(626.803,02)	Tidak dikit sertakan dalam perhitungan sumberdaya
Jumlah Sumberdaya Batubara							24.657.174,10		



Gambar 4. Peta geologi dan sebaran batubara (modifikaai dari peta geologi lembar tewah dan palangkaraya P3G, 1995)

**PENYELIDIKAN ENDAPAN BITUMEN PADAT
DAERAH TANJUNG MEDAN KABUPATEN LABUHAN BATU
PROVINSI SUMATERA UTARA**

J. A. Eko Tjahjono DESS

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Daerah penyelidikan sebagian besar terletak di Kabupaten Labuhanbatu dan Labuhanbatu Utara serta sebagian kecil termasuk Kabupaten Padanglawas Utara, Provinsi Sumatera Utara. Secara geografis terletak pada koordinat antara 02°00'00" - 02°15'00" LU dan 99°35'00" - 99°50'00" BT. Lokasi penyelidikan terletak lebih kurang 30 km ke arah Timurlaut Kota Rantau Perapat, sebagai ibu kota Kabupaten Labuhanbatu.

Kegiatan penyelidikan pendahuluan endapan bitumen padat adalah salah satu upaya dalam mendukung kebijakan diversifikasi energi. Endapan bitumen padat didefinisikan sebagai batuan sedimen klastik halus biasanya berupa serpih yang kaya kandungan organik dan dapat diekstraksi menghasilkan hidrokarbon cair yang berpotensi ekonomis. Daerah penyelidikan terletak disekitar Desa Tanjung Medan dan sekitarnya, Kabupaten Labuhanbatu, Provinsi Sumatera Selatan yang, diperkirakan mempunyai potensi endapan bitumen padat.

Secara geologi daerah penyelidikan masuk ke dalam Cekungan Sumatera Tengah bagian barat, stratigrafi batuan tersusun oleh batuan Pra Tersier dan Tersier. Batuan Pra Tersier yaitu berupa Kelompok Tapanuli Grup berupa meta sediment wake konglomeratan dan greensekis berumur Karbon-Permian, sedangkan Batuan Tersier terdiri atas Formasi Sihapas dengan Anggota Kanan berumur Miosen Awal, Formasi Telisa berumur Miosen Tengah, dan Formasi Petani berumur Mio-Pliosen, di atasnya terdapat Tufa Toba serta endapan Recen berupa alluvial muda. Serpih Batulanau lempungan terdapat pada Formasi Sihapas diperkirakan merupakan batuan pembawa endapan bitumen padat. Endapan bitumen padat terbentuk pada suatu struktur sinklin yang berarah Timurlaut-Baratdaya. Sinklin ini memanjang di daerah penyelidikan pada bagian tengah-selatan, yang umumnya terdapat pada Formasi Sihapas yang dipengaruhi oleh bentuk struktur geologi batuan-batuan berumur Tersier.

Ketebalan lapisan batuan yang diperkirakan mengandung bitumen padat di daerah tersebut sangat bervariasi mulai dari 0,5 meter sampai setebal 2,0 meter, dengan kemiringan lapisan batuan berkisar 5°- 40°, rata-rata antara 15° - 20°. Hasil analisis *Source Rock*

(*Pirolisis*) menunjukkan bahwa kandungan TOC antara 0,03% - 0,37%, S1 antara 0,09 - 0,10 mg/g dan S2 antara 0,27 - 0,31 mg/g, menunjukkan angka yang sangat kecil sekali akan kandungan Hidrokarbon. Hasil analisis *retort* umumnya menunjukkan bahwa terdapat lapisan batuan yang tidak mengandung minyak. Kandungan minyak umumnya 0 liter/ton, maka yang ada hanya berupa Sumberdaya Tereka dari batuan serpih batulanau lempungan pada Formasi Sihapas sebesar 5.893.970 Ton. Ada kemungkinan bahwa kandungan minyak pada lapisan batuan di daerah penyelidikan tersebut adalah sudah bermigrasi atau menghilang, perihal tersebut dibuktikan dengan adanya hasil analisis *petrografi organik* yang menunjukkan nilai reflektan rata-rata vitrinit yang sangat tinggi, yaitu sampai 1,85%, diatas *Oil Window*, maka kondisi tingkat kematangan minyak disekitar daerah tersebut diklasifikasikan sebagai sangat melampoi tingkat kematangan atau *Over Maturity*, yang menyebabkan tidak adanya kandungan minyak di sekitar daerah tersebut.

PENDAHULUAN

Lokasi Penyelidikan

Suatu daerah yang secara geologi diperkirakan berpotensi mengandung endapan bitumen padat yang terdapat pada sebaran batuan Formasi Sihapas dari Peta Geologi lembar Pematang Siantar, terdapat di daerah Kabupaten Labuan Batu dan sekitarnya, maka dalam tahun anggaran 2013 Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral melakukan kegiatan penyelidikan sumberdaya endapan bitumen padat di daerah tersebut.

Secara administratif daerah penyelidikan terletak disekitar Daerah Tanjung Medan, Kecamatan Bilah Barat, Kabupaten Labuhanbatu dan sedikit masuk wilayah Kabupaten Labuhanbatu utara, Propinsi Sumatera Utara. Secara geografis, daerah penyelidikan terletak

pada Koordinat 02°00'00" - 02°15'00" LU dan 99°35'00" - 99°50'00" BT. Posisinya berada di sebelah barat dan baratdaya kota Rantau Perapat, terlihat pada Gambar 1.

KEADAAN GEOLOGI

Geologi Umum

Secara umum tatanan tektonik geologi daerah penyelidikan terletak pada Cekungan Sumatera Tengah bagian barat (Herman Darman, 2000). Cekungan ini adalah merupakan suatu rangkaian blok graben yang terjadi pada Awal Tersier, akibat adanya respon tekanan dari arah timur – barat. Secara fisiografi geologi Cekungan Sumatera Tengah tersebut pada bagian selatan dibatasi oleh tinggian Bukit Tigapuluh, yaitu yang membatasi Cekungan Sumatera Tengah dengan Cekungan Sumatera Selatan. Pada bagian barat dibatasi oleh tinggian Bukit Barisan

dan pada bagian utara dibatasi oleh Tinggian Asahan, sedangkan pada bagian Timur dibatasi oleh Malaka Platform di Selat Malaka. Stratigrafi regional cekungan tersebut terbentuk dari seri graben yang terjadi pada Awal Tersier (Eosen – Oligosen), yang diawali dengan diendapkannya endapan klastik kasar, disusul dengan endapan serpih, lempung karbonan yang selanjutnya disebut sebagai Formasi Pematang, kemudian di atasnya diendapkan endapan – endapan dari Sihapas Grup, yang terdiri dari Formasi Menggala, Bangko, Bekasap dan Formasi Duri yang berumur Miosen Awal, kemudian diendapkan Formasi Telisa pada Miosen Tengah, yang mana umumnya didominasi oleh endapan serpih, batulanau dengan sisipan karbonat dan batugamping (Abiratno, 1976).

Berdasarkan data seismik dan biostratigrafi (Aspden JA. Kartawa W. dkk, 1982), mengindikasikan bahwa setelah pengendapan dari Formasi Telisa, terjadilah jeda dan tidak terjadi pengendapan karena adanya kegiatan tektonik dari Barisan ‘uplift’ disekitar Miosen Tengah, kemudian diendapkan endapan dari Formasi Petani yang materialnya bersumber dari Bukit Barisan sampai pada pengendapan oleh endapan Formasi Minas dan endapan vulkanik serta endapan aluvial sungai dan pantai sampai sekarang ini (Abiratno, 1976).

Secara regional, struktur geologi disekitar daerah penyelidikan terdapat

pada Cekungan Sumatera Tengah bagian barat (Herman Darman, 2000), yang berupa graben. Struktur geologi pada Cekungan tersebut disebabkan oleh adanya tekanan tektonik yang berasal dari arah Timur – Barat pada Awal Paleogen, yang mengakibatkan adanya tumbukan oblik dari lempeng samudera India dengan lempeng benua Asia, sehingga berpengaruh terhadap sedimentasi yang berumur Paleogen dan berupa jalur besar graben yang berarah utara – selatan. Struktur orde pertama umumnya berarah baratlaut – tenggara, yang berupa patahan utama jenis mengangan (right lateral strike slip fault). Struktur yang terjadi pada zaman Neogen umumnya berupa patahan orde dua yang berarah utara – baratlaut sampai arah utara, yang merupakan patahan mengangan dan sedikit patahan normal yang berarah timurlaut, serta sumbu lipatan yang berarah barat – baratlaut sampai baratlaut. Sedangkan patahan orde tiga umumnya berarah utara – timurlaut, yang merupakan patahan mengangan.

Geologi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan sebagian besar tersusun oleh batuan berumur Tersier dan sebagian batuan Pra Tersier. Batuan Tersier berumur Miosen hingga Pliosen dengan komposisi sekitar 30% mendominasi bagian tengah wilayah penyelidikan, sedangkan batuan Pra Tersier tersingkap di bagian Barat, dan

Tenggara, yang menempati sekitar 50% daerah penyelidikan, sedangkan sisanya sekitar 20% berupa endapan alluvial vulkanik. Peta geologi berikut formasi batuan penyusun di daerah penyelidikan dapat dilihat pada gambar 2.

Morfologi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan dialiri oleh 2 buah sungai besar, yaitu Sungai Bilah dengan cabangnya Sungai Katiak yang mengalir dari selatan ke arah timurlaut dan belok ke arah timur, yang terdapat pada bagian selatan daerah penyelidikan. Selanjutnya Aek Kotabatu, terdapat di utara daerah penyelidikan, mengalir dari barat ke arah timur, yang mana semua anak sungai tersebut bertemu dan mengalir menuju ke arah timur daerah penyelidikan. Adapun anak-anak sungai mengalir menuju sungai utama dengan pola aliran dendritik.

Berdasarkan aspek geomorfologi daerah penyelidikan dapat dikelompokkan menjadi tiga satuan morfologi yaitu :

1. Satuan morfologi pedataran.
2. Satuan morfologi perbukitan bergelombang.
3. Satuan morfologi perbukitan terjal.

Satuan morfologi pedataran, umumnya terdapat pada bagian Timur dan Timurlaut daerah penyelidikan, yang menempati sekitar 40% daerah penyelidikan, menyebar tidak merata memanjang hampir berarah Timurlaut - Tenggara, yaitu disekitar pertemuan aliran sungai utama, yang terdiri dari endapan

aluvial sungai dan endapan vulkanik, serta sebaran batupasir dari Formasi Petani, umumnya merupakan lahan perkebunan, pertanian dan tempat pemukiman penduduk. Mempunyai rata-rata ketinggian sekitar 50 meter sampai 200 meter dari permukaan laut.

Satuan morfologi perbukitan bergelombang, umumnya terdapat pada bagian Tengah dan utara daerah penyelidikan yang menyebar hampir berarah utara - selatan, menempati sekitar 25% daerah penyelidikan, terletak di sekitar tekuk lereng kaki gunung, terdiri dari endapan batuan sedimen batuan serpih konglomeratan dari Formasi Sihapas, umumnya berupa lahan hutan industri dan perkebunan kelapa sawit serta sebagian pemukiman penduduk. Mempunyai rata-rata ketinggian sekitar 200 meter sampai 500 meter dari permukaan laut.

Satuan morfologi perbukitan terjal, umumnya terdapat pada bagian Barat dan Tenggara, yang menyebar tidak merata, menempati sekitar 35% daerah penyelidikan, terletak di sekitar lereng pegunungan. Terdiri dari batuan sedimen Pra Tersier, dari Formasi Kualu, Anggota pangunjungan, Formasi Tapanuli Grup, dan batuan intrusi. Umumnya berupa hutan primer, baik hutan lindung dan hutan konservasi, tidak ditempati penduduk, mempunyai rata-rata ketinggian antara 500 meter sampai lebih dari 1000 meter dari permukaan laut.

Stratigrafi Daerah Penyelidikan

Geologi Daerah Penyelidikan terdapat di Cukungan Sumatera Tengah, adalah merupakan endapan laut yang telah mengalami Transgresi dan Regresi (Herman Darman, 2000). Sedimentasi pada Cekungan tersebut diawali dengan graben yang berupa batuan Pra-Tersier, diantaranya yang tersingkap di daerah penyelidikan berupa metasedimen dari formasi batuan Tapanuli Grup yang berumur Karbon. Endapan batuan sedimen Tersier diawali dengan terbentuknya Formasi Pematang pada Eosen – Oligosen yang merupakan dasar dari endapan-endapan batuan sedimen Tersier (di daerah penyelidikan tidak tersingkap). Stratigrafi batuan sedimen Tersier di daerah penyelidikan diawali dari Miosen Awal dengan diendapkannya Formasi Sihapas dengan Anggota Kanan yang diendapkan selaras di atas Formasi Pematang. Selanjutnya pada Miosen Tengah diendapkan Formasi Telisa secara selaras, selanjutnya pada Miosen Akhir sampai Pliosen, diendapkan Formasi petani secara tidak selaras diatas Formasi Telisa, dan pada Plistosen diendapkan endapan vulkanik Tufa Toba, terakhir pada Holosen diendapkan aluvium muda. Uraian litologi daerah penyelidikan seperti tertera pada Tabel 1.

Struktur Geologi Daerah Penyelidikan.

Struktur geologi yang terdapat pada daerah Penyelidikan yaitu sebagian berupa

graben pada Cekungan Sumatera Tengah yang disebabkan oleh adanya tekanan yang berpengaruh terhadap sedimentasi yang berumur Tersier, berupa jalur besar graben seperti yang terlihat pada bagian baratdaya daerah penyelidikan, yang mana terdapat *Horst* dan *Graben* dari batuan Tapanuli Grup yang berumur Karbon dan batuan Tersier yang berarah utara – selatan. Struktur orde pertama di daerah penyelidikan umumnya berarah Timurlaut – Baratdaya, yang berupa patahan utama jenis mengangan (*right lateral strike slip fault*) dan lipatan yang berupa antiklin dan sinklin utama yang umumnya juga berarah Timurlaut - Baratdaya. Struktur yang terjadi pada zaman Neogen umumnya berupa patahan orde dua yang berarah Baratlaut sampai arah utara, yang berupa patahan mengangan, serta sumbu sumbu lipatan yang berarah Baratlaut. Sedangkan patahan orde tiga yang umumnya berarah Utara – Timurlaut tidak ditemukan di daerah penyelidikan.

HASIL PENYELIDIKAN

Data lapangan

Data lapangan umumnya berupa data singkapan batuan sedimen yang berupa serpih batulanau yang diperkirakan mengandung bitumen dan batuan sedimen lainnya, yang telah di diskripsi mengenai tekstur kondisi fisik dan ketebalan lapisan batuan. Data singkapan batuan sedimen tersebut meliputi data lokasi geografis ditemukannya singkapan, bisa

berupa nama desa atau sungai disekitar singkapan tersebut. Selanjutnya dilengkapi dengan kode lokasi dan hasil pengukuran koordinat, serta arah jurus dan kemiringan maupun hasil pengamatan litologi dan keterangan kondisi singkapan batuan. Data lainnya yaitu merupakan data-data dari aspek geologinya.

Data lapangan yang harus diperhatikan yang berkaitan dengan potensi endapan bitumen padat di daerah penyelidikan yang tersingkap berupa batuan yang berbutir halus menyerpih, dan yang mewakili tipe batuan sedimen dari Formasi Sihapas di lapangan adalah terdapat pada lokasi-lokasi sebagai berikut :

1. Singkapan batuan pada lokasi LB-01 terdapat di A. Masihi, dekat Tor Simanalese, dekat Desa Batu Tunggal, pada bagian tengah daerah penyelidikan ditemukan singkapan batulanau abu-abu terang, berinterlaminaasi halus dengan batulempung abu-abu gelap, ke bagian bawah berangsur menjadi lapisan batupasir kasar, tebal singkapan lebih besar dari 0,6 meter, yang diperkirakan mengandung bitumen, termasuk dalam satuan batuan Formasi Sihapas.

2. Singkapan batuan pada lokasi LB-06 terdapat di S. Katiak, antara Desa Batubujur dengan Desa Kuala Pinarik, pada bagian tengah daerah penyelidikan ditemukan singkapan batulanau abu-abu terang, berinterlaminaasi halus dengan batulempung abu-abu gelap, ke bagian

bawah berangsur menjadi lapisan batupasir kasar sampai konglomeratan, tebal singkapan lebih besar dari 1,5 meter, yang diperkirakan mengandung bitumen, termasuk dalam satuan batuan Formasi Sihapas.

3. Singkapan batuan pada lokasi LB-07 terdapat di S. Katiak, antara Desa Batubujur dengan Desa Kuala Pinarik, pada bagian tengah daerah penyelidikan ditemukan singkapan batulanau abu-abu terang, berinterlaminaasi halus dengan batulempung abu-abu gelap, ke bagian bawah berangsur menjadi lapisan batupasir kasar sampai konglomeratan, tebal singkapan lebih besar dari 1,5 meter, yang diperkirakan merupakan terusan dari singkapan batuan pada lokasi LB-06, termasuk dalam satuan batuan Formasi Sihapas.

4. Singkapan batuan pada lokasi LB-15 terdapat di S. Bilah, lewat Desa Mailil jae, pada bagian tenggara daerah penyelidikan ditemukan singkapan batulanau abu-abu terang, berinterlaminaasi halus dengan batulempung abu-abu gelap kehijauan, ke bagian bawah berangsur menjadi lapisan batupasir kasar, konglomeratan, tebal singkapan lebih besar dari 1,0 meter, yang diperkirakan mengandung bitumen, termasuk dalam satuan batuan Formasi Sihapas.

5. Singkapan batuan pada lokasi LB-16 terdapat di S. Bilah, lewat Desa Mailil jae, pada bagian tenggara daerah penyelidikan ditemukan singkapan

batulanau abu-abu terang, berinterlaminaasi halus dengan batulempung abu-abu gelap kehijauan, ke bagian bawah berangsur menjadi lapisan batupasir kasar, konglomeratan, tebal singkapan lebih besar dari 1,5 meter, yang diperkirakan merupakan terusan dari singkapan batuan pada lokasi LB-15, termasuk dalam satuan batuan Formasi Sihapas.

6. Singkapan batuan pada lokasi LB-18 terdapat di S. Bilah, lewat Desa Mailil jae, pada bagian tenggara daerah penyelidikan ditemukan singkapan batulanau abu-abu terang, berinterlaminaasi halus dengan batulempung abu-abu gelap kehijauan, ke bagian bawah berangsur menjadi lapisan batupasir kasar, konglomeratan, tebal singkapan lebih besar dari 2,0 meter, yang diperkirakan mengandung bitumen, termasuk dalam satuan batuan Formasi Sihapas.

Interpretasi model dari endapan bitumen padat, sementara ini hanya semata-mata berdasarkan singkapan batuan yang menyerpih di daerah penyelidikan, yang dapat direkonstruksi dan diketahui dari hasil pengamatan lokasi lokasi singkapannya, yaitu terdapat menyebar disekitar sungai utama di daerah penyelidikan. Batuan yang diperkirakan mengandung bitumen yaitu semua batuan berbutir halus, seperti batulempung dan batulanau yang terdapat di daerah penyelidikan, tanpa melihat dari hasil analisisnya. Maka untuk sementara ini yang dianggap sebagai batuan berbitumen

adalah batulanau interlaminaasi dengan lapisan batulempung menyerpih dan batulanau pasiran dengan sisipan batulempung menyerpih yang tersebar tidak banyak pada Formasi Sihapas, dengan posisi menyebar berarah timurlaut-baratdaya pada bagian tengah selatan daerah penyelidikan yang merupakan struktur sinklin.

Kualitas Bitumen Padat

Pengambilan contoh dilakukan terhadap singkapan batuan interlaminaasi serpih batulanau dan batulempung abu-abu kehijauan dari Formasi Sihapas saja. Analisis dilakukan untuk mengetahui karakteristik, kualitas dan potensi bitumen padat. Analisis yang akan dilakukan terdiri dari analisis kandungan bitumen yang meliputi analisis petrografi organik dan analisis bakar (Retort Analysis). Analisis petrografi organik dilakukan untuk mengetahui tipe kandungan maseral organik yang terkandung di dalam batuan (Vitrinit, Liptinit dan Innertinit) termasuk jenis dan kelimpahannya serta mineral pengotor lainnya. Begitu pula Tingkat kematangan (Maturity) batuan diperoleh dari hasil analisis petrografi organik berdasarkan nilai reflektansi maseral vitrinit. Banyaknya kandungan minyak di dalam batuan dapat diketahui berdasarkan analisis retort. Sebaiknya dilengkapi juga dengan analisis Source Rock (Rock Eval), bila hasilnya sangat positif, maka sangat berguna untuk mendukung evaluasi

potensi hidrokarbon di sekitar daerah tersebut, seperti untuk melihat kandungan Hidrokarbon Primer (S1) dan kandungan Hidrokarbon Sekundernya (S2), serta kandungan total organiknya (TOC). Contoh interlamina serpih batulempung dan batulanau yang dianggap dapat mewakili kualitas kandungan bitumen, diambil dari beberapa singkapan yang dianggap dapat mewakilinya.

Hasil analisis bakar (Retort Analysis) pada contoh serpih batulanau lempungan dari Formasi Sihapas di daerah penyelidikan adalah seperti tertera pada tabel 2.

Hasil analisis retort di daerah penyelidikan menunjukkan bahwa kandungan minyak pada lapisan batuan di daerah penyelidikan umumnya nihil, hal ini menunjukkan bahwa kandungan hidrokarbon yang terdapat pada lapisan batuan serpih tersebut memang tidak ada atau telah bermigrasi dan menghilang. Hal ini dapat di kroscek dengan hasil tingkat kematangan dari analisis petrografi batuan, yaitu dengan melihat hasil besaran reлектan dari maseral vitrinit pada material organik yang ada di batuan sedimen dari Formasi Sihapas atau dapat di kroscek dengan TOC, S1, S2 dan S3 hasil pirolisis batuan.

Hasil Source rock Analysis (Pirolisis) pada contoh serpih batulanau lempungan dari Formasi Sihapas di daerah penyelidikan adalah seperti tertera pada tabel 3.

Menurut hasil *Source Rock* analisis di atas, menunjukkan bahwa hasil kandungan TOC berkisar antara 0,03% sampai 0,37%, maka dengan hasil TOC ini menurut Peters, 1986, menyimpulkan bahwa di daerah penyelidikan tersebut sangat sedikit sekali ditemukan kehadiran bahan organik (<1%), dan jika di kroscek dengan hasil analisis retort, maka jelas tampak tidak adanya kehadiran akan kandungan hidrokarbon pada formasi batuan tersebut.

Demikian pula dari hasil S1 (Jumlah hidrokarbon primer) dan S2 (Jumlah hidrokarbon sekunder) yang terkandung adalah sangat sedikit (<1mg/g), hal ini menunjukkan bahwa kandungan hidrokarbon (insitu) jarang ditemukan. Begitu juga *Potential Yield* dari jumlah S1 dan S2 sangat kecil sekali, berarti kandungan hidrokarbon adalah sangat kecil sekali. Selanjutnya dari hasil perbandingan S2/S3 (Hidrokarbon Generate/Hidrogen Index) nilai rata-ratanya hanya sekitar 0,5, dimana menurut Peters, 1986, jika parameter S2/S3 antara 0 - 3 mg/g akan menghasilkan gas. Antara 3 - 5 mg/g menghasilkan gas dan minyak, sedangkan > 5 mg/g akan menghasilkan minyak. Maka di daerah tersebut berpotensi akan terbentuklah gas.

Menurut hasil analisis petrografi organik dari serpih batulanau lempungan pada Formasi Sihapas yang tersingkap di daerah penyelidikan, menunjukkan bahwa sebaran kandungan material organik

(DOM) sangat sedikit, dengan kandungan Vitritinit umumnya "sparse" (0,1% - 0,49 %), Inertinit umumnya "rare" dan Liptinit umumnya "absen" dengan nilai reflektan vitritinit rata-rata (R_v mean) berkisar dari 0,46% sampai 1,85%, maka hal ini menunjukkan bahwa tingkat kematangan (*Maturity*) di sekitar daerah penyelidikan tersebut sudah cukup tinggi dan melewati batas dari *oil window*, hingga dapat dikatakan *over maturity*, dengan kondisi ini maka kandungan minyak (kalaupun ada) pada batuan yang terdapat pada Formasi Sihapas tersebut telah bermigrasi atau telah menguap.

Sumberdaya Bitumen Padat

Penghitungan sumberdaya bitumen padat dilakukan terhadap lapisan batuan yang diperkirakan mengandung bitumen padat, yaitu pada lapisan serpih batulanau lempungan dari Formasi Sihapas, dengan kriteria cara perhitungan sebagai berikut :

- P = Panjang lapisan ke arah jurus dihitung hingga 500 m dari singkapan terluar
- L = Lebar lapisan ke arah kemiringan dihitung hingga kedalaman 100 m
- T = Ketebalan lapisan dianggap ketebalan singkapan rata-rata
- BJ = SG = Berat Jenis bitumen padat hasil analisis laboratorium (rata-rata 2,0)
- Sumberdaya = $P \times L \times T \times BJ$

Berdasarkan kriteria di atas diperoleh hasil perhitungan sumberdaya tereka batuan di daerah tersebut, yang dirangkum dalam

tabulasi perhitungan, yaitu sumberdaya tereka pada lapisan serpih batulanau lempungan Formasi Sihapas (Tabel 4).

Berdasarkan pengamatan sifat fisik dan struktur singkapan batuan di lapangan, maka dibuat suatu rekontruksi mengenai korelasi singkapan batuan yang diperkirakan mengandung endapan bitumen. Berdasarkan rekontruksi dari sifat fisik dan struktur batuan, maka jumlah lapisan batuan ini didapat 1 lapisan serpih batulanau lempungan yang berupa sinklin pada Formasi Sihapas. Untuk itu dapat dihitung sumberdaya batuan sampai kedalaman 100 meter. Batuan yang diperkirakan mengandung bitumen padat, yaitu lebih besar dari 5.893.970 Ton hanyalah berupa lapisan serpih batulanau lempungan pada Formasi Sihapas.

Sumberdaya Minyak

Disamping penghitungan sumberdaya batuan yang diperkirakan mengandung bitumen padat yang berupa serpih batulanau lempungan, maka potensi minyak yang terkandung pada batuan tersebut dapat dikonversikan sebagai sumberdaya minyak (*Hydrocarbon Resources*, HCR), satuannya adalah barrel, dimana 1 barrel setara dengan 159 liter.

Rumus yang dipakai untuk menghitung sumberdaya minyak adalah :

$$HCR = OSR \text{ (ton)} \times HC \text{ (liter/ton)} / 159 \text{ barrel}$$

HCR = Hydrocarbon Resources atau sumberdaya minyak, dalam barrel

OSR = Oil Shale Resources atau sumberdaya bitumen padat, dalam Ton

HC = Hydrocarbon Content atau kandungan minyak, dalam liter/Ton

Maka penghitungan sumber daya minyak yang terkandung dalam batuan di daerah penyelidikan adalah : $HCR = 5.893.970 \text{ (Ton)} \times 0 \text{ (Liter/Ton)} / 159 \text{ (Barrel)} = 0 \text{ Barrel}$

Jadi di daerah ini dengan tingkat penyelidikan pendahuluan yang dilakukan terdapat sumberdaya minyak sebesar nol barrel, atau dengan kata lain bahwa kandungan minyak di daerah tersebut adalah nihil.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

1. Diperkirakan endapan bitumen padat terdapat pada lapisan serpih batulanau lempungan, warna abu-abu kehijauan, kusam, yang berupa interlamnasi lapisan batulanau dengan batulempung dari Formasi Sihapas, tersebar memanjang pada tepi sumbu sinklin yang berarah timurlaut - barat daya pada bagian tengah - selatan daerah penyelidikan.

2. Ketebalan singkapan lapisan serpih batulanau lempungan berkisar dari 0,5 meter sampai 2,0 meter, dengan kemiringan lapisan berkisar dari 5° sampai 40° . Arah jurus lapisan batuan umumnya

berarah timurlaut-baratdaya, (Searah dengan sumbu Sinklin).

3. Zona sebaran korelasi antar singkapan batuan, sementara ini berdasarkan ciri fisik dan struktur batuan serta kelurusan sebaran lapisan batuan, maka zona sebaran lapisan batulanau lempungan pada Formasi Sihapas yaitu ada 1 lapis, yaitu disebelah barat dan timur sumbu Sinklin yang diperkirakan masih merupakan lapisan yang sama.

4. Hasil analisis contoh batuan dari laboratorium menunjukkan bahwa kandungan minyak yang terdapat pada lapisan batuan pada Formasi Sihapas di daerah penyelidikan adalah nihil, hal ini ditunjukkan dengan analisis Retort yang hasilnya nihil. Demikian pula ditunjang dengan analisis Source Rock dengan hasil kandungan S1 antara 0,09 - 0,10 mg/g dan S2 antara 0,27 - 0,31 mg/g yang sangat kecil, yang berarti Potensial Yield Hidrokarbon (S1+S2) sangat sedikit, begitu juga kandungan Total Organik Konten (TOC) juga sangat kecil sekali, antara 0,03% - 0,37%.

5. Hasil analisis petrografi organik menunjukkan bahwa angka reflektansi rata-rata Maseral vitrinit antara 0,46% sampai 1,85%, hal tersebut menunjukkan bahwa di daerah penyelidikan tersebut kondisi tingkat kematangan dalam pembetukan minyak adalah sangat

melebihi kematangan (*Over maturity*), diperkirakan kandungan minyak yang terkandung pada batuan serpih dari Formasi Sihapas telah hilang/menguap atau telah bermigrasi.

6. Sumberdaya batuan yang diperkirakan mengandung bitumen padat hanyalah berupa endapan serpih batulanau lempungan dari interlamniasi batulanau dan batulempung pada Formasi Sihapas yaitu sebesar 5.893.970 Ton.

kemungkinan kandungan minyak tersebut adalah nihil. Untuk itu, pengembangan eksplorasi di daerah tersebut yaitu tetap melakukan eksplorasi mengenai potensi adanya antiklin jebakan minyak, karena lapisan batuan didaerah tersebut berupa lapisan batuan berfraksi kasar yang berselingan dengan lapisan batuan berfraksi halus yang bertindak sebagai *Seal* atau *Cup rock*, kemungkinan source hydrocarbon diperkirakan berasal dari migrasi formasi batuan yang berada dibawah Formasi Sihapas.

Saran

Pada lapisan serpih batulanau lempungan dari Formasi Sihapas

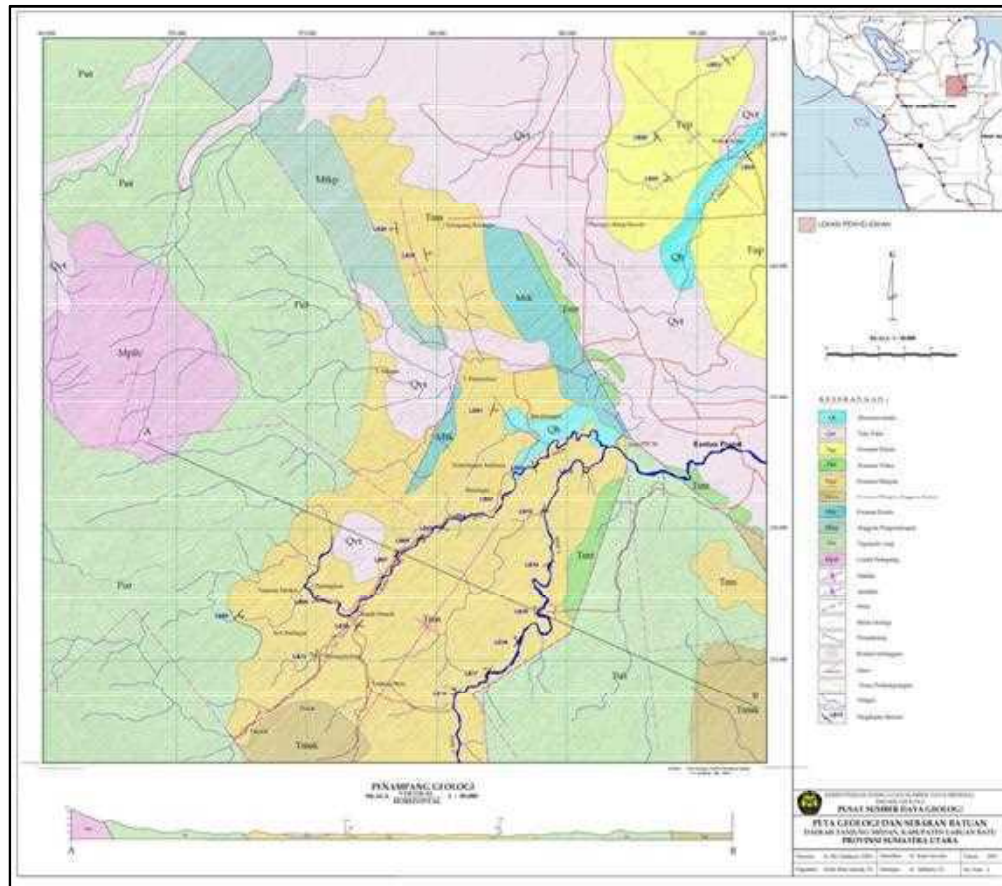
DAFTAR PUSTAKA

- Abiratno Wongsosantiko, 1976, Lower Miocene Duri Formation Sands, Central Sumatra Basin, Proceedings IPA, hal 133 – 150, Fifth Annual Convention. Jakarta.
- Aspden J.A, Kartawa W, dkk, 1982, Peta Geologi Lembar Padang Sidempuan dan Sibolga, Sumatra, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Clarke MCG, Ghazali SA, dkk, 1982, Peta Geologi Lembar Pematangsiantar, Sumatra, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- De Coster G.L, 1974; The Geology of The Central and South Sumatera Basin, Proceeding IPA, Third Annual Convention. Jakarta.
- Herman Darman and Hasan Sidi F., 2000, The Geology of Indonesia, Indonesian Association of Geologists, Jakarta.
- Hutton, A.C., 1987, Petrographic Classification of Oil Shale, International Journal of Coal Geology, p. 203-231, Amsterdam.
- Hutton, A.C., Kanstler, A.J., Cook, A.C., 1980, Organic Matter in Oil Shales, APEA Journal, vol. 20, p 44-62, University of Wollongong, N.S.W., Australia.
- Mark P.; Stratigraphic Lexicon of Indonesia, Publikasi Keilmuan Seri Geologi, Pusat Jawatan Geologi, Bandung.
- Teh Fu Yen and George V. Chilingarian.;1976, Introduction to Oil Shale, Developments in Petroleum Science Vol 5, Amsterdam.



 Lokasi Penyelidikan

Gambar 1. Peta Lokasi Penyelidikan, di Daerah Tanjung Medan
Kab. Labuhanbatu, Prov. Sumatera Utara.



Gambar 2. Peta Geologi Dan Sebaran Singkapan Batuan Di Daerah Penyelidikan

Tabel 1. Stratigrafi Formasi Batuan di Daerah Penyelidikan

Zaman	Kala	Formasi	litologi	Endapan	
Kenosoikum	Holosen	Aluvium muda (Qh)	Pasir, kerikil, dan rawa bakau	Aluvial	
	Plistosen	Tufa Toba (Qvt)	Riolit-dasit, tufa kristal, dan debu.	Volkanik	
	Pliosen	Fm. Petani (Tup)	Serpil abu kehijauan, batu lanau, dan batulumpur dng struktur bio turbasi.	Marin	
	Miosen	Fm. Telisa (Tmt)	Serpil sisipan glaukonit, bt. pasir dan bt.gamping.	MarinLitoral	
		Fm. Sihapas (Tms)	Konglomerat breksi, Bt. pasir, Bt. lanau, dan serpil tipistipis.	Fluviatil Deltaik	
		Tmsk : Anggota Kanan	Batupasir berlapis kadang glaukonitan dan batulanau		
	Mezosoikum	Trias	Fm. Kualu (Mtk)	Batupasir tipis, batulanau, batu lumpur, berkarbon, & bt. gamping dng sisipan chert	Laut dalam
Mtkp: Anggota Pangunjungan			Seperti Fm. Kualu dengan sisipan batugamping chert radiolaria.		
Paleosoikum	Carb-Permian	Tapanuli Grup (Put)	Granit Hatapang (Mpih)	Wake konglomeratan turbidit, setempat greensekis malihan	Laut
				Granit biotit & muskovit, pegmatit dng urat kuarsa, dng mineral timah & tungsten	Intrusif

Tabel 2. Hasil Analisis Retort Serpil Batulanau lempungan di Daerah Penyelidikan

No.	Kode Conto	Kandungan (L/Ton)		Specific Graviy	
		Air	Minyak	Batuan	Minyak
1.	LB-01	85	5	-	-
2.	LB-06	51	0	-	-
3.	LB-07	60	0	-	-
4.	LB-15	60	0	-	-
5.	LB-16	14	0	-	-
6.	LB-18	15	0	-	-

Tabel 3. Hasil Analisis Pyrolysis Source Rock
Serpih Batulanau lempungan di Daerah Penyelidikan

No.	Kode Conto	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	TOC (%)	T max (°C)
1.	LB 01	0,10	0,27	0,68	0,22	370,6
2.	LB 02	0,10	0,27	0,50	0,03	360,2
3.	LB 03	0,10	0,31	0,71	0,37	362,9
4.	LB 04	0,09	0,27	0,46	0,03	360,4
5.	LB 05	0,10	0,27	0,43	0,03	358,2
6.	LB 06	0,09	0,29	0,55	0,33	416

Tabel 4. Penghitungan Potensi Sumberdaya Serpih Batulanau Lempungan
Di Daerah Penyelidikan sampai kedalaman 100 Meter

No.	Kode Lokasi	Lapisan batuan (m)			Berat Jenis	Sumberdaya (Ton)
		Panjang	Lebar	Tebal		
1.	LB - 01	1000	386,10	0,6	2,0	463.320
2.	LB - 06	1000	386,10	1,5	2,0	1.158.300
3.	LB - 07	1000	413,22	1,5	2,0	1.239.660
4.	LB - 15	1000	386,10	1,0	2,0	772.200
5.	LB - 16	1000	363,63	1,5	2,0	1.090.890
6.	LB - 18	1000	292,40	2,0	2,0	1.169.600
Jumlah sumberdaya serpih batulanau lempungan						5.893.970

**PENYELIDIKAN PENDAHULUAN ENDAPAN BITUMEN PADAT
DAERAH LANGKOALA DAN SEKITARNYA KABUPATEN BOMBANA
PROVINSI SULAWESI TENGGARA**

Untung Triono

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Sehubungan dengan terbatasnya cadangan minyak bumi di Indonesia, diiringi dengan permintaan kebutuhan energi yang terus meningkat, maka pemerintah telah mencanangkan kebijakan diversifikasi energi yaitu mendorong penggunaan sumber energi lain di luar minyak bumi seperti gas alam, panas bumi, tenaga air, tenaga surya dan lainnya. Disamping itu pemerintah juga berupaya mencari bahan energi lain yang bersumber dari alam yang telah diketahui selama ini, salah satunya adalah endapan bitumen padat.

Endapan bitumen padat didefinisikan sebagai batuan sedimen klastik halus biasanya berupa serpih yang kaya akan kandungan bahan organik dan bisa diekstraksi menghasilkan hidrokarbon cair seperti minyak bumi yang berpotensi ekonomis, sehingga lazim juga disebut dengan nama serpih minyak atau serpih bitumen.

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang.

Sehubungan dengan terbatasnya cadangan minyak bumi di Indonesia, diiringi dengan permintaan kebutuhan energi yang terus meningkat, maka pemerintah telah mencanangkan kebijakan diversifikasi energi yaitu mendorong penggunaan sumber energi lain di luar minyak bumi seperti gas alam, panas bumi, tenaga air, tenaga surya dan lainnya. Disamping itu pemerintah juga berupaya mencari bahan energi lain yang bersumber dari alam yang telah diketahui selama ini, salah satunya adalah endapan bitumen padat.

Endapan bitumen padat didefinisikan sebagai batuan sedimen klastik halus biasanya berupa serpih yang kaya akan kandungan bahan organik dan bisa diekstraksi menghasilkan hidrokarbon cair seperti minyak bumi yang berpotensi ekonomis, sehingga lazim juga disebut dengan nama serpih minyak atau serpih bitumen.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud kegiatan penyelidikan pendahuluan ini adalah untuk mengungkap potensi dan wilayah keprospekan sumberdaya bitumen padat daerah Langkowala dan sekitarnya di Kabupaten Bombana, Provinsi Sulawesi Tenggara.

Tujuan penyelidikan adalah untuk mengetahui potensi sumberdaya bitumen padat di daerah tersebut yang antara lain mencakup : Kuantitas, kualitas dan prospek pengembangan di masa mendatang, serta untuk melengkapi data base bitumen Padat di Pusat Sumber Daya Geologi.

1.3. Lokasi Kegiatan dan Kesampaian Daerah

Lokasi daerah penyelidikan terletak di daerah Langkowala dan sekitarnya

Kabupaten Bombana yang merupakan pemekaran Kabupaten Kolaka. Secara geografi daerah penyelidikan terletak pada koordinat antara $121^{\circ} 30' 00'' - 121^{\circ} 45' 00''$ BT dan $4^{\circ} 15' 00'' - 4^{\circ} 30' 00''$ LS. Untuk mencapai lokasi penyelidikan dapat di tempuh dengan menggunakan pesawat udara jurusan Jakarta - Kendari, serta di lanjutkan dengan menggunakan transportasi darat dari Kendari ke Kasipute dengan waktu tempuh 6 jam.



Gambar 1. Peta lokasi dan kesampaian daerah

1.4. Keadaan Lingkungan

Daerah penyelidikan merupakan daerah pemekaran baru, dengan ibu kotanya di Kasipute. Sebagai daerah pemekaran, daerah ini mempunyai tingkat kemakmuran yang tinggi dengan pendapatan daerah berasal dari beberapa tambang nikel serta hasil perkebunan coklat dan kopi. Tingkat kesehatan cukup baik dengan adanya rumah sakit umum daerah, serta puskesmas-puskemas yang mencapai kecamatan, demikian juga dengan pendidikan karena sudah berdiri sarana pendidikan dari sekolah dasar sampai perguruan tinggi.

Penduduk yang berdomisili di daerah penyelidikan cukup beragam baik penduduk asli atau penduduk pendatang dari daerah lain. Penduduk asli didominasi oleh suku Bugis dan suku Buton sedangkan pendatang adalah penduduk transmigrasi asal Pulau Jawa dan sebagian lagi pendatang dari daerah timur Indonesia seperti Ambon maupun Flores. Pekerjaan penduduk antara lain berusaha di bidang pertanian, perkebunan, perdagangan, buruh tambang, nelayan dan pegawai pemerintahan, sedangkan agama yang dianut umumnya adalah agama Islam dan sebagian kecil Kristen.

1.5. Waktu dan Pelaksanaan Kegiatan

Kegiatan lapangan berlangsung selama 30 hari yang dimulai pada tanggal 16 April 2013 hingga 15 Mei 2013, dengan petugas pelaksana di

lapangan terdiri dari ahli geologi, surveyor, dan preparator sampel.

Kegiatan inventarisasi lebih diarahkan pada pemetaan geologi endapan bitumen padat. Dalam pelaksanaannya menggunakan peta dasar kerja berupa Peta Rupa bumi Indonesia terbitan Bakosurtanal.

1.6. Metoda Penyelidikan

Metoda penyelidikan dalam penyelidikan ini antara lain, kegiatan lapangan, meliputi :

1. Mencari dan menginventarisir lokasi-lokasi singkapan endapan bitumen padat, kemudian menentukan koordinatnya dalam peta dengan bantuan alat GPS.
2. Mengukur kedudukan (jurus dan kemiringan) serta tebal lapisan bitumen padat.
3. Mengamati sifat-sifat fisik dan karakteristik dari endapan bitumen padat maupun batuan sedimen pengapitnya.
4. Mencari penyebaran suatu lapisan bitumen padat kearah lateral berdasarkan hubungan stratigrafi dan batasan-batasan geologi.
5. Melakukan pengambilan conto bitumen dari singkapan untuk keperluan analisa laboratorium.

6. Melakukan Evaluasi dan membuat laporan.

Peralatan yang dipergunakan di lapangan adalah :

1. Kompas Geologi (*Brunton*).
2. Palu geologi (*Eastwing*).
3. *Loupe*.
4. GPS (*global positioning system*) Garmin type 12 xl.
5. Plastik Sampel.
6. Alat Tulis.

1.6. Penyelidik Terdahulu

Cekungan-cekungan sedimen di wilayah Sulawesi Tenggara diantaranya adalah Cekungan Kendari dan Cekungan Buton. Cekungan ini berdekatan dengan wilayah penyelidikan yang memiliki arti penting terhadap keberadaan bahan galian tambang termasuk juga sumber daya minyak bumi. Hal ini didasarkan atas ditemukannya formasi batuan yang memiliki potensi sebagai batuan sumber hidrokarbon serta adanya beberapa rembesan minyak.

T.O, Simanjuntak dkk, 1993. telah melakukan pemetaan geologi lembar Kolaka, dimana pada lembar ini terdapat formasi batuan yaitu Formasi Langkowala yang berumur Miosen. Formasi ini terdiri dari konglomerat, batupasir, serpih. Berdasarkan keterdapatannya serpih pada formasi ini diharapkan memiliki potensi

bitumen yang dapat dikelola dimasa yang akan datang.

Surono, 2010. Dalam publikasi khususnya yang berjudul Geologi Lengan Tenggara Sulawesi masalah geologi secara detail serta hubungan masing-masing formasi.

Amstrong F. Sompotan, Struktur Geologi Sulawesi, 2012, Institut Teknologi Bandung. Membahas masalah struktur geologi P. Sulawesi secara detail, mengenai genesa dan kaitannya dengan geologi.

2. GEOLOGI UMUM

Secara regional daerah penyelidikan merupakan bagian dari Molase Sulawesi (Sarasin & Sarasin, 1901) serta menempati peta geologi lembar Kolaka, Sulawesi Tenggara. Molase ini menempati wilayah ujung selatan dari tangan tenggara Sulawesi yang terbagi dalam beberapa satuan batuan. Batuan sedimen klastik mendominasi litologi penyusunnya yang melampar secara luas. Satuan batuan klastik terdiri dari Formasi Langkowala, Formasi Boepinang dan Formasi Pandua, sedangkan satuan batuan karbonat adalah Formasi Eemoiko. Formasi-formasi ini diendapkan dalam lingkungan darat sampai laut dangkal dengan umur batuan Miosen Awal hingga Pliosen.

2.1. Stratigrafi Regional

Secara regional pada lokasi penyelidikan tersusun oleh beberapa formasi batuan, diantaranya dari formasi tua ke muda adalah sebagai berikut :

Formasi Matano, tersusun oleh litologi batugamping kristalin, rijang radiolaria dan batusabak, formasi ini berumur Kapur

Komplek Pompangeo, tersusun oleh litologi serpih mika, skis glaukupan, skis amfibolit, skis clorit, rijang berjaspi skiss gness, pualam dan batugamping meta scist, ampibolit schist. Formasi ini berumur Paleosen awal.

Formasi Langkowala, tersusun oleh litologi Konglomerat, batupasir, serpih dan setempat litologi kalkarenit, formasi ini berumur Mio - Pliosen

Formasi Eemoiko, mempunyai hubungan setara dengan Formasi Boepinang, tersusun oleh litologi kalkarenit, batugamping koral, batupasir dan napal, formasi ini berumur Pliosen mempunyai hubungan pembajian dengan formasi Boepinang.

Formasi Boepinang, merupakan endapan tersier berumur Pliosen, tersusun oleh litologi Lempung pasiran, napal pasiran dan batupasir. Formasi ini berumur Pliosen.

Endapan Alluvium, merupakan endapan paling muda sebagai hasil rombakan batuan yang lebih tua dengan ciri litologi terdiri dari : pasir lepas, kerikil dan kerakal.

Tabel.2 Stratigrafi regional daerah Penyelidikan

UMUR	KALA	FORMASI	LITOLOGI
Kuarter	Resen	Alluvium	Pasir,krakal,krikil bersifat lepas
	Plistosen	Boepinang Eemoiko	Lp pasiran, kalkarenit, bt gamping koral,batupasir dan napal
Tersier	Miosen	Langkowala	Konglomerat, batupasir,serpih
	Paleosen	Komplek Pompangeo	Baatuan metamorf skiss
	Kapur	Matano	batugamping kristalin, rijang radiolaria dan batusabak

(surono,1994)

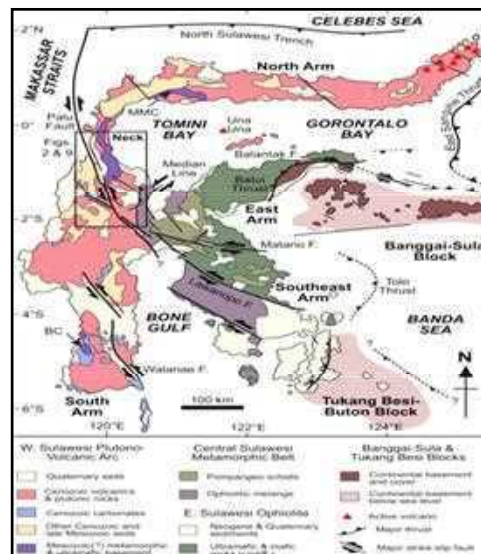
2.2. Struktur Geologi Regional.

Salah satu model tektonik yg menjelaskan evolusi tektonik Pulau Sulawesi adalah peristiwa kompresional yang dimulai sejak Miosen. Kompresi ini dipengaruhi oleh tumbukan kontinen di arah barat dan ofiolit serta fragmen-fragmen busur kepulauan di arah timur. Fragmen-fragmen ini termasuk mikro-kontinen Buton, Tukang Besi dan Banggai Sula. Kompresi ini menghasilkan Jalur Lipatan Sulawesi Barat (*West Sulawesi Fold Belt*) yang berkembang pada Pliosen Awal.

Meskipun ukuran fragmen-fragmen ini relatif kecil, efek dari koalisinya

dipercaya menjadi penyebab terjadinya peristiwa-peristiwa tektonik diseluruh bagian Sulawesi (Calvert, 2003).

Secara regional daerah penyelidikan dipengaruhi oleh sesar utama, yaitu sesar Lawanopo (Hall & Smyth, 2008) yang memanjang dari arah Barat laut - Tenggara (gb.2). Sesar Lawanopo ini merupakan sesar geser mendatar, selain itu juga dijumpai perlipatan antiklin dan sinklin dengan sumbu berarah relatif utara – selatan, serta sesar normal yang berarah relatif utara dan selatan.



Gambar 2. Tektonik & Struktur Geologi Regional P Sulawesi
(Hall dan Smyth, 2008)

2.3. Indikasi Serpih Bitumen

Serpih bitumen di lokasi penyelidikan di indikasikan oleh adanya Formasi Langkowala, dimana oleh peneliti terdahulu disebutkan adanya litologi batuan

serpih yang merupakan salah satu litologi penyusunnya. Oleh karena itu berdasarkan informasi ini maka dilakukan penyelidikan bitumen padat khususnya pada Formasi

Langkowala yang tersebar di daerah penyelidikan.

3. KEGIATAN PENYELIDIKAN

3.1. Penyelidikan Lapangan

Dalam pelaksanaan kegiatan penyelidikan ini, kegiatan dibagi menjadi beberapa tahapan, mulai dari tahap pengumpulan data sekunder, kemudian tahapan pekerjaan pelaksanaan kegiatan lapangan guna mengumpulkan data primer, dilanjutkan dengan tahap analisis laboratorium, dan terakhir tahap pengolahan data serta pembuatan laporan akhir.

3.1.1. Pengumpulan Data Sekunder

Kegiatan pengumpulan data sekunder daerah yang diselidiki dilakukan sebelum dimulai kegiatan lapangan. Data sekunder daerah Langkowala diperoleh dari berbagai sumber, seperti dari Peta Geologi Lembar Kolaka, Sulawesi, Skala 1 : 250.000, (T.O. Simanjuntak, Surono dan Sukido, 1993) dari Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Bandung, serta sumber lain yang menginformasikan tentang perkembangan dan keberadaan bahan-bahan galian di daerah penyelidikan, diantaranya data berdasarkan Kajian Terpadu Cekungan Pengendapan Bitumen Padat di Indonesia, Direktorat Inventarisasi Sumber Daya Mineral, Tahun 2003 (Sukardjo dkk, 2003).

3.1.1. Pengumpulan Data Primer

Kegiatan pengumpulan data primer merupakan pekerjaan lapangan yang berupa pemetaan geologi permukaan yang dilakukan dengan cara melakukan pengamatan singkapan batuan yang tersingkap pada tebing maupun dasar sungai, jalan setapak serta torehan-torehan infrastruktur jalan yang terdapat di daerah penyelidikan. Titik berat pengumpulan data lapangan adalah singkapan batuan bitumen padat yang biasanya berupa serpih.

Untuk mengetahui endapan bitumen padat, salah satu caranya adalah dengan mengambil sebagian kecil contoh batuan terutama serpih yang kemudian dibakar dengan menggunakan pemantik api, dan apabila tercium aroma minyak terbakar dapat dipastikan bahwa batuan tersebut merupakan endapan bitumen padat.

Secara umum tahapan pengumpulan data primer yang dilakukan pada kegiatan penyelidikan ini dapat diuraikan sebagai berikut :

- Melakukan pengamatan geologi di permukaan dengan fokus mencari dan mendata lokasi singkapan bitumen padat.
- Menentukan lokasi koordinat singkapan dengan alat *Global Positioning System* (GPS)
- Mengukur kedudukan dan ketebalan lapisan bitumen padat
- Mengamati batuan samping dan hubungannya dengan bitumen padat

serta aspek-aspek geologi lainnya yang dapat menunjang penafsiran bentuk geometris endapan bitumen padat.

- Mengambil conto bitumen padat untuk pengujian laboratorium.
- Mengamati kondisi infra struktur , lingkungan masyarakat yang dapat menunjang kegiatan penyelidikan.

3.2. Analisis Laboratorium

Analisis laboratorium dilakukan guna mengetahui kualitas bitumen padat. Metode Analisis yang dilakukan adalah analisa retorting dan pirolisis serta petrografi.

Analisis retorting dilakukan untuk mengetahui kandungan minyak yang terdapat dalam batuan serpih / bitumen padat. Analisis ini pada pengerjaannya adalah dengan memanaskan conto bitumen padat sampai dengan temperatur sekitar 600° C. Conto batuan yang dipersiapkan untuk analisis sekitar 100 gram yang ditumbuk halus hingga berukuran 60 mesh. Proses pemanasan menyebabkan material organik padat yang terkandung didalamnya akan terekstraksi menghasilkan sejenis minyak mentah dan uap air. Minyak mentah yang dihasilkan dengan tahapan proses tertentu dapat ditingkatkan mutunya menjadi minyak bumi seperti yang kita kenal. Dalam tahapan analisis retorting akan menghasilkan berbagai produk sampingan yang berguna

seperti amoniak, aspal, sulfur dan bahan kimia aromatik.

Analisis lainnya yang harus dilakukan adalah analisis source rock (pirolisis), dimana pada analisis ini akan diperoleh besarnya kandungan bahan organik (TOC), kemudian juga jumlah hidrokarbon bebas (S1), jumlah hidrokarbon yang dilepaskan dari kerogen (S2), jumlah karbondioksida organik (S3), temperatur maksimum (Tmax), sehingga dapat diketahui jumlah hidrokarbon yang dihasilkan dari bitumen padat tersebut.

Selain kedua analisis tersebut diatas, analisis petrografi juga dapat dilakukan untuk mengetahui tingkat kematangan (maturity) minyak, dimana berdasarkan hasil reflektan vitrinit pada conto bitumen padat yang dianalisis dapat diketahui apakah batuan tersebut berada pada kondisi belum matang (immature) atau sudah matang (mature) atau terlalu matang (over mature), sehingga dapat digunakan sebagai petunjuk apakah minyak bumi masih terkandung di dalam bitumen padat tersebut atau sudah bermigrasi ketempat lain.

3.3. Pengolahan Data

Hasil pengumpulan data sekunder, data primer serta analisis laboratorium kemudian dijadikan bahan untuk pengolahan data yang dimaksudkan untuk menghasilkan suatu informasi potensi bitumen padat yang terdapat di daerah penyelidikan. Dengan memadukan semua

data tersebut diatas akan diperoleh lokasi-lokasi singkapan bitumen padat serta penyebarannya, kualitas serta kuantitasnya sehingga diketahui besarnya potensi sumber daya bitumen padat di wilayah penyelidikan.

Untuk data sekunder, merupakan data acuan yang diperlukan sebagai informasi awal mengenai keterdapatn bitumen padat berdasarkan hasil penyelidikan terdahulu. Data ini sangat berguna untuk pengolahan penyelidikan terutama arah sebaran formasi pembawa bitumen padat yang dapat membantu arah sebaran dari bitumen padat yang akan ditemukan dilapangan.

Untuk data primer, merupakan data yang paling penting karena merupakan data sebagai hasil penyelidikan langsung dilapangan. Data-data singkapan bitumen padat yang ditemukan di lapangan dimana baik kedudukan lokasi singkapan bitumen padat maupun arah jurus dan kemiringan serta ketebalannya akan menjadi acuan dalam penarikan korelasi sehingga diperoleh arah sebaran lapisan bitumen padat yang ditemukan di lapangan penyelidikan.

Berdasarkan data tersebut dapat diketahui potensi sumber daya bitumen padat.

Untuk analisis laboratorium, hasilnya digunakan sebagai parameter kualitas bitumen padat di daerah penyelidikan, dimana hasil analisis retorting, analisis pirolisis dan analisis

petrografi akan sangat membantu dalam menentukan potensi bitumen padat di daerah penyelidikan.

4. HASIL PENYELIDIKAN

4.1. Geologi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan sebagian besar tersusun oleh batuan berumur Tersier dan sebagian lagi batuan Pra-Tersier. Batuan Tersier berumur Paleosen hingga Pleistosen menempati wilayah daerah penyelidikan, sedangkan batuan Pra-Tersier menempati wilayah daerah penyelidikan. Peta geologi daerah penyelidikan dapat dilihat pada gambar 3.

4.1.1. Morfologi Daerah Penyelidikan

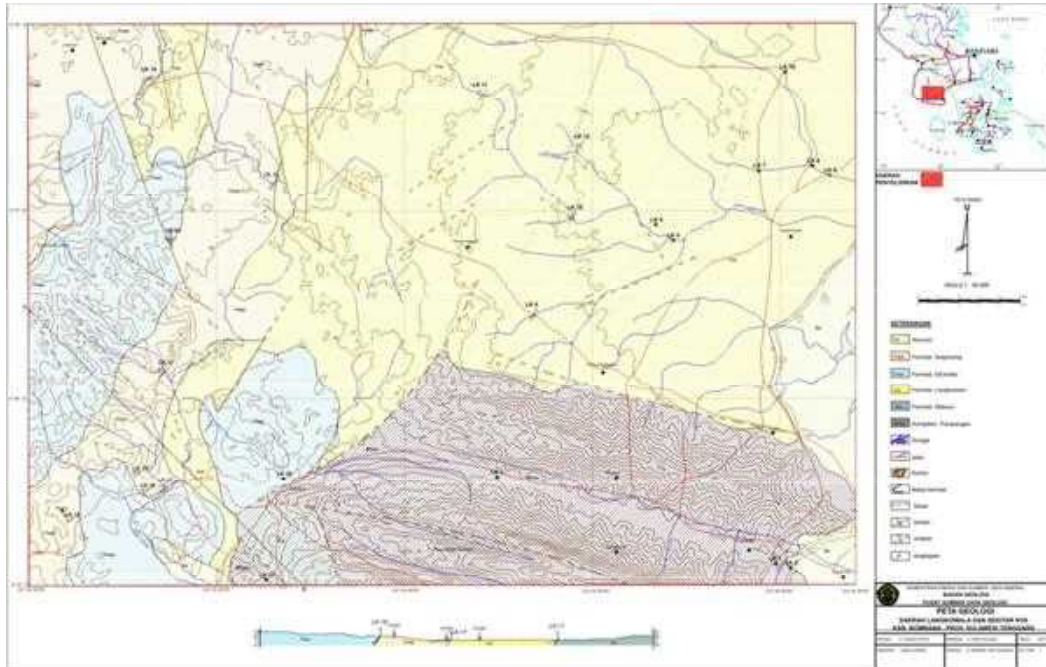
Daerah penyelidikan merupakan bagian ujung selatan lengan tenggara Sulawesi, dimana wilayah ini ditempati oleh satuan batuan yang memiliki kekerasan berbeda satu dengan lainnya sehingga membentuk pola morfologi berupa pedataran dan perbukitan.

4.1.1.1 Morfologi Perbukitan.

Morfologi Perbukitan dibentuk oleh satuan batuan yang memiliki ketahanan terhadap pelapukan cukup tinggi, sehingga tidak mudah tererosi. Morfologi perbukitan di daerah penyelidikan menempati wilayah Selatan dan wilayah Barat menerus ke Utara, membentuk perbukitan bergelombang dengan litologi umumnya berupa batupasir dan batuan metamorf slate dan skiss mika serta batugamping

berlapis, yang membentuk topografi yang menonjol dan sangat kontras dengan wilayah sekitarnya. Secara umum wilayah

perbukitan ini menempati luas wilayah penyelidikan sekitar%.

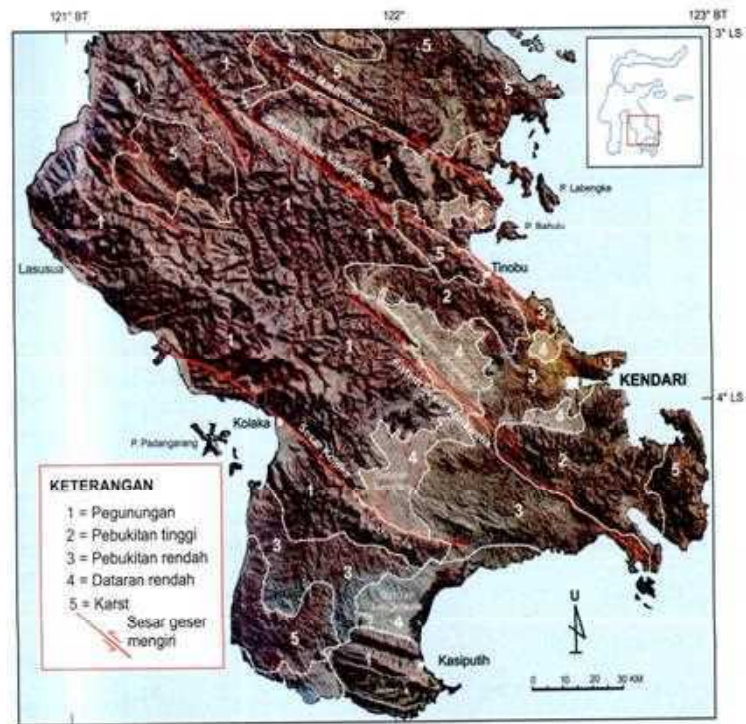


Gambar 3. Peta Geologi Daerah Penyelidikan Pada Sebagian Lembar Peta Kolaka, 1993

4.1.1.2. Morfologi Pedataran

Morfologi pedataran dibentuk oleh satuan batuan yang memiliki ketahanan terhadap pelapukan cukup rendah sehingga mudah tererosi. Morfologi pedataran di daerah penyelidikan menempati wilayah pesisir barat,

membentang dari pinggir pantai hingga hampir 10 km kearah daratan yang merupakan dataran dari rawa Aopa. Litologi penyusun satuan ini adalah, pasir lepas, lanau dan kerikil-kerakal. Secara umum wilayah pedataran ini menempati luas wilayah penyelidikan sekitar .50...%.



Gambar 4. Peta Geomorfologi regional daerah penyelidikan, citra IFSAR



Gambar 5. Satuan morfologi pedataran pada umumnya merupakan endapan lepas pasir dan konglomerat dengan latar belakang perbukitan bergelombang.



Gambar.6. Satuan morfologi pedataran dengan latar belakang satuan morfologi perbukitan bergelombang.

4.1.2. Stratigrafi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan merupakan bagian ujung selatan dari lengan tenggara Pulau Sulawesi. Daerah ini banyak dipengaruhi oleh tektonik yang disebabkan oleh peristiwa kompresional yang dimulai sejak Miosen. Kompresi ini dipengaruhi oleh tumbukan kontinen di arah barat dan ofiolit serta fragmen-fragmen busur kepulauan di arah timur seperti mikro-kontinen Buton, Tukang Besi dan Banggai Sula. Akibat tektonik yang terjadi di wilayah tenggara Sulawesi yang termasuk wilayah penyelidikan menghasilkan stratigrafi sebagai berikut :

Batuan dasar yang merupakan alas dari batuan sedimen di wilayah penyelidikan merupakan batuan tertua yang tersingkap dan berumur Pra-Tersier (Kapur), yaitu Komplek Ultra Mafik (Ku) tersusun oleh batuan harsburgit, dunit, wherlit, serpentinit, gabro, basalt dolerit, diorit mafik, amphibolit, pualam dan

batugamping meta. Satuan batuan ini tersingkap di bagian baratlaut daerah penyelidikan dengan sebaran yang tidak luas.

Secara tidak selaras diatas Komplek Ultra Mafik diendapkan satuan batuan yang disebut Formasi Langkowala (Tml), berumur Miosen. Formasi ini tersusun oleh litologi berupa konglomerat, batupasir, serpih, dan setempat terdapat kalkarenit. Formasi ini merupakan target untuk penyelidikan bitumen padat, mengingat keterdapatan batuan serpih di dalamnya. Satuan batuan ini di daerah penyelidikan menempati sekitar 60...% dari seluruh wilayah penyelidikan, salah satunya dijumpai di daerah Langkoala dan sekitarnya.....

Secara selaras diatas Formasi Langkowala diendapkan Formasi Boepinang (Tmpb) yang berumur Pliosen. Formasi ini tersusun oleh litologi berupa lempung pasiran, napal pasiran, pasir

lempungan, batupasir. Di daerah penyelidikan, satuan batuan Formasi Boepinang menempati wilayah sebelah Utara-Timur....., dengan luas sekitar ..15..% dari luas seluruh daerah penyelidikan.

Endapan Aluvial merupakan endapan termuda di daerah penyelidikan

dan umumnya menutupi batuan yang lebih tua secara tidak selaras. Sebaran Aluvium di daerah penyelidikan umumnya menempati ..5...% dari luas daerah penyelidikan dan terletak di bagian pinggiran pantai.



Gambar 7. Kenampakan singkapan pasir lempungan dari Formasi Boepinang, di pinggir jalan menuju Poleang pada lokasi LK.14



Gambar.8. Kenampakan batupasir dari Formasi Langkowala di pinggir sungai lokasi LK.11



Gambar 9. Kenampakan singkapan serpih dari Formasi Langkowala dilokasi pengamatan LK.21

4.1.3. Struktur Geologi Daerah Penyelidikan

Struktur geologi daerah penyelidikan sangat dipengaruhi oleh struktur utama yang berarah Barat Laut-Tenggara, sehingga terbentuk perlipatan-perlipatan batuan yang mengarah Timur laut-Barat daya, serta sesar-sesar normal yang mempunyai arah relatif Utara-Selatan.

4.2. Potensi Endapan Bitumen Padat

Potensi endapan bitumen padat di daerah penyelidikan sangat ditentukan dari hasil kegiatan penyelidikan di lapangan, dimana diperlukan ketelitian dalam pengambilan sampel batuan yang diperkirakan memiliki kandungan zat organik tinggi yang berpotensi

menghasilkan hidrokarbon. Pada umumnya batuan yang memiliki kandungan zat organik tinggi terdapat pada batuan serpih dan batuan lempung karbonan. Kemudian hasil analisis laboratorium terhadap sampel/canto batuan akan menentukan besarnya potensi endapan bitumen padat di daerah penyelidikan.

Singkapan batuan yang ditemukan selama penyelidikan berlangsung diantaranya adalah batuan metamorf yang merupakan batuan tertua yang tersingkap di daerah penyelidikan, kemudian batuan konglomerat, batupasir, batulempung, batugamping, dan batuan serpih. Selengkapnya batuan yang terdapat di daerah penyelidikan adalah sebagai berikut :

Tabel 3. Data Singkapan Batuan di Lokasi Daerah Penyelidikan

No	Stasiun	Koordinat		Strike/dip	Tebal (m)	Lokasi	Keterangan
1	LK 1	388853.0000	9475951.0000	-	-	n rumbia	Metamorf
2	LK 2	389589.0000	9475765.0000	-	-	Rumbia	Metamorf
3	LK 3	375155.0000	9480231.0000	-	-	rumbia	Metamorf
4	LK 4	376958.3051	9488171.8386	-	-	watubanga	Konglomerat
5	LK 5	383808.0000	9491851.0000	-	-	watubanga	Konglomerat
6	LK 6	382952.0000	9492621.0000	-	-	langkoala	Konglomerat
7	LK 7	388016.0000	9495293.0000			langkoala	Batupasir lepas
8	LK 8	390667.8285	9495540.7607			langkoala	Batupasir lepas
9	LK 9	391485.1445	9495081.0307			langkoala	Batupasir lepas
10	LK 10	389314.8030	9500129.2108			langkoala	Batupasir
11	LK 11	374435.1133	9498972.9961	210/5	5	langkoala	Batupasir
12	LK 12	379213.7401	9496475.0978	210/5	>3	langkoala	Batupasir
13	LK 13	378861.2277	9492959.3188	43/9	4	langkoala	Batulempung
14	LK 14	357996.5073	9499793.7657	39/9	4	matausu	Batulempung
15	LK 15	364202.7098	9494643.2188	220/7	3	Timumburi	Batulempung
16	LK 16	359119.4355	9491865.8088	38/20		Poleang	Batulempung
17	LK 17	358816.7974	9485400.8208	180/10		Poleang	Batulempung
18	LK 18	354286.8417	9478133.7584	247/5		Meeta	Batupasirgamping
19	LK 19	357569.0240	9480442.6073	N 210 E /7	0,10	Poleang	Serpilh menyisip dlm lap pasir
20	LK 20	358008.9045	9479541.7839	N 205 E/7	0,10	Poleang	Serpilh menyisip dalam lap pasir
21	LK 21	358797.2296	9479750.9829	N 180 E/10	3,00	Poleang	Serpilh
22	LK 22	364643.4348	9480127.3292	-	-	poleang	batupasir
23	LK 23	363791.7148	9475136.1677			poleang	Metamorf

Dari data lapangan indikasi endapan bitumen padat di daerah penyelidikan diperoleh dari singkapan batuan berupa batuan serpih yang tersingkap dilokasi LK 19, LK 20 dan LK 21. Singkapan batuan serpih ini memiliki arah jurus dan kemiringan lapisan antara $N 210^{\circ} E/7^{\circ}$ - $N180^{\circ}/10^{\circ}$, dimana keberadaan endapan serpih merupakan sisipan dalam lapisan batupasir lempungan dengan ketebalan antara 10 cm sampai 20 cm, sedangkan ketebalan lapisan batupasir lempungan terukur sekitar 10m. Formasi

Langkowala di daerah penyelidikan umumnya didominasi oleh batupasir lempungan, sedangkan batuan serpih yang ditemukan umumnya hanya berupa sisipan-sisipan tipis di dalam lapisan batupasir lempungan. Hal ini tentunya sangat berkaitan dengan kondisi lingkungan pengendapan yang terjadi di daerah penyelidikan ketika Formasi Langkowala diendapkan. Berdasarkan hasil penyelidikan lapangan terhadap Formasi Langkowala yang terdapat di daerah penyelidikan, diperkirakan bahwa

kondisi lingkungan pengendapannya lebih merupakan kondisi darat, dimana endapan yang ditemukan hampir sebagian besar berupa batupasir lempungan.

Singkapan batuan yang ditemukan di lokasi lainnya umumnya merupakan lapisan batupasir, batulempung, serta konglomerat berupa kerikil kuarsa, dimana litologi ini merupakan litologi penyusun Formasi Langkowala. Singkapan berikutnya yang ditemukan berupa batuan metamorf skiss filit dengan kenampakan seperti serpih bitumen yang tersingkap di daerah Buton.

Mengingat lapisan serpih yang ditemukan di daerah penyelidikan mempunyai ketebalan kurang dari 1,0 meter bahkan ketebalannya hanya

mencapai 10 cm, maka untuk perhitungan potensi sumber daya bitumen padat di Langkowala sangat kecil sekali jumlahnya

Untuk mengetahui potensi endapan bitumen padat, selain kenampakan fisik batuan yang berupa batuan serpih diperlukan pula data analisis laboratorium berupa retorting analisis, petrografi serta pyrolisis.

Berdasarkan hasil analisis retorting yang dilakukan terhadap 3 (tiga) conto batuan serpih yang ditemukan di daerah penyelidikan, diketahui bahwa yang mengandung minyak adalah conto batuan serpih LKW-02 dengan kandungan minyak 10 liter/ton. Sedangkan untuk conto batuan serpih LKW-01 dan LKW-03 tidak memiliki kandungan minyak (tabel 4).

Tabel 4. Hasil Analisis Retort Conto Batuan Serpih Daerah Langkowala

No	Nomor Conto	Kandungan		Specific Gravity	
		Air (l/ton)	Minyak (l/ton)	Batuan	Minyak
1	LKW-01	100	-	-	-
2	LKW-02	30	10	-	-
3	LKW-03	80	-	-	-

Hasil analisis *Source Rock* (*pyrolisis*) terhadap 3 (tiga) conto batuan serpih menunjukkan bahwa kandungan total organik karbon (TOC) dari masing-masing conto tersebut kurang dari 1 %, hal ini menurut Peters, 1986, menunjukkan bahwa batuan serpih di daerah penyelidikan termasuk dalam kategori miskin bahan organik, sehingga batuan serpih yang terdapat di daerah

penyelidikan bukan merupakan batuan sumber (*source rock*) yang berpotensi mengandung hidrokarbon. Selain itu kandungan hidrokarbon bebas (S1) yang terdapat di dalam batuan serpih juga sangat kecil yaitu antara 0,09 mg/g hingga 0,10 mg/g; begitu pula dengan jumlah hidrokarbon yang dilepaskan dari kerogen (S2) juga relatif sedikit yaitu berkisar antara 0,27 mg/g hingga 0,28 mg/g,

sehingga Potential Yield yang merupakan jumlah S1 dan S2 hasilnya sangat kecil yang berarti bahwa kandungan hidrokarbon di dalam batuan serpih yang terdapat di daerah Langkowala kurang potensial. Selanjutnya dari hasil perbandingan S2/S3 menunjukkan angka rata-rata sekitar 0,5 yang mana menurut Peters, 1986, apabila parameter S2/S3 berada pada kisaran 0 – 3 mg/g berpotensi menghasilkan gas. Kemudian jika S2/S3 berada pada kisaran 3 5 mg/g akan menghasilkan minyak dan gas, serta bila berada pada kisaran angka > 5 mg/g batuan sumber tersebut akan menghasilkan minyak. Berdasarkan data hasil analisis menunjukkan bahwa batuan serpih di daerah penyelidikan berpotensi menghasilkan gas. Sedangkan apabila

melihat temperatur maksimum dari ke tiga conto batuan serpih tersebut menunjukkan angka yang relatif tinggi yaitu antara 480° C hingga 452,6° C, hal ini menunjukkan bahwa batuan serpih di daerah penyelidikan berada pada kondisi sangat matang (over mature). Berdasarkan hasil analisis pyrolisis tersebut dapat diperkirakan bahwa kemungkinan sebagian besar kandungan organik karbon telah berubah menjadi hidrokarbon dan telah bermigrasi ketempat lain, sehingga kandungan organik karbon yang terdapat di dalam batuan serpih saat ini adalah merupakan kandungan organik yang tersisa.

Tabel 5. Hasil Analisa Source Rock pada Batuan Serpih Daerah Langkowala

No	Kode Conto	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	TOC (%)	T max (° C)
1	LKW-01	0,09	0,27	0,64	0,34	451,9
2	LKW-02	0,10	0,28	0,67	0,32	452,6
3	LKW-03	0,10	0,27	0,66	0,28	480

Menurut hasil analisis petrografi organik terhadap 3 (tiga) conto batuan serpih Formasi Langkowala yang ditemukan di daerah penyelidikan menunjukkan bahwa sebaran kandungan material organik (DOM) termasuk katagori jarang, dengan kandungan Vitrinit umumnya masuk kategori “rare” hingga

“sparse” yaitu < 0,1 % hingga 0,49 % , demikian juga dengan kandungan Inertinit. Sedangkan untuk kandungan Liptinit seluruhnya berada pada kategori “rare” yang berarti jarang ditemukan. Data tersebut diatas menunjukkan bahwa batuan serpih yang tersebar di daerah penyelidikan tidak mengandung bahan

organik yang signifikan untuk hidrokarbon, sehingga dapat dikatakan bahwa batuan serpih di daerah penyelidikan bukan batuan yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon.

Berdasarkan reflektan vitrinit hasil analisis petrografi menunjukkan angka

kisaran 0,32 % hingga 0,36 %. Hal ini menunjukkan bahwa batuan serpih yang terdapat di daerah penyelidikan termasuk kategori belum matang (immature). Hal ini menunjukkan bahwa kandungan organik yang terdapat di dalam batuan serpih masih belum mengalami proses migrasi.

Tabel 6. Hasil Analisa Petrografi Batuan Serpih Daerah Langkowala

Kode Conto	Jenis Conto	Rvmean (%)	Kisaran & Std Dev. (%)	Jumlah	Pemerian
LKW-01	Singkapan	0,36	-	1	Fluoresen liptinit "rare" kuning. Batulempung->Batulanau. DOM "sparse", V>I>L. Vitrinit "sparse" dan inertinit "rare", liptinit "rare". Mineral lempung "major" Oksida besi "rare" Pirit "absent"
LKW-02	Singkapan	0,32	-	1	Fluoresen liptinit "rare", kuning. DOM " sparse", V>I>L. Vitrinit "rare" dan inertinit "rare", liptinit "rare". Mineral lempung "major", Oksida besi "rare". Pirit "absent"
LKW-03	Singkapan	0,32	0,30 – 0,34	2	Fluoresen liptinit "rare", kuning. DOM " sparse", V>I>L. Vitrinit "sparse" dan inertinit "sparse", liptinit "rare". Mineral lempung "major", Oksida besi "rare". Pirit "sparse".

Perhitungan sumber daya bitumen padat dilakukan terhadap lapisan batuan serpih yang diperkirakan mengandung hidrokarbon, dengan kriteria perhitungan sebagai berikut :

$$\text{SUMBER DAYA BITUMEN PADAT} = P \times L \times T \times BJ$$

P = panjang lapisan bitumen padat ke arah jurus dihitung 500 meter dari singkapan terluar.

L = lebar lapisan bitumen padat ke arah kemiringan dihitung hingga kedalaman 100 meter.

T = ketebalan lapisan bitumen padat

BJ = Berat Jenis bitumen padat hasil analisis laboratorium (rata-rata 2,0)

Berdasarkan kriteria tersebut diatas diperoleh hasil perhitungan sumberdaya bitumen padat di daerah Langkowala yang dirangkum dalam tabulasi perhitungan seperti tabel dibawah ini (tabel 7) :

Tabel 7. Perhitungan Sumber Daya Batuan Serpih Daerah Langkowala

No	Kode Lokasi	Lapisan batuan (m)			Berat Jenis	Sumberdaya (ton)
		Panjang	Lebar	Tebal		
1	LKW-01	1000	10,75	0,10	2,0	2150
2	LKW-02	1000	10,75	0,10	2,0	2150
3	LKW-03	1000	3,046	3,00	2,0	18276
Jumlah sumberdaya batuan serpih						22576

Berdasarkan tabel tersebut diatas diketahui bahwa jumlah lapisan batuan serpih yang terdapat di daerah penyelidikan adalah 3 lapisan, dimana lapisan A dengan kode lokasi LKW-01 memiliki sumber daya .2150..... ton, Lapisan B dengan kode lokasi LKW-02 memiliki sumber daya 2150.... ton dan Lapisan C dengan kode lokasi LKW-03 memiliki sumber daya 18276.... ton. Berdasarkan data tersebut diketahui bahwa total sumber daya batuan serpih di daerah Langkowala adalah sebesar 22576.. ton.

Berdasarkan hasil analisis retort diketahui bahwa yang memiliki kandungan minyak hanya lapisan B, sehingga potensi bitumen padat yang terdapat di daerah Langkowala hanya diwakili oleh lapisan B dengan sumber daya bitumen padat sebesar .2150.... ton.

Untuk mengetahui sumber daya minyak yang terdapat dalam batuan serpih dapat dihitung dengan menggunakan rumus seperti dibawah ini :

$$\text{HRC} = \text{OSR (ton)} \times \text{HC (liter/ton)} / 159$$

HRC = Hydrocarbon Resources atau sumber daya minyak, dalam barrel

OSR = Oil Shale Resources atau sumber daya bitumen padat, dalam ton

HC = Hydrocarbon Content atau kandungan minyak, dalam liter/ton.

Berdasarkan rumus tersebut diatas, sumber daya minyak yang terdapat di daerah Langkowala adalah .135,22..... barrel.

4.3. Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Bitumen Padat

Berdasarkan hasil penyelidikan lapangan serta pengolahan data yang telah dilakukan diketahui bahwa lapisan bitumen padat yang terdapat di daerah Langkowala dan sekitarnya hanya merupakan lapisan bitumen padat yang tipis dengan kandungan minyak hanya 10 liter/ton, sehingga potensi bitumen padat yang dimiliki tidak besar. Oleh sebab itu potensi bitumen padat di daerah ini dapat dikategorikan tidak memiliki prospek untuk dikembangkan lebih lanjut.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Dari kenyataan tersebut, maka dapat disimpulkan bahwa tingkat kematangan serpih didaerah ini sudah terlewati, sehingga kandungan minyak yang masih tersimpan dalam serpih tinggal sedikit, karena yang selebihnya sudah keluar.

Lapisan serpih yang mengandung bitumen ditemukan didaerah yang hampir berdekatan dengan lokasi batugamping.

5.2. SARAN

Melihat pola penyebarannya, maka perlu diadakan survei di daerah lembar peta sebelahnya (sebelah barat dari lokasi saat ini), terutama yang berdekatan dengan lapisan gamping.

DAFTAR PUSTAKA

Peta Geologi lembar KOLAKA Sulawesi, T. O. Simanjuntak, Surono dan Sukido, 1993, Pusat Pengembangan dan Penelitian Geologi, Bandung
Struktur Geologi Sulawesi, Amstrong F, Sompotan 2012, Institut Teknologi Bandung.
Publikasi Khusus, 2010, Geologi Irian Tenggara Sulawesi, Surono, Badan Geologi.

PENYELIDIKAN BATUBARA BERSISTEM CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DAERAH LUBUK JERING, PROVINSI JAMBI

Didi Kusnadi

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

S A R I

Secara administratif daerah penyelidikan terletak ke dalam wilayah Kabupaten Sarolangun Propinsi Jambi. Secara geografis, daerah penelitian terletak pada Koordinat 01°50'00" - 02°05'00" LS dan 102°40'00" – 102°55'00" BT.

Dari hasil pemetaan geologi permukaan ditemukan 13 singkapan batubara sedangkan untuk pemboran dari enam (6) titik bor lima titik yang menembus batubara dengan ketebalan yang bervariasi antara 1.15 - 2.30 m.

Hasil rekonstruksi antara singkapan batubara dan titik bor di dapat enam (6) lapisan (*seam*) yang diberi nama lapisan A, Lapisan B, Lapisan C, Lapisan D, Lapisan E dan Lapisan F.

Berdasarkan hasil analisa yang dilakukan di Pusat Sumber Daya Geologi yang diwakili oleh 15 conto batubara yang berasal dari daerah lubuk Jering dan sekitarnya kabupaten sarolangun provinsi jambi di dapat nilai kalori rata - rata sebesar 5606 cal/gr.

Dalam penghitungan sumberdaya batubara, didapatkan total sumberdaya tereka sebesar **12.815.484 ton** dengan batasan kedalaman mencapai 100 meter.

PENDAHULUAN

Saat ini penyelidikan yang dilakukan di Cekungan Sumatera Selatan belum mencakup seluruh wilayah yang dianggap memiliki endapan batubara. Untuk itu, Pusat Sumber Daya Geologi sebagai salah satu unit organisasi di bawah Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, yang memiliki tugas menyelenggarakan penelitian, penyelidikan diantaranya adalah sumber daya batu bara dan pelayanan bidang sumber daya geologi, dalam melakukan kegiatan Penyelidikan Batubara Bersistem Pada

Cekungan Sumatra Selatan, Daerah Lubukjering dan Sekitarnya, Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi.

Kegiatan ini dilaksanakan melalui Proyek Daftar Isian Pelaksanaan Anggaran (DIPA) tahun anggaran 2013.

Maksud Dan Tujuan

Sesuai dengan Tugas Pokok dan Fungsi Pusat Sumber Daya Geologi, Maksud dari kegiatan penyelidikan bersistem ini adalah untuk mengungkap potensi dan wilayah keprospekan sumberdaya batubara di daerah Lubuk

Jering dan sekitarnya. Tujuannya adalah untuk mengetahui potensi sumber daya batubara dalam rangka melengkapi *data base* potensi batubara Indonesia yang disimpan dalam *bank data* Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.

Lokasi Daerah Penyelidikan

Daerah Lubuk Jering dan sekitarnya termasuk ke dalam wilayah Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi. Daerah penyelidikan terletak pada koordinat antara 01°50'00" - 02°05'00" LS dan 102°40'00" – 102°55'00" BT.

Keadaan Lingkungan

Kabupaten Sarolangun terletak di propinsi jambi dengan Luas wilayah sekitar 2.127,25 km² atau 212.725 Ha atau 2,97 persen dari luas Propinsi Daerah Tingkat I Jambi. Wilayah Kabupaten Sarolangun terletak pada ketinggian 80 – 150 Meter di atas permukaan laut.

Mata pencaharian penduduk setempat umumnya bertani dan berdagang, sedangkan yang menjadi pegawai dan industri hanya sebagian kecil saja. Keadaan hutan cukup luas yaitu mencapai 129.749 Ha atau 60,99 persen dari luas Kabupaten Sarolangun.

Infra struktur di daerah Lubuk Jering dan sekitarnya masih kurang, umumnya jalan-jalan yang menghubungkan antara kecamatan masih belum stabil, bahkan jalan-jalan kecil yang menghubungkan antara kampung juga umumnya relatif sulit

dijangkau kendaraan. Sarana dan pra sarana yang tersedia belum optimal terutama Guruntuo hanya terdapat dua Sekolah Dasar (SD) Negeri lama dan (SD) Inpres sedangkan untuk SMP dan SMA harus melanjutkan ke Kecamatan Mandiangin dan Kecamatan Pauh Kabupaten Sarolangun. Jaringan jalan, listrik, telepon, rumah sakit, kantor pos, dan bank itupun belum begitu optimal.

Penyelidik Terdahulu

Beberapa penyelidik terdahulu yang berkaitan dengan kegiatan di daerah sekitar pemboran, diantaranya

- 1) Simanjuntak, dkk., 1991, mempublikasikan informasi mengenai geologi regional daerah penyelidikan dalam *Peta Geologi Lembar Muarabungo Sumatera*, skala 1: 250.000 terbitan Puslitbang Geologi Bandung.
- 2) Spruyt (1956) dan de Coster (1974) telah menyusun dan memberikan penamaan pada stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan. Tatanama yang dipakai kedua penulis tersebut sering menjadi acuan bagi para penulis berikutnya.
- 3) Shell Mijnbouw (1978) secara luas telah menyelidiki endapan batubara Formasi Muaraenim pada Cekungan Sumatera Selatan, antara lain dengan metoda pemboran dan pengukuran seismik. Hasil penyelidikan telah membagi Formasi Muaraenim atas 4 (empat)

Anggota yaitu dari tua ke muda : M1, M2, M3 dan M4, pembagian ini didasarkan atas keberadaan lapisan-lapisan batubara yang terkandung pada formasi tersebut.

- 4) (Dahlan Ibrahim dkk., 2010). Hasil penyelidikan menunjukkan khususnya pada Formasi Muaraenim terdapat beberapa lapisan batubara dengan ketebalan pada singkapan mencapai sekitar 11 meter dan dari hasil pemboran sekitar 7 meter.

Geologi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan ditempati oleh batuan yang berumur Tersier dan Kuarter. Batuan Tersier terdiri dari Formasi Muaraenim, Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, Formasi Talangakar dan Formasi Lahat sedangkan batuan berumur Kuarter yaitu Formasi Kasai. Satuan morfologi daerah penyelidikan Morfologi perbukitan Bergelombang Landai Pedataran, Satuan Morfologi perbukitan bergelombang landai menempati $\pm 10\%$ dari daerah penyelidikan yang berada disebelah barat daya daerah penyelidikan.

Satuan Morfologi Pedataran menempati $\pm 90\%$ wilayah penyelidikan berada di sebelah utara dan sebelah timur penyelidikan, ditempati oleh Formasi Muara Enim, Formasi Air Benakat, Formasi Kasai dan Aluvium, pola pengaliran sungai berupa dendritik, di mana polanya di cirikan seperti mendaun.

Stratigrafi daerah penyelidikan tersusun oleh endapan tersier dan endapan kuarter. Batuan tertua adalah Formasi Terantam berumur Karbon, kemudian Granit berumur kapur, Batuan Tersier yang tertua adalah Formasi Lahat, Formasi Talang akar dan Formasi Gumai, kemudian Formasi Air Benakat berumur Miosen Awal - Tengah, diatasnya diendapkan Formasi Muaraenim yang berumur Miosen akhir - Pliosen. Endapan Kuarter terdiri atas Formasi Kasai berumur Plio-Plistosen dan Aluvium berumur Holosen. dari keempat formasi ini endapan batubara dijumpai pada Formasi Muaraenim.

Daerah penyelidikan terdapat tiga sesar dengan arah relatif timur laut - barat daya yang memotong hampir seluruh formasi batuan yang terdapat didaerah penyelidikan, beberapa data pendukung adanya sesar tersebut diantaranya adalah terjadinya pergeseran sebaran batubara akibat pengaruh sesar tersebut.

KEGIATAN PENYELIDIKAN

Kegiatan penyelidikan dibagi menjadi dua yaitu; penyelidikan lapangan dan penyelidikan non lapangan. Penyelidikan lapangan dilakukan dengan menggunakan beberapa metoda, yang digunakan terdiri atas pemetaan geologi permukaan khususnya terhadap adanya indikasi singkapan terutama formasi pembawa batubara yang tersebar di daerah penyelidikan dan batuan lainnya. Penyelidikan non lapangan meliputi;

pengolahan data hasil penyelidikan lapangan, analisis laboratorium dan penyusunan laporan kegiatan penyelidikan.

HASIL PENYELIDIKAN

Potensi Endapan Batubara

Kegiatan lapangan terdiri dari dua (2) kegiatan yaitu pemetaan geologi dan pemboran dengan kedalaman 50 m. Pemetaan geologi difokuskan pada formasi pembawa batubara (*Coal Bearing Formation*) utama yaitu Formasi Kasai, Formasi Muaraenim dan Formasi Air benakat. Pekerjaan pemboran dilakukan untuk melengkapi hasil pemetaan di permukaan antara lain untuk mengetahui penyebaran lateral lapisan batubara, ketebalan lapisan batubara yang lebih akurat dan mendapatkan conto batubara yang masih segar (*fresh*).

Kegiatan pemetaan geologi permukaan didapatkan 13 singkapan sedangkan untuk pemboran dilakukan di enam (6) titik. Dari 13 singkapan tersebut berada pada Formasi Muara Enim. Batubara ini umumnya mempunyai ciri megaskopis berwarna hitam kecoklatan, kilap kusam, ringan, garis gores coklat, mengotori tangan, struktur kayu masih terlihat. Hasil kegiatan pemboran di lokasi penyelidikan ditemukan batubara dengan ketebalan yang bervariasi antara 1,15 – 2,30 meter. kemudian di rekonstruksi dan didapatkan 6 (enam) lapisan batubara yaitu lapisan A, B, C, D, E dan F.

Analisis Laboratorium

Analisa laboratorium di lakukan terhadap 15 conto batubara baik dari singkapan ataupun dari hasil pemboran antara lain BLJ.01/1, BLJ.01/2, BLJ.02/1, BLJ02/2, BLJ.03/1, BLJ.03/2, BLJ03/3, BLJ04/1, BLJ.04/2, BLJ05/1, MD.02, MD.04, OB.02, dan JT.01 yang menunjukkan hasil sebagai berikut :

Lapisan A yang di wakili oleh BLJ.01/1, BLJ.01/2 moisture berkisar antara 9. % sampai 11,45 %, volatile matter berkisar antara 43,40 % sampai 45,73 %, Fixed Carbon berkisar antara 36,50 % sampai 37,95 %, Ash berkisar antara 7,20 % sampai 7,87 %, Total Sulphur berkisar antara 0,59 % sampai 1,16 % sedangkan nilai rata – rata calorific value adalah 5377 cal/gr

Lapisan B yang di wakili BLJ.02/1, BLJ.02/2, BLJ.03/1, BLJ.03/2, BLJ03/3 dan OB.02 moisture berkisar antara 8,22 % sampai 18,46 %, volatile matter berkisar antara 42,06 % sampai 48,32 %, Fixed Carbon berkisar antara 34,24 % sampai 38,76 %, Ash berkisar antara 2,89 % sampai 11,11 %, Total Sulphur berkisar antara 0,18 % sampai 0,51 %, sedangkan nilai rata – rata calorific value adalah 5360 cal/gr

Lapisan C diwakili oleh BLJ.04/1, BLJ.04/2, MD.02, MD.04 dan OB.01 dengan moisture sebesar 8,22 % - 24,87 %, volatile matter antara 40,07 % - 48.67, Fixed Carbon sebesar 33,03 % - 36,47, Ash 2,03 – 6,37 %, Total Sulphur 0,15 –

0,46 %, calorific value rata rata sebesar 5403 cal/gr.

Lapisan D dan F tidak dianalisa sedangkan untuk lapisan E diwakili oleh JT.01 dengan moisture 9,78 %, volatile matter 49,03 %, Fixed Carbon 38,19 %, Ash 3,00 %, Total Sulphur 0,21 %, sedangkan nilai rata – rata calorific value adalah 5606 cal/gr.

Analisis Ultimat juga di laboratorium dan di lakukan terhadap 15 conto batubara baik dari singkapan ataupun dari hasil pemboran antara lain BLJ.01/1, BLJ.01/2, BLJ.02/1, BLJ02/2, BLJ.03/1, BLJ.03/2, BLJ03/3, BLJ04/1, BLJ.04/2, BLJ05/1, MD.02,MD.04, OB.02, dan JT.01 dengan nilai berkisar :

Carbon 67,96 – 70,20 %, Hydrogen 4,92 – 5,48 %, Nitrogen 1,15 – 1,39 %, Sulfur 0,21 – 0,73 % dan Oksigen adalah 22,68 – 24,37 % dengan basis (*daf*).

Dari hasil analisis petrografi di atas tampak bahwa nilai refllektan vitrinit dari conto singkapan batubara tidak memeperlihatkan perbedaan yang cukup menyolok yaitu berkisar antara 0,32 % – 0,40 %, menunjukkan tingkat kematangan *immature – early mature*. Sebagaimana batubara Indonesia pada umumnya komposisi maseral Vitrinit sangat dominan yaitu ≥ 94 %. Ini dibuktikan dengan nilai vitrinit batubara daerah Lubuk Jering antara 94 - 98,1 % sedangkan maseral Inertinit 0,3 - 2,7 % dan Liptinit 0,1 – 0,6 %, hal ini menunjukkan material pembentuk batubara umumnya berasal dari kayu.

Sedang berdasarkan peringkatnya untuk batubara daerah Lubukjering dan sekitarnya Kabupaten Sarolangun Provinsi Jambi termasuk batubara peringkat rendah-sedang.

Sumberdaya Batubara

Penghitungan sumberdaya batubara diperoleh dari data lapangan dan data laboratorium. Data lapangan yang diperlukan antara lain adalah tebal, kemiringan dan panjang sebaran lapisan batubara, sedangkan data laboratorium yang diperlukan adalah berat jenis batubara (Density, RD) Berdasarkan Klasifikasi Sumberdaya dan Cadangan Batubara Standar Nasional Indonesia (SNI) amandemen 1-SNI 135014-1998 dari Badan Standarisasi Nasional, sumberdaya batubara di Daerah Lubukjering dapat dikelompokkan kedalam sumber daya tereka (*Inferred resource*) sedangkan kriteria perhitungan adalah sebagai berikut :

- Berat jenis yang digunakan adalah berat jenis dari hasil analisis, dengan catatan apabila berat jenis di titik informasi tidak diketahui, digunakan berat jenis dari titik informasi lain yang terdekat.
- Rumus untuk menghitung sumberdaya adalah : Sumberdaya = Panjang (m) x Tebal (m) x Lebar (m) x Berat Jenis (ton/m^3).

Sumber Daya Tereka

- Jarak antar titik informasi adalah 1000 < Jarak Titik Informasi \leq 1500 meter (kelompok geologi sederhana)
- Tebal lapisan batubara yang dihitung adalah tebal terukur dari lokasi batubara pada titik informasi.
- Panjang sebaran ke arah jurus atau jarak terjauh dari titik informasi dibatasi antara 1000-1500 m, sehingga total panjang sebaran kedua arah yang berlawanan dari satu titik informasi mencapai 2000-3000 m.
- Besar sudut kemiringan lapisan yang dipakai adalah besar sudut kemiringan yang terukur pada masing-masing titik informasi.
- Apabila besar sudut kemiringan pada titik informasi kurang jelas maka digunakan sudut kemiringan dari titik informasi lain yang terdekat.
- Lebar yang dihitung ke arah kemiringan dibatasi sampai kedalaman 100 m, rumus yang digunakan untuk menghitung lebar adalah $L = 100/\sin a$ ($L =$ lebar; 100 = batas kedalaman sampai 100 m; $a =$ besar sudut kemiringan lapisan batubara).
- Berat jenis yang digunakan adalah berat jenis dari hasil analisis, dengan catatan apabila berat jenis di titik informasi tidak diketahui, digunakan berat jenis dari titik informasi lain yang terdekat.
- Rumus untuk menghitung sumberdaya adalah : Sumberdaya = Panjang (m) x

Tebal (m) x Lebar (m) x Berat Jenis (ton/m^3).

Hasil penyelidikan batubara di daerah Lubuk Jering memberikan beberapa gambaran mengenai potensi endapan batubara :

- Terdapat 6 (enam) lapisan batubara dengan ketebalan yang bervariasi antara 0,30 – 2,30 m.
- Kemiringan lapisan relatif landai yaitu sekitar $8^\circ - 12^\circ$
- Kemenerusan lapisan batubara ke arah lateral ditinjau dari segi ketebalan cukup konsisten dan diperkirakan cenderung menipis ke arah relative utara.

Berikut adalah tabel perhitungan sumberdaya batubara dengan memperhatikan data kerapatan titik informasi batubara di lapangan (baik singkapan dan data pengeboran), maka dapat dikelompokkan sebagai sumberdaya hipotetik.

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Batubara

Dengan melihat hasil analisa kimia, fisika, petrografi dan hasil pemboran serta kemenerusan lapisan batubara di Formasi Muaraenim yang memiliki ketebalan antara 0,30 – 2,30 m memungkinkan untuk di manfaatkan sebagai bahan energi alternative sedangkan prospek pengembangan lebih lanjut perlu dilakukan pemboran yang lebih rapat supaya mendapatkan perhitungan sumberdaya

lebih akurat dan juga sebagai petunjuk untuk dikembangkan *coalbed methane*.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kegiatan penyelidikan batubara di Daerah Lubukjering dan sekitarnya merupakan kegiatan yang bertujuan untuk mengetahui akan adanya prospek potensi keberadaan batubara pada wilayah sekitar penyelidikan. Penyelidikan batubara ini dapat menambah informasi terhadap potensi daerah setempat sebagai pengembangan wilayah dan potensi wilayah secara umum.

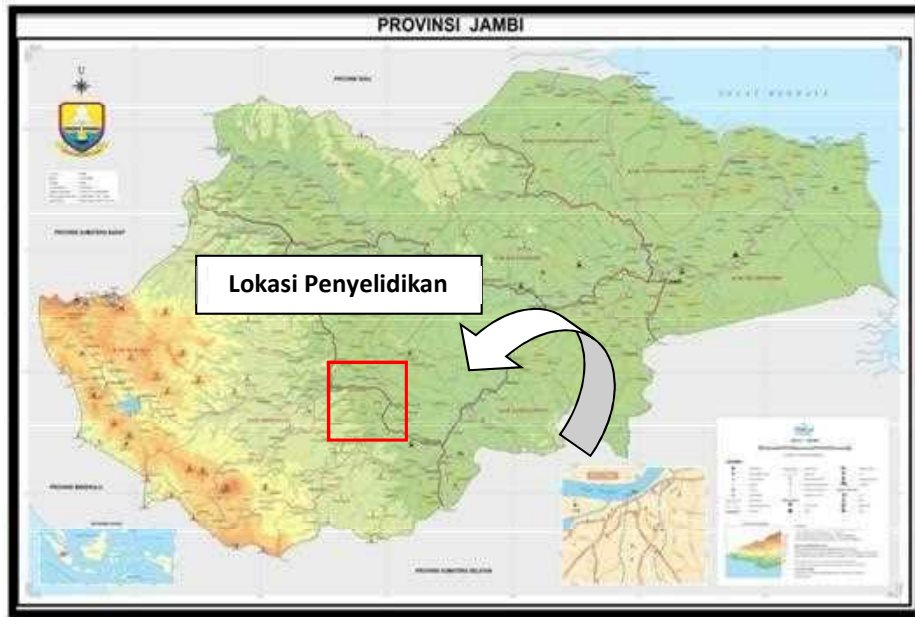
Dari semua uraian yang telah di sebutkan pada bab sebelumnya,

didapatkan kesimpulan hasil penyelidikan sebagai berikut :

- Daerah penyelidikan termasuk kedalam Cekungan Sumatera Selatan, Sub Cekungan Jambi dimana Formasi pembawa batubaranya adalah Formasi Airbenakat, Formasi Muaraenin dan Formasi Kasai
- Terdapat 6 (enam) lapisan batubara pada Formasi Muaraenim yang diberi nama lapisan A, B, C, D, E dan F dengan ketebalan yang bervariasi antara 0,30 - 2,30 m.
- Sumberdaya batubara daerah Lubuk Jering dan sekitarnya sebesar **12.815.484 ton**.

DAFTAR PUSTAKA

- Darman, H., dkk., 2000, *An Outline Of The Geology of Indonesia*, IAGI.
- De Coster, G.H., 1974, *The Geology of the Central and South Sumatra Basin*, Indonesia Petroleum Association, 3rd Ann. Conv, Proceeding.
- Ibrahim, D., 2010. *Penyelidikan Batubara Bersistem Pada Cekungan Sumatera Selatan, Daerah Sumai dan sekitarnya, Kabupaten Tebo, Provinsi Jambi*.
- Koesoemadinata, R.P., dkk, 1978, *Tertiary Coal Basins of Indonesia*, Prepared for the 10th Ann. Of CCOP, Geology Survey of Indonesia.
- Shell Mijnbouw, 1978, *Explanatory Notes to the Geological Map of the South Sumatra Coal Province*, Exploration Report.
- Simanjuntak, T. O., Budhitrisna, T., Surono., Gafur, S., dan Amin, T. C., 1994, *Peta Geologi Lembar Muarabungo, Sumatra*, Puslitbang Geologi, Bandung



Gambar 1. Peta lokasi daerah penyelidikan.

LIMUR		FORMASI / BATUAN	LINGKUNGAN PENGENDAPAN	
TERSIER	PLISTOSEN	<i>Fm. Aluvium</i>	<i>Darat</i>	
	PLIOSEN	<i>Fm. Kasai</i>	<i>Darat</i>	
		MIOSEN	<i>Fm. Muaraenim</i>	<i>Transisi</i>
			AKHIR	<i>Fm. Air Benakat</i>
	TENGAH	<i>Fm. Gumai</i>		
	AWAL			
	OLIGOSEN	<i>Fm. Talang Akar</i>	<i>Darat Laut dangkal</i>	
	EOSEN	<i>Fm. Lehat</i>		
	PALEOSEN		<i>Fluvial</i>	
	KAPUR		<i>Granit</i>	
JURA				
TRIAS				
PEREM				
KARBON		<i>Fm. Tarantam</i>		

Gambar 2. Stratigrafi daerah penyelidikan.

Tabel 1. Daftar singkapan batubara daerah Lubukjering dan sekitarnya.

Stasiun	X	Y	Z	Strike/Dip	Tebal	Lokasi	Deskripsi
MD 01	262065	9779474	70	N300°E/12°	±0,40	Anak Sungai Mandiangin	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, goresan coklat, unsur kayu terlihat nampak, sisipan tuf putih kecoklatan hingga kemerahan.
MD 02	263010	9782228	65	N280°E/10°	±0,70	Anak sungai, Mandiangin	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, ringan, garis gores coklat, menghampar di sungai dengan lebar singkapan <u>+ 60 cm.</u>
MD 03	261100	9782813	68	N310°E/11°	±0,60	Anak sungai,	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, ringan, garis gores coklat, mengotori tangan, setempat-setempat terdapat oksida besi.
MD 04	262303	9784633	66	N295°E/8°	±0,30	Anak sungai	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, pecah-pecah, mengotori tangan, pengapit atas lempung abu kecokelatan padat, pengapit bawah tertutup air
MD 05	265246	9777702	65	305° E/10°	±0,50	Sungai Gurah	Batubara, kusam hitam kecoklatan, lunak, pengapit bagian atas soil.
MD 06	264139	9778936	72	N310°E/9°	±0,70	Sungai Merbau	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, garis gores coklat, mengotori tangan, terdapat nodul damar ,dan terdapat oksida besi.
MD 07	267283	9785734	76	N285°E/8°	±1m	Anak sungai Merbau	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, ringan, berlapis, garis gores coklat. Menghampar di sungai
MD 08	265174	9782892	74	N300°E/10°	±1m	Anak sungai Merbau	Batubara hitam agak kusam kecokelatan lunak pecah-pecah ,setempat-setempat terdapat resinan dan oksida besi.
JT 01	263636	9788641	66	N280°E/12°	±0,50	Anak sungai Jelutih	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, berlapis, kompak dan padat garis gores cokelat menghampar di sungai jelutih.
OB 01	260297	9792706	70	N300°E/11°	±1m	Sungai Kemang kecil	Batubara, hitam agak terang kecokelatan keras kompak,terdapat sisipan resin.
OB 02	258979	9793197	66	N295°E/10°	±0,80	Sungai Kemang kecil	Batubara, hitam kecoklatan, kusam, garis gores coklat, unsur kayu terlihat jelas menghampar .
GT 01	262923	9774357	68	N295°E/10°	±0,60	Anak sungai Gurun	Batubara hitam kecokelatan lunak pecah-pecah mengotori tangan terdapat oksida besi.
GT 02	264116	9773366	65	N300°E/9°	±0,70	Anak sungai Gurun	Batubara hitam kecokelatan.gores cokelat terdapat resin,masih terlihat adanya fosil kayu.

Tabel 2. Koordinat lokasi titik bor, kedalaman dan tebal batubara daerah penyelidikan.

Lokasi Bor	Koordinat		Batubara Yang Ditembus (m)		
	X	Y	Dari	Sampai	Tebal
BLJ.01	263236	9774435	16,20	17,90	1,70
BLJ.02	261430	9782854	21,50	23,50	2,00
BLJ.03	262424	9779609	21,40	23,70	2,30
BLJ.04	264366	9779435	24,15	26,45	2,30
BLJ.05	264961	9783235	37,25	38,40	1,15
BLJ.06	265658	9770676	-	-	-

Tabel 3. Ketebalan batubara daerah Lubukjering yang ditembus bor.

Lapisan	Tebal (m)	Singkapan	Bor
A	1,70 ,0,70	GT01, GT02	BLJ01
B	2,00 , 2,30 0,80	MD01, MD03, OB02	BLJ02, BLJ03
C	2,30	MD02, MD04, MD06, OB01	BLJ 04
D	-	MD05	
E	1,15	MD08, JT01	BLJ 05
F	-	MD07	-

Tabel 4. Hasil analisis proksimat daerah Lubukjering dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code					
			16.20-17.00m	17.00-17.90m	21.50-22.50m	22.50-23.50m	21.40-22.15m	21.15-22.85m
			BLJ 01/-1	BLJ 01/-2	BLJ 02/-1	BLJ 02/-2	BLJ 03/-1	BLJ 03/-2
PROXIMATE								
MOISTURE	%	adb	11.45	9.90	15.88	8.56	8.68	8.70
VOLATILE MATTER	%	adb	43.40	45.73	42.06	44.84	45.97	48.32
FIXED CARBON	%	adb	37.95	36.50	37.10	38.76	34.24	37.43
ASH	%	adb	7.20	7.87	4.96	7.84	11.11	5.55
TOTAL SULPHUR	%	adb	0.59	1.16	0.45	0.51	0.35	0.31
HGI*		adb	47	51	44	43	47	51
SG/RD		adb	1.39	1.40	1.33	1.40	1.41	1.36
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	5310	5445	5164	5453	5252	5709

Tabel 5. Lanjutan hasil analisis proksimat daerah Lubukjering dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code		
			OB-01	OB-02	JT-01
PROXIMATE					
MOISTURE	%	adb	24.87	18.46	9.78
VOLATILE MATTER	%	adb	40.07	44.30	49.03
FIXED CARBON	%	adb	33.03	34.35	38.19
ASH	%	adb	2.03	2.89	3.00
TOTAL SULPHUR	%	adb	0.15	0.18	0.21
HGI*		adb	82	70	81
SG/RD		adb	1.29	1.33	1.36
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	4774	5028	5606

Tabel 6. Lanjutan hasil analisis proksimat daerah Lubukjering dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code					
			22.85- 23.70m	24.15- 25.30m	25.30- 26.45m	37.25- 38.40m	MD-02	MD-04
			BLJ 03-3	BLJ 04/-1	BLJ 04/-2	BLJ 05/-1		
PROXIMATE								
MOISTURE	%	adb	8.97	8.39	11.09	8.78	14.96	8.22
VOLATILE MATTER	%	adb	48.43	47.91	46.07	47.89	44.73	48.67
FIXED CARBON	%	adb	36.32	37.39	36.47	38.04	36.95	39.97
ASH	%	adb	6.28	6.31	6.37	5.29	3.36	3.14
TOTAL SULPHUR	%	adb	0.28	0.30	0.28	0.46	0.41	0.28
HGI*		adb	50	50	49	48	51	66
SG/RD		adb	1.38	1.37	1.36	1.36	1.33	1.34
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	5626	5678	5451	5717	5264	5852

Tabel 7. Hasil analisis ultimat daerah Lubukjering dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code					
			16.20- 17.00m	17.00- 17.90m	21.50- 22.50m	22.50- 23.50m	21.40- 22.15m	21.15- 22.85m
			BLJ 01/-1	BLJ 01/-2	BLJ 02/-1	BLJ 02/-2	BLJ 03/-1	BLJ 03/-2
ULTIMATE								
CARBON*	%	daf	69.10	69.24	70.20	68.59	67.96	69.42
HYDROGEN*	%	daf	5.19	5.28	5.02	5.22	5.48	5.44
NITROGEN*	%	daf	1.38	1.39	1.39	1.36	1.36	1.29
SULPHUR*	%	daf	0.73	1.41	0.57	0.61	0.44	0.36
OXYGEN*	%	daf	23.62	22.68	22.82	24.22	24.76	23.48

Tabel 8. Lanjutan hasil analisis ultimat daerah Lubukjering dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code					
			22.85- 23.70m	24.15- 25.30m	25.30- 26.45m	37.25- 38.40m	MD-02	MD-04
			BLJ 03-3	BLJ 04/-1	BLJ 04/-2	BLJ 05/-1		
ULTIMATE								
CARBON*	%	daf	69.55	69.86	69.25	69.64	69.47	69.89
HYDROGEN*	%	daf	5.29	5.45	5.26	5.40	4.98	5.29
NITROGEN*	%	daf	1.29	1.27	1.32	1.29	1.37	1.18
SULPHUR*	%	daf	0.33	0.35	0.34	0.54	0.50	0.32
OXYGEN*	%	daf	23.54	23.07	23.83	23.14	23.68	23.32

Tabel 9. Lanjutan hasil analisis ultimat daerah Lubukjering dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code		
			OB-01	OB-02	JT-01
ULTIMATE					
CARBON*	%	daf	69.90	69.69	68.98
HYDROGEN*	%	daf	4.92	5.05	5.27
NITROGEN*	%	daf	1.31	1.22	1.15
SULPHUR*	%	daf	0.21	0.23	0.24
OXYGEN*	%	daf	23.66	23.81	24.37

Tabel 10. Hasil analisis petrografi daerah Lubukjering dan sekitarnya.

Kode Conto	Vr %	Komp. Maseral (%)			Material Mineral (%)	
		V	I	L	Clay	OX B
BLJ.01	0,37	94	2,2	0,6	2,7	0,4
BLJ.02	0,32	95,8	1,7	0,4	1,5	0,5
BLJ.03	0,33	95,8	1,3	0,3	2,1	0,4
BLJ.04	0,33	95,2	2,1	0,1	2,2	0,3
BLJ.05	0,33	89,9	1,2	0,2	7,9	0,7
MD.02	0,38	93,8	2,7	0,1	3,1	0,2
MD.04	0,36	98,1	0,2	0,1	1,2	0,3
OB.01	0,36	96,5	0,6	0,2	1,7	0,9
OB.02	0,40	97	0,3	0,1	2,3	0,1
JT.01	0,37	97,5	0,3	0,1	1,8	0,2

Tabel 11. Perhitungan sumberdaya batubara tereka.

No	Lapisan	Tebal (m)	Panjang (m)	Luas Daerah Pengaruh (m ²)	Volume (m ³)	SG	Sumberdaya (Ton)
1	A	1.20	1500	576	1.036.800	1.36	1.410.048
2	B	1.70	5000	524	4.454.000		6.057.440
3	C	1.50	2500	639	2.385.000		3.258.900
4	D	0.50	1000	576	288000		391680
5	E	1.10	1000	481	529000		719.576
6	F	1.00	1000	719	719000		977.840
Total sumberdaya batubara daerah Lubuk Jering							12.815.484

PENYELIDIKAN BATUBARA DAERAH MALIFUT DAN SEKITARNYA KABUPATEN HALMAHERA UTARA, PROVINSI MALUKU UTARA

Wawang Sri Purnomo

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Secara administratif daerah penyelidikan terletak ke dalam wilayah Kab. Halmahera Utara Prov. Maluku Utara. Secara geografis, daerah penelitian terletak pada Koordinat 01°15'00" - 01°00'00" LU dan 127°35'00" - 127°50'00" BT.

Berdasarkan Peta Geologi lembar Ternate, Maluku Utara dan Peta Geologi lembar Morotai, Maluku Utara yang diterbitkan oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Bandung 1980, fisiografi Pulau Halmahera dibagi menjadi 3 (tiga) bagian utama, yaitu Mendala Halmahera Timur, Halmahera barat, dan Busur Kepulauan Gunung Api Kuarter.

- a. Mendala Fisiografi Halmahera Timur
- b. Mendala fisiografi Halmahera Barat
- c. Mendala busur kepulauan gunung api kuarter .

Morfologi daerah penyelidikan secara umum dikelompokkan menjadi 2 (dua) satuan morfologi yaitu :

1. Satuan Morfologi perbukitan bergelombang - terjal yang menempati area hampir 70 % daerah penyelidikan dengan pola aliran yang berkembang adalah dendritik.
2. Satuan Morfologi landai yang menempati sebelah timur daerah penyelidikan menempati 30% sedangkan pola aliran Pinnate.

Nilai kalori batubara daerah Malifut dan sekitarnya mempunyai kalori yang paling besar 4220 cal/gr termasuk batubara peringkat rendah (*Low Rank Coal*) bahkan nilai kalori pada singkapan MLT – 2, MLT – 3 dan MLT – 5 menunjukkan nilai kalori yang rendaha antara 1319 -2574 cal/gr, hal ini bisa terjadi karena angka kandungan abu (*ash*) sangat tinggi yaitu kandungan abu untuk MLT-2 adalah 25,72%, MLT-3 sebesar 42.69% dan MLT-5 sebesar 44,94% sedang nilai reflektan vitrinit dari conto singkapan batubara tidak memeperlihatkan perbedaan yang cukup menyolok yaitu berkisar antara 0,32 % – 0,38 %. Sedangkan total potensi batubara daerah Malifut adalah sebesar 1.527.298.5 ton.

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Mengingat keterbatasan cadangan minyak bumi sebagai sumber energi utama, dan kecenderungan makin naiknya harga minyak bumi di pasaran dunia, mengakibatkan permintaan minyak bumi terus meningkat. Untuk itu pemerintah telah mencanangkan kebijakan diversifikasi energi yaitu mendorong penggunaan sumber energi lain di luar minyak bumi seperti gas non konvensional, panas bumi, tenaga air, tenaga surya dan yang lainnya. Disamping itu pemerintah juga berupaya mencari bahan energi lain khususnya batubara.

Dari informasi Pemerintah Kabupaten Halmahera Utara di sebutkan bahwa didaerah yang didominasi batuan vulkanik terdapat endapan batubarayaitu didaerah Malifut Kabupaten Halmahera Utara, Provinsi Maluku Utara. Dalam tahun anggaran 2013 Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah melakukan kegiatan penyelidikan endapan batubara di daerah tersebut.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud kegiatan penyelidikan pendahuluan endapan batubara adalah untuk memperoleh informasi awal tentang endapan batubara yang antara lain meliputi lokasi, koordinat singkapan,

ketebalan, kedudukan, penyebaran, kualitas dan aspek-aspek geologi lainnya yang dapat menunjang penafsiran bentuk geometris endapan batubara. Disamping itu diamati juga kondisi sarana, pra sarana dan kondisi lingkungan yang nantinya dapat menjadi bahan pertimbangan untuk menindak lanjuti tahapan penyelidikan selanjutnya..

Tujuan penyelidikan adalah untuk mengetahui potensi batubara yang antara lain mencakup : Kuantitas, kualitas dan prospek pengembangan di masa mendatang.

1.3. Lokasi Penyelidikan dan Kesempaan Daerah

Secara administratif daerah penyelidikan terletak ke dalam wilayah Kabupaten Halmahera Utara, Propinsi Maluku Utara yang tercakup kedalam kecamatan Malifut dan sekitarnya.

Secara geografis, daerah penelitian terletak pada Koordinat 01°00'00"- 01°15'00"LU dan 127°35'00"- 125°50'00" BT.

1.4. Keadaan Lingkungan

Seperti umumnya wilayah Kepulauan Maluku Utara, Kabupaten Halmahera Utara juga merupakan daerah agraris, khususnya perkebunan. Halmahera Utara menghasilkan kelapa, cengkeh, pala, dan kakao. Halmahera Utara juga masih menyimpan potensi lain, yaitu dari laut. Sedangkan yang

mempengaruhi pertumbuhan penduduk adalah semakin lengkapnya berbagai fasilitas publik seperti yang dibutuhkan masyarakat seperti sarana pendidikan (sekolah), kesehatan (rumah sakit) serta dibukanya lapangan kerja disektor pertambangan.

1.5. Waktu dan Pelaksanaan Kegiatan

Personil yang melakukan penyelidikan pendahuluan batubara di daerah Malifut dan sekitarnya, Kabupaten Halmahera Utara Provinsi Maluku Utara sebanyak 5 (lima) orang, yang terdiri dari para ahli geologi, surveyor dan preparator, yang semuanya merupakan pegawai dari Pusat Sumber Daya Geologi, dan dibantu oleh masyarakat setempat. Waktu penyelidikan selama 30 hari kerja yang pelaksanaanya tanggal 26 Juni 2013 sampai sedang tanggal 25 Juli 2013.

1.6. Penyelidik Terdahulu

Penyelidik terdahulu secara khusus dari Pusat Sumber Daya Geologi belum pernah dilakukan, namun data penyelidikan di sekitar daerah penyelidikan didapatkan dari laporan sebelumnya Beberapa laporan tersebut diantaranya adalah :

- Sukamto, R. 1975b. *The structure of Sulawesi in the light of plate tectonics Association.*

- *Indonesian Geologists.* Regional Conference on Geology and Mineral Resources of Southeast Asia, 25h.

- Supriatna, S., 1980, Geologi Lembar Morotai, Maluku Utara Skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

- Sukirno Djaswadi, 1995, Eksplorasi Mineral Logam di Maluku Utara, Direktorat Sumberdaya Mineral, Bandung.

2. GEOLOGI UMUM

Berdasarkan Peta Geologi lembar Ternate, Maluku Utara dan Peta Geologi lembar Morotai, Maluku Utara yang diterbitkan oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Bandung 1980, fisiografi Pulau Halmahera dibagi menjadi 3 (tiga) bagian utama, yaitu Mendala Halmahera Timur, Halmahera barat, dan Busur Kepulauan Gunung Api Kuarter.

- a. Mendala Fisiografi Halmahera Timur
- b. Mendala fisiografi Halmahera Barat
- c. Mendala busur kepulauan gunung api

2.1. Stratigrafi Regional

Daerah penyelidikan masuk kedalam Peta Geologi lembar Morotai, Maluku Utara (Sam Supriyatna, 1980) dengan skala 1:250.000.

Sedang tatanan stratigrafinya adalah sebagai berikut :

1. Batuan Sedimen :Terdiri dari formasi
 - Formasi Dodoga (Kd)

- Formasi Dorosagu (Tepd)
 - Formasi Tutuli (Tomt)
 - Formasi Tingteng (Tmpt)
 - Formasi Togawa (Qpt)
 - Batugamping Terumbu (Ql)
2. Batuan Gunungapi
 - Formasi Bacan (Tomb)
 - Formasi Kayasa (Qpk)
 - Tufa (Qht)
 3. Batuan Beku
 4. Endapan Permukaan.

2.2. Struktur Geologi Regional

Halmahera adalah suatu gambaran tektonik yang cukup kompleks. Bentuk dua lengan Sulawesi timur dan Halmahera dapat dibandingkan dengan dua anak panah yang bergerak ke barat. Ini telah diketahui cukup lama bahwa lengan timur yang cembung ke arah barat terdiri dari ofiolit, dan busur barat terdiri dari gunungapi aktif, yang di Sulawesi telah padam pada zaman Kwartir. Sulawesi dan Halmahera merupakan busur kepulauan yang mengarah ke utara selatan yang cembung ke arah Pasifik dengan zona subduksi Sulawesi-Maluku yang miring ke barat. Pergerakan Lempeng Pasifik ke arah barat yang mengikuti sistem sesar transform menjelaskan kompleksitas tatanan geologi kawasan Sulawesi-Halmahera. Selama pergerakan ini pulau Banggai dan Buton dibawa ke arah timur laut. Pergerakan Banda ke arah timur-barat

hanya merupakan pelenturan, tidak membuat sesar besar seperti halnya di Papua dan Sulawesi.

2.3. Indikasi Endapan Batubara

Berdasarkan Peta Geologi lembar Morotai, Sam Supriatna 1980, Maluku Utara yang diterbitkan oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Bandung di daerah penyelidikan bukan merupakan formasi pembawa batubara (*Coal Bearing Formation*) akan tetapi berdasarkan informasi yang diberikan dari dinas terkait (Dinas Pertambangan dan Energi Sumberdaya Mineral) di daerah Malifut dan sekitarnya Kabupaten Halmahera terdapat endapan batubara.

3. KEGIATAN PENYELIDIKAN

3.1. Penyelidikan Lapangan

3.1.1. Pengumpulan data sekunder

Sebelum melakukan kegiatan lapangan terlebih dahulu dilakukan adalah pengumpulan data sekunder dari laporan-laporan penyelidikan terdahulu, terutama terhadap penyelidik terdahulu yang telah melakukan kegiatan eksplorasi di sekitar daerah penyelidikan.

Data sekunder yang dijadikan sebagai referensi adalah beberapa informasi terutama formasi yang diperkirakan pembawa batubara yang tersebar di daerah penyelidikan dan kemungkinan ada perusahaan yang beroperasi atau melakukan eksplorasi di daerah penyelidikan.

Secara garis besar kegiatan pengumpulan data sekunder dapat diuraikan sebagai berikut.

- Evaluasi peta geologi regional lembar Morotai, Maluku Utara (Sam Supriyatna, 1980 skala 1: 250.000) guna dilihat sebaran formasi, struktur geologi dan lain – lain.
- Studi literatur dari laporan terdahulu mengenai potensi sumber daya di daerah penyelidikan.
- Konsultasi dengan instansi terkait dalam hal ini ke Dinas Pertambangan dan Energi dan Sumber Daya Mineral untuk mencari data dan informasi tentang potensi wilayah daerah penyelidikan.

3.1.2. Pengumpulan Data Primer

3.1.2.1. Pemetaan Geologi

Pemetaan geologi di permukaan dilakukan untuk mencari singkapan – singkapan batubara maupun batuan lainnya, berdasarkan data – data yang diperoleh dari data sekunder dengan menelusuri jalan setapak ataupun menyusuri sungai. Setelah ditemukan satu singkapan kemudian di telusuri searah jurus dan memotong jurus untuk mengetahui sebarannya atau lapisan yang lain.

Pekerjaan yang dilakukan pada singkapan yang ditemukan adalah mencatat posisi koordinat singkapan, arah dan kemiringan perlapisan, ketebalan, deskripsi batuan, batuan

pengapit bagian atas bawah, dan terakhir pengambilan conto batubara untuk analisis laboratorium.

3.2. Analisis Laboratorium

Pengambilan conto batubra dilapangan sangat menentukan terhadap hasil analisa laboratorium yang akan dihasilkan. Oleh karena itu peranan yang cukup penting dan akan menentukan hasil yang optimal diantaranya adalah pengamatan secara megaskopis di lapangan, dimana batubara didaerah penyelidikan sebagian banyak pengotor yang berupa batulempung sehingga lebih berat di bandingkan batubara di daerah lain.

Batubara yang di temukan dari hasil penyelidikan lapangan selanjutnya dilakukan analisa laboratorium di Pusat Sumber Daya Geologi yang meliputi analisa Kimia dan petrografi, secara keseluruhan berjumlah conto yang dianalisa ada lima (5) yaitu MLT-1,MLT-2, MLT-3, MLT-4 dan MLT-5.

3.3. Pengolahan Data

Kegiatan ini merupakan penggabungan dari hasil pengumpulan data primer, hasil analisa laboratorium serta data sekunder. Data-data tersebut dievaluasi dan direkonstruksi. Singkapan – singkapan yang ditemukan di daerah penyelidikan kemudian dikorelasikan satu dengan yang lainnya sehingga akan didapatkan gambaran mengenai bentuk

sebaran, jumlah lapisan dan potensi batubara di daerah penyelidikan.

Data – data yang didapat selama pekerjaan di lapangan dan pekerjaan studio dikompilasikan untuk kemudian digabungkan dengan data sekunder. Hasil dari kompilasi tersebut kemudian di evaluasi dan di kaji sehingga akan diperoleh kesimpulan.

4. HASIL PENYELIDIKAN

4.1. Geologi Daerah Penyelidikan

4.1.1. Morfologi

Morfologi daerah penyelidikan secara umum dikelompokkan menjadi 2 (dua) satuan morfologi yaitu :

1. Satuan Morfologi perbukitan bergelombang - terjal yang menempati area hampir 70 % daerah penyelidikan menempati barat bagian selatan sampai utara didominasi oleh endapan kuarter dengan batuan dominan breksi. Daerah penyelidikan ini merupakan lahan perkebunan masyarakat yang ditanami dengan pohon coklat, pala dan pohon kelapa. Sedangkan pola aliran yang berkembang adalah pola aliran paralel dengan bentuk umumnya cenderung sejajar, berlereng sedang-agak curam sedangkan pola aliran yang berkembang adalah dendritik
2. Satuan Morfologi landai yang menempati sebelah timur daerah penyelidikan menempati 30%

daerah penyelidikan digunakan sebagai lahan pemukiman penduduk yang tersebar di pesisir pantai, sedang pada morfologi landai yang berkembang adalah pola aliran Pinnate dengan batuan kerikil kerakal.

4.1.2. Stratigrafi Daerah Penyelidikan

Berdasarkan Peta Geologi lembar Morotai, Maluku Utara (Sam Supriyatna, 1980) dengan skala 1:250.000 susunan stratigrafi daerah penyelidikan dapat dilihat pada (gambar 1)

1. Endapan Permukaan.

Qa Aluvium terdiri dari endapan sungai seperti kerikil, kerakaldan bongkah andesit.

2. Batuan Beku

Andesit.

3. Batuan Sedimen

Formasi Togawa (Qpt) terdiri dari batupasir tufaanberselingan dengan konglomerat. Batupasir berbutir halus – sedang, kelabu muda – kekuningan dengan tebal formasi ini sampai lebih dari 1000 m. satuan ini diduga setara dengan bagian atas Formasi Kayasa yg diperkirakan berumur Plistosen.

3. Batuan Gunungapi

Tufa (Qht) berbatuapung dan tufa pasiran, lunak umumnya dengan perlapisan mendatar dengan ketebalan 150 m.

Formasi Kayasa (Qpk) batuan gunungapi terdiri dari lava dan batubara dengan ketebalan yang bervariasi. breksi.Lava bersusunan andesit sampai basalt.

4.1.3. Struktur Geologi Daerah Penyelidikan

Di lokasi penyelidikan struktur geologi berupa monoklin sedangkan pola perlapisan batuan berarah relatif berarah utara - selatan dengan kemiringan 30°-56°

4.2. Potensi Endapan Batubara Daerah Penyelidikan

4.2.1. Lokasi dan Sebaran batubara

Kegiatan lapangan meliputi pemetaan geologi yang diprioritaskan pada formasi Kayasa. Dari hasil pemetaan geologi ini yang bertujuan untuk mendapatkan gambaran mengenai keadaan geologi, lapisan batubara serta hubungan dengan batuan lain di daerah penyelidikan, adapun kegiatan yang dilakukan meliputi pengamatan singkapan batubara dan batuan lainnya dan pendataan litologi yang dijumpai di daerah penyelidikan penyelidikan di temukan enam singkapan (tabel 1).

Tabel 1. Singkapan Batuan Daerah Malifut Kab.Halmahera Utara

No	Kode Conto	KOORDINAT		Strike/ Dip ° N.....° E /°	Tebal (m)	Elevasi (M)	Deskripsi
		X	Y				
1	MLT.1	365608	126194	200/53	2,70 1,51 0,50	52	Batubara, hitam, berlapis, agak keras, goresan kecoklatan.
2	MLT.2	365574	126241	180/56	0,50	52	Batubara, hitam, berlapis, keras, goresan kehitaman, dull.
3	MLT.3	365533	126494	-	0,30	52	Batubara, coklat, agak berat, masif.
4	MLT.4	365580	126555	170/30	> 10,00	52	Batubara, hitam, berlapis, keras, goresan kehitaman, tidak ditemukan pengotor.
5	MLT.5	365597	126452	-	0,70	52	Batubara, coklat, agak berat, masif.
6	MLT.6	367527	123623	-	-	52	Konglomerat

4.2.2. Kualitas Batubara Daerah Penyelidikan

Untuk mengetahui kualitas batubara dilakukan analisa laboratorium yang dilakukan di Pusat Sumber Daya Geologi di Bandung yang meliputi yang terdiri atas analisis kimia, fisika dan petrografi batubara. Analisis kimia yang dilakukan terdiri atas analisis proksimat dan ultimat, yaitu untuk mengetahui kandungan moisture (IM, FM, TM), kandungan zat terbang (VM), kandungan abu (Ash), karbon tertambat (FC), kadar

sulfur total (St). Analisis fisika terutama untuk mengetahui nilai kalori (CV), berat jenis (SG) dan indeks kekerasan (HGI) sedangkan analisis petrografi terutama untuk mengetahui kandungan maseral, nilai reflektansi vitrinit dan kandungan mineral (lempung, oksida besi, pirit).

Contoh batubara yang dianalisa baik proksimat, ultimat dan petrografi berjumlah lima (5) dengan hasil yang bervariasi yaitu :

Tabel 2. Kualitas Batubara Daerah Malifut dan Sekitarnya

Parameter	Unit	Basis	Kode Conto				
			MLT-1	MLT-2	MLT-3	MLT-4	MLT-5
FM	%	ar	36.2	40.2	37.88	35.84	32.7
TM	%	ar	42.03	45.52	43.23	41.43	38.06
M	%	adb	9.4	8.9	8.62	8.71	7.97
VM	%	adb	39.27	23.68	30.59	38.55	27.85
FC	%	adb	25.61	8.52	18.1	29.42	19.24
Ash	%	adb	25.72	58.9	42.69	23.32	44.94
TS	%	adb	0.52	0.57	0.91	2.1	3.67
SG	-	adb	1.54	1.9	1.69	1.51	1.75
CV	Cal/gr	adb	4101	1319	2760	4220	2574

Tabel 3. Hasil Analisis Petrografi Singkapan Batubara

Kode Conto	Vr %	Kisaran %	Komp. Maseral (%)			Material Mineral (%)		
			V	I	L	Clay	Ox B	Py
MLT-1	0,36	0,32 - 0,45	82,6	0,1	1,7	14,3	0,4	0,9
MLT-2	0,33	0,29 - 0,41	77,2	0,2	0,7	21,4	0,2	0,3
MLT-3	0,32	0,25 - 0,41	65,8	1,2	2,1	27,1	3,7	0,1
MLT-4	0,38	0,31 - 0,45	86,4	0,7	1,2	8,3	0,3	3,1
MLT-5	0,38	0,31 - 0,44	78,2	0,1	0,6	14,2	0,2	6,7

Keterangan :

Vr : Reflektansi Vitrinit

I : Inertinit

Py : Pirit

Clay : Lempung

V : Vitrinit

L : Liptinit

Ox B : Oksida besi

Tabel 4. Perhitungan Sumberdaya Batubara Daerah Malifut dan Sekitarnya
Kab. Halmahera Utara Provinsi Maluku Utara.

No	Conto	Dip°	Tebal (m)	Panjang (m)	Luas Daerah Pengaruh (m ²)	Volume (m ³)	SG	Sumber daya (Ton)
1	MLT- 1 MLT- 4	41	> 8,00	750	152,425	914550	1.6 7	1.527.298.5

4.2.3. Potensi Batubara

Singkapan batubara yang ditemukan kemudian di korelasikan dengan singkapan yang lain untuk kemudian didapat jumlah lapisan (*seam*) batubara. Terdapat dua (2) lapisan (*seam*) yang kemudian diberi nama lapisan A dan Lapisan B. tebal lapisan batubara pada lapisan A antara 0,30 – 0,37 m sedangkan tebal lapisan batubara pada lapisan B adalah $\geq 8,00$ dan terkonsentrasi di satu tempat yang kemungkinan berupa (*window*) dan sebaran secara lateral tidak jauh.

4.3. Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Batubara

Batubara yang ditemukan di daerah malifut dan sekitarnya Kabupaten Halmahera Utara Provinsi Maluku Utara belum dimanfaatkan sebagai bahan baku energi alternatif sedangkan untuk pemanfaatannya diperlukan penyelidikan lebih lanjut.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Dari uraian yang telah dijelaskan diatas kesimpulan dan saran yang dapat diberikan adalah sebagai berikut :

Kesimpulan

1. Daerah penyelidikan masuk kedalam Peta Geologi lembar Morotai, Maluku Utara (Sam Supriyatna, 1980) dengan skala 1:250.000.
2. Di daerah penyelidikan walaupun tidak termasuk formasi pembawa batubara akan tetapi kondisi dilapangan di temukan batubara dengan ketebalan yang bervariasi antara 0,30-8,00 m yang ditemukan di Formasi Kayasa.
3. Formasi pembawa batubara (*coal bearing formation*) adalah Formasi Kayasa
4. Sumber daya batubara daerah penelitian sebesar 1.527.298,5 ton
5. Kandungan abu antara 23,32- 59,9%
6. Dari hasil analisa kimia didapatkan bahwa batubara di daerah penyelidikan merupakan katagori batubara kalori tinggi dengan nilai kalori sebesar 1319 – 4220 kal/gr (adb).

Saran

Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mengembangkan kawasan timur Indonesia. Untuk

memperoleh lapisan yang lain maupun penyebaran yang lebih luas disarankan untuk melakukan penyelidikan yang lebih lanjut dan apabila diperlukan di adakan

pemboran dengan mesin bor yang relative kecil mengingat tidak ada akses jalan menuju lokasi.

DAFTAR PUSTAKA

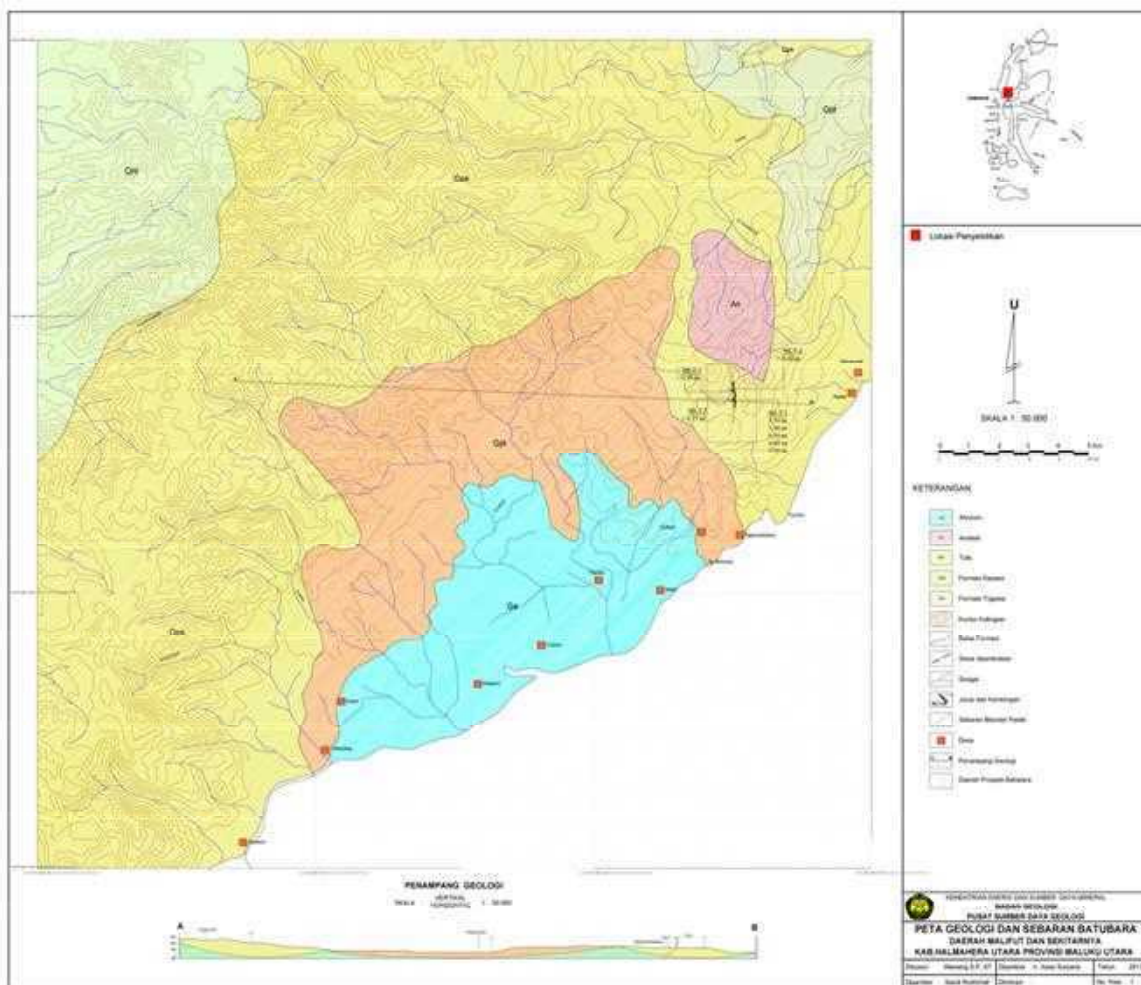
Sukanto, R. 1975b. The structure of Sulawesi in the light of plate tectonics. *Association Indonesian Geologists. Regional Conference on Geology and Mineral Resources of Southeast Asia*, 25h.

Supriatna, S., 1980, Geologi Lembar Morotai, Maluku Utara Skala : 250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

Sukirno Djaswadi, 1995, Eksplorasi Mineral Logam di Maluku Utara, Direktorat Sumberdaya Mineral, Bandung.

BATUAN SEDIMEN	BATUAN GUNUNGAPE	BATUAN BEKU	UMUR
Aluvium	Tufa	Andesit	Holosen
Fm Togawa	Fm Kayasa		Plistosen

Gambar 1. Stratigrafi Daerah Malifut dan sekitarnya Kab. Halmahera Utara, Prov. Maluku Utara



Peta Geologi dan Sebaran Batubara Daerah Malifut dan Sekitarnya, Kab. Halut, Provinsi Maluku Utara

PENYELIDIKAN BATUBARA DAERAH DANAU NISA DAN SEKITARNYA KABUPATEN MAMBERAMO RAYA, PROVINSI PAPUA

Robert Lumban Tubing

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Formasi pembawa batubara di daerah Mamberamo Raya adalah Formasi Unk berumur Pliosen Akhir-Plistosen. Berdasarkan data lapangan dan analisis laboratorium, batubara di daerah penyelidikan memiliki ketebalan 0,10 - 3,0 meter. Lapisan ini diapit oleh batulempung berwarna kelabu terang di bagian atas dan batulempung karbonan berwarna kelabu gelap pada bagian bawah. Kuantitas sumber daya batubara (*Seam C*) di daerah penyelidikan berdasarkan data hasil pengukuran singkapan batubara diperkirakan sebesar 5,011,200 ton dengan kategori sumber daya hipotetik.

PENDAHULUAN

Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) No. 18 Tahun 2010, Badan Geologi, dalam hal ini Pusat Sumber Daya Geologi memiliki tugas dan fungsi menyelenggarakan penelitian, penyelidikan dan pelayanan di bidang sumber daya geologi. Sebagai penjabaran dari tugas dan fungsi tersebut, pada Tahun Anggaran 2013 dilakukan kegiatan Penyelidikan Batubara di Daerah Danau Nisa dan Sekitarnya, Kabupaten Mamberamo Raya, Provinsi Papua.

Maksud dan Tujuan

Maksud penyelidikan ini adalah untuk memperoleh informasi awal mengenai keadaan endapan batubara yang meliputi lokasi, jurus dan

kemiringan, ketebalan, penyebaran serta kuantitas dan kualitas batubara di daerah penyelidikan. Adapun tujuan dilakukannya penyelidikan ini adalah untuk mengetahui potensi endapan batubara di daerah tersebut sebagai upaya konservasi energi yang diperlukan untuk menjaga dan memelihara pasokan energi dimasa mendatang serta memperbaharui data pada Bank Data Sumber Daya Mineral dan Batubara, Pusat Sumber Daya Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral.

Lokasi Kegiatan

Daerah penyelidikan terletak di daerah Danau Nisa dan Sekitarnya, Kabupaten Mamberamo Raya, Provinsi Papua, dengan ibu kota kabupaten adalah Burmeso. Keberadaan wilayah

administratif Kabupaten Mamberamo Raya dikukuhkan berdasarkan UU No. 19 tahun 2007 tentang Pembentukan Kabupaten Mamberamo Raya di Provinsi Papua pada tanggal 15 Maret 2007 (*sumber:www.depdagri.go.id/pages/profil-daerah/mamberamo-raya*). Secara geografis, lokasi kegiatan berada pada koordinat 137°00'-137°17' Bujur Timur dan 02°10'– 02°25' Lintang Selatan.

Penyelidik Terdahulu

Berdasarkan hasil penyelidikan terdahulu, diketahui bahwa Formasi Unk merupakan formasi pembawa batubara di daerah penyelidikan. Formasi ini ditafsirkan berumur Pliosen Akhir-Plistosen, terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir, konglomerat, dan lignit (Hakim, dkk., 1995). Untuk mendapatkan data yang lebih rinci tentang sebaran, ketebalan, dan sumber daya batubara di daerah penyelidikan, maka diperlukan penyelidikan pendahuluan di daerah tersebut agar dapat diketahui kuantitas dan kualitas endapan batubaranya.

Ucapan Terima Kasih

Dengan selesainya penyelidikan ini, kami mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu terlaksananya kegiatan ini, sejak dari perencanaan kegiatan, pelaksanaan dilapangan sampai pada saat penyelesaian laporan akhir. Ucapan

terima kasih kami sampaikan khususnya kepada:

1. Kepala Badan Geologi beserta staf.
2. Kepala Pusat Sumber Daya Geologi.
3. Pejabat Pembuat Komitmen, Pusat Sumber Daya Geologi.
4. Koordinator Tim Kelompok Penyelidikan Energi Fosil.
5. Kepala dan seluruh staf Dinas Pertambangan dan Energi Kabupaten Mamberamo Raya, Provinsi Papua.
6. Kepala-kepala Distrik, Desa dan Dusun, serta masyarakat Kabupaten Mamberamo raya, Provinsi Papua.
7. Rekan-rekan dari Kelompok Penyelidikan Energi Fosil, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.

GEOLOGI REGIONAL

Secara geologi, daerah penyelidikan terletak di bagian utara Peta Geologi Lembar Gunung Doom, Irian Jaya. Menurut Dow dan Sukamto, 1984 (dalam Hakim, dkk., 1995), pada jaman Akhir Mesozoikum atau Awal Tersier busur kepulauan gunung api (Formasi Auwewa) terbentuk di atas Kerak Samudera Pasifik. Pembentukan kepulauan gunungapi tersebut merupakan akibat penunjaman tepi muka utara Kerak Benua Australia yang menyelusup ke bawah Kerak Samudera Pasifik. Kelanjutan pemekaran Kerak Samudera Pasifik mengakibatkan benturan antara kerak tersebut dengan

daratan Kerak Benua Australia pada kala Oligosen. Peristiwa tersebut berhubungan erat dengan pengangkatan regional yang dikenal dengan nama Orogenesa Melanesia. Proses pengangkatan tersebut kemudian terhenti yang diikuti penurunan pada kala Miosen Tengah-Pliosen yang ditandai dengan pembentukan sedimen fluvial dan laut dangkal (Formasi Makats dan Formasi Aurimi). Pada kala Pliosen Akhir proses penurunan makin lambat dan pada saat itu terendapkan satuan sedimen kasar (Formasi Daewewa). Pada Pliosen Akhir penurunan terjadi lagi dan menerus hingga Plistosen yang ditandai oleh endapan sedimen halus yang tebal (Batulempung Wapoga dan Formasi Unk) dan diikuti oleh perkembangan batugamping terumbu.

Stratigrafi Regional

Menurut Hakim, dkk., (1995), stratigrafi regional daerah penyelidikan (Danau Nisa dan sekitarnya), urutan formasi dari yang tertua - muda, terdiri dari Formasi Makats (Tmm) berumur awal Miosen Tengah-awal Miosen Akhir, Formasi Aurimi (Tmpa) berumur Miosen Akhir-Pliosen, Formasi Unk (QTu) berumur Pliosen Akhir-Plistosen, Batulempung Wapoga (QTw) berumur Pliosen Akhir-Plistosen, Batuan Campur Aduk (Qc) terbentuk akibat tektonik kompresi pada umur Plistosen-Holosen, serta Aluvium (Qa) berumur Holosen.

Struktur Geologi Regional

Struktur geologi regional di daerah penyelidikan terdiri dari perlipatan berupa antiklin dan siklin, sesar mendatar dan sesar naik, serta kelurusan. Perlipatan relatif berarah utara-selatan dan baratdaya-timurlaut. Sesar mendatar relatif berarah barat-timur hingga baratlaut-tenggara, sedangkan sesar naik relatif berarah barat-timur dan baratdaya-timurlaut. Arah kelurusan di daerah penyelidikan sesuai dengan arah sesar dan perlipatan. Kemiringan lapisan formasi berkisar 10-80°.

KEGIATAN PENYELIDIKAN

Penyelidikan Lapangan

Penyelidikan ini merupakan tahap penyelidikan pendahuluan. Kegiatan yang dilakukan adalah pemetaan geologi endapan batubara yang difokuskan pada wilayah penyebaran formasi pembawa endapan batubara.

Pengumpulan data sekunder

Pengumpulan data sekunder terdiri dari data teknis, yaitu data geologi dan data endapan batubara, serta data non teknis, yaitu data demografi, infrastruktur, lingkungan, iklim dan lain-lain.

Data sekunder endapan batubara daerah penyelidikan diperoleh dari Peta Geologi Lembar Gunung Doom, Irian Jaya (Hakim, dkk., 1995). Dari data regional tersebut diinterpretasikan

bahwa di daerah Danau Nisa dan sekitarnya terdapat formasi pembawa batubara yaitu Formasi Unk, sedangkan data potensi batubara di daerah penyelidikan belum ada. Data non teknis mengenai demografi, infrastruktur, lingkungan, iklim dan lain-lain diperoleh dari instansi pemerintah daerah setempat dan Padmanaba, dkk. (2012).

Pengumpulan data primer

Pengumpulan data primer di lapangan adalah suatu kegiatan mencari dan mendata singkapan batubara, mengamati aspek geologi baik stratigrafi maupun struktur, membuat korelasi antar singkapan dan menafsirkan penyebaran, bentuk, dimensi dan distribusi dari lapisan batubara. Kegiatan ini dilakukan dengan melakukan pengamatan pada beberapa lintasan seperti sungai-sungai, tebing, bukaan jalan, galian atau tempat yang memungkinkan tersingkapnya endapan batubara. Dari singkapan batubara yang ditemukan, dilakukan pengukuran dan pencatatan beberapa parameter, yaitu arah jurus, kemiringan, tebal, deskripsi singkapan batubara dan batuan pengapitnya, serta koordinat lokasi pengamatan diukur dengan menggunakan GPS (*global positioning system*).

Selain beberapa parameter di atas, juga dilakukan pengambilan conto batubara untuk keperluan analisis laboratorium. Pengambilan conto

batubara dilakukan dengan metoda *grab sampling* yang dianggap dapat mewakili lapisan batuan yang akan dianalisis. Conto batubara yang diambil diusahakan dari bagian yang masih segar dan terbebas dari pengotor yang diakibatkan oleh pelapukan batuan, akar pepohonan dan humus. Conto yang diperoleh kemudian dibersihkan dan dikemas dalam kantong plastik.

Analisis Laboratorium

Kegiatan analisis laboratorium terhadap conto batubara terdiri atas analisis proksimat dan ultimat, serta petrografi organik batubara. Analisis proksimat dan ultimat bertujuan untuk mengetahui kualitas dari batubara. Analisis ini terdiri dari kandungan moisture (*Moisture Content*), kandungan zat terbang (*Volatile Matter*), kandungan abu (*Ash Content*), karbon tertambat (*Fixed Carbon*), kadar sulfur total (ST), nilai kalori (*Calorific Value*), berat jenis (*Specific Gravity*), indeks kekerasan (*Hardgroove Grindability Index*), kandungan unsur-unsur (C, H, N, S, O). Sedangkan analisis petrografi organik bertujuan untuk mengetahui komposisi maseral (material organik), nilai reflektansi vitrinit (derajat kematangan), serta kandungan mineral di dalam conto batubara, seperti lempung, oksida besi, dan pirit.

Pengolahan Data

Data penyelidikan terdiri dari data lapangan dan data kantor. Data lapangan adalah data hasil pemetaan geologi yang akan digunakan dalam menggambarkan pola sebaran, dimensi dan distribusi lapisan batubara, sedangkan data kantor adalah hasil analisis conto batubara di laboratorium yang akan digunakan sebagai data pendukung dalam penafsiran data lapangan, serta memberikan informasi tambahan mengenai kualitas, material organik penyusun batuan, dan kondisi lingkungan pengendapan.

Data pemetaan lapangan, analisis laboratorium, dan data literatur akan dipakai untuk menghasilkan suatu informasi mengenai potensi endapan batubara di daerah penyelidikan. Informasi tersebut terdiri dari sumber daya, kualitas dan prospek pemanfaatan batubara di daerah penyelidikan.

HASIL PENYELIDIKAN

Geologi Daerah Penyelidikan

Daerah penyelidikan tersusun oleh batuan sedimen berumur Pliosen Akhir - Holosen. Batuan sedimen tersebut ditutupi oleh Endapan Aluvium berumur Holosen yang tersingkap di daerah bagian utara. Endapan sedimen di daerah penyelidikan terdiri dari Endapan Aluvium, Batuan Campur Aduk, Batulempung Wapoga, dan Formasi Unk. Pola penyebaran dari formasi-formasi

tersebut umumnya membentuk perlipatan sinklin dan antiklin berarah relatif utara – selatan.

Morfologi

Daerah penyelidikan secara umum dicirikan oleh satuan morfologi perbukitan landai dan pedataran. Morfologi perbukitan landai menempati bagian selatan daerah penyelidikan dengan ketinggian 150-700 meter dari permukaan laut (m dpl). Sungai yang mengalir di daerah ini mempunyai pola aliran dendritik dengan stadium muda.

Daerah pedataran menempati bagian tengah-utara dengan ketinggian <150 meter dari permukaan laut (m pal). Pola aliran sungai di lokasi ini memiliki pola aliran dendritik dengan stadium muda hingga dewasa.

Stratigrafi

Stratigrafi di daerah penyelidikan tersusun oleh batuan sedimen berumur mulai Plistosen–Holosen. Urutan formasi dari yang tua ke muda adalah Formasi Unk (QTu), Batulempung Wapoga (QTW), Batuan Campur Aduk (Qc) dan Aluvium (Qa) (Gambar 1).

➤ **Formasi Unk (QTu)**, berumur Pliosen Akhir-Plistosen, tersusun oleh batulanau, batulempung, batupasir, konglomerat dan batubara. Formasi ini tersingkap di bagian tengah daerah penyelidikan. Menurut Gafoer dan Budhitrisna (1995); Suwarna dan

MASA	ZAMAN	KALA	UMUR (Juta Tahun)	Endapan Sedimen	Tektonik	Deskripsi	
KENOZOIKUM	KUARTER	Holosen	0,01	Qa		Lempung, Pasir, dan Kerikil	
		Plistosen			Qc		Campuran Lempung dan batuan yang lebih tua.
				QTW			Batulempung bersisipan Batupasir, Batulempung, dan Gambut
	TERSIER	Pliosen	Akhir	1,6	QTu		Batulempung, Batulanau, Batupasir, Konglomerat, dan Batubara.
			Awal	5,3			

Gambar 1. Kolom Stratigrafi Daerah Penyelidikan (modifikasi dari Hakim, dkk., 1995).

Noya (1995) (dalam Harahap, dkk., (2003), formasi ini terendapkan pada lingkungan laut dangkal.

- **Batulempung Wapoga (QTw)**, tersusun oleh batulempung bersisipan batupasir, batulanau, dan lapisan tipis gambut. Formasi ini berumur Pliosen Akhir-Plistosen, dan terendapkan pada lingkungan fluvial - delta.
- **Batuan Campur Aduk (Qc)**, terdiri dari lempung tergerus dan mengandung kepingan batuan yang lebih tua. Satuan ini diduga terbentuk akibat tektonik kompresi pada umur Plistosen-Holosen.
- **Aluvium (Qa)**, berumur Holosen, litologinya terdiri dari lempung, pasir dan kerikil sebagai endapan sungai dan rawa.

Struktur geologi

Struktur geologi yang berkembang di daerah penyelidikan berdasarkan data hasil pengamatan dan pengukuran perlapisan batuan adalah lipatan sinklin dan antiklin berarah utara-selatan dengan kemiringan <math><20^\circ</math>. Sedangkan sesar geser menganan diinterpretasikan

dari data singkapan batuan dan kenampakan pola kelurusan pada peta geologi daerah penyelidikan di bagian tengah (Gambar 2).

POTENSI ENDAPAN BATUBARA

Data lapangan dan interpretasi

Dari hasil pemetaan geologi di permukaan telah ditemukan 3 (tiga) lokasi singkapan batubara dan 18 lokasi singkapan batuan lain. Singkapan batubara di daerah penyelidikan terdapat pada Formasi Unk. Data lapisan batubara di permukaan memiliki ketebalan bervariasi berkisar 0,10 - 3,0 meter. Data-data singkapan batubara dan batuan lain dicantumkan pada Tabel 1.

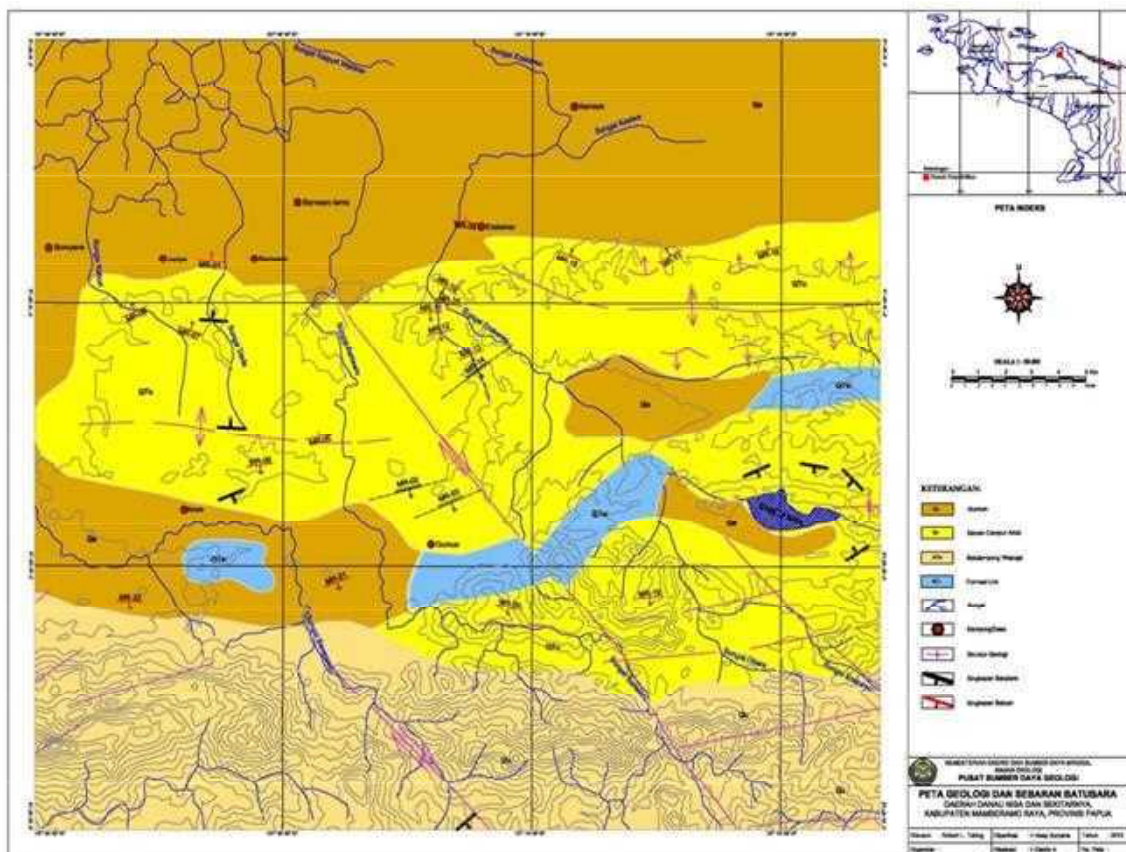
Penafsiran dari data-data lapangan, baik berdasarkan singkapan batuan maupun dari aspek geologi lainnya, diperkirakan endapan batubara pada Formasi Unk terdiri dari 3 (tiga) lapisan batubara.

Lapisan batubara pertama (seam A) merupakan lapisan batubara dengan notasi MR-03 dengan ketebalan $\pm 0,10$ meter. Secara megaskopis batubara ini

berwarna hitam-kecoklatan, kusam, rapuh, getas, mengandung hancuran sisa-sisa kayu yang belum terlitifikasi dengan baik, maka diperkirakan lapisan batubara ini relatif muda dan per lapisannya tidak menerus, serta merupakan lapisan batubara paling atas di daerah penyelidikan.

Lapisan batubara kedua (seam B) merupakan lapisan batubara dengan

notasi MR-02 dengan ketebalan $\pm 0,15$ meter. Secara megaskopis, batubara pada lapisan ini berwarna hitam-kecoklatan, kusam, rapuh, getas, dan masih mengandung serat-serat kayu. Dari kenampakan pada singkapan, lapisan batubara ini juga memiliki per lapisan tidak menerus.



Gambar 2. Peta geologi daerah penyelidikan (modifikasi dari Hakim, dkk., 1995).

Tabel 1. Data singkapan batuan di daerah penyelidikan.

No.	Kode Singkapan	BT				LS			Strike/Dip	Keterangan
1	MR-01	137°	3'	32,55"	2°	14'	11,49"	N105°E/5°	Lempung	
2	MR-02	137°	7'	31,64"	2°	18'	31,22"	N85°E/25°	Batubara	
3	MR-03	137°	8'	22,74"	2°	18'	46,20"	N80°E/30°	Batubara	
4	MR-05	137°	5'	41,50"	2°	17'	35,50"	-	Konglomerat	
5	MR-06	137°	4'	32,10"	2°	18'	05,20"	N85°E/20°	Batulempung Karbonan	
6	MR-07	137°	3'	08,11"	2°	15'	31,03"	N285°E/12°	Batulempung karbonan	
7	MR-08	137°	2'	01,10"	2°	15'	10,10"	N250°E/10°	Batulempung karbonan	
8	MR-09	137°	8'	39,6"	2°	13'	27,40"	N280°E/5°	Perselingan pasir dan lempung	
9	MR-10	137°	8'	14,68"	2°	14'	40,98"	N120°E/21°	Batulempung Karbonan	
10	MR-11	137°	7'	57,22"	2°	15'	09,66"	N80°E/10°	Batulempung Karbonan	
11	MR-12	137°	8'	08,09"	2°	15'	32,99"	N70°E/15°	Batulempung Karbonan	
12	MR-13	137°	8'	46,40"	2°	15'	59,10"	N65°E/12°	Batulempung Karbonan	
13	MR-14	137°	8'	54,65"	2°	16'	17,12"	N55°E/10°	Batubara	
14	MR-15	137°	8'	18,39"	2°	14'	59,95"	-	Konglomerat	
15	MR-16	137°	14'	43,55"	2°	13'	59,08"	N280°E/14°	Batulempung Karbonan	
16	MR-17	137°	12'	46,13"	2°	14'	05,83"	N245°E/12°	Batulempung Karbonan	
17	MR-18	137°	10'	45,27"	2°	14'	5,94"	N285°E/15°	Batulempung Karbonan	
18	MR-19	137°	12'	21,66"	2°	20'	34,59"	N85°E/15°	Batulempung Karbonan	
19	MR-20	137°	9'	32,62"	2°	20'	46,12"	N95°E/13V	Batulempung Karbonan	
20	MR-21	137°	6'	04,75"	2°	20'	17,95"	N70°E/18°	Perselingan pasir dan lempung	
21	MR-22	137°	1'	55,29"	2°	20'	39,70"	N92°E/12°	Perselingan pasir dan lempung	

Lapisan batubara ketiga (seam C) merupakan lapisan batubara dengan notasi MR-14 dengan ketebalan lapisan $\pm 3,0$ meter. Batubara di lokasi ini berada pada lantai Sungai Bemo. Bagian atas lapisan batubara diapit oleh batulempung berwarna kelabu terang. Secara megaskopis, batubara yang ditemukan berwarna hitam-kecoklatan, kusam, agak keras, getas, dan masih mengandung serat-serat kayu yang belum terlitifikasi dengan baik.

Secara umum, lapisan batubara di daerah penyelidikan memiliki jurus (strike) berarah baratdaya-timurlaut dan kemiringan (dip) berarah tenggara.

Kualitas batubara

Hasil analisis *proximate* dan *ultimate* dari 3 (tiga) conto batubara daerah Danau Nisa dan sekitarnya, yang dilakukan di Laboratorium Pusat Sumber Daya Geologi diperlihatkan pada Tabel 2.

Berdasarkan data hasil analisis *proximate* dan *ultimate*, jumlah kandungan karbon pada lapisan batubara berkisar 60,69-65,54%, nilai kalori berkisar 4626-5417 cal/gr, kandungan zat terbang (*volatile matter*) berkisar 46,67-52,18%, serta berdasarkan analisis petrografi organik, nilai R_{vmax} berkisar 0,28-0,32%, mengindikasikan bahwa batubara di

daerah penyelidikan dikategorikan sebagai batubara peringkat rendah (peralihan dari peringkat *lignite-subbituminous C*) (Taylor dkk., 1998).

Secara petrografi organik (Tabel 3), material organik/maseral conto batubara di dominasi oleh kelimpahan maceral vitrinit, yaitu berkisar 50-82,8%, inertinit berkisar 0,1-0,5%, dan liptinit 2-30%.

Tabel 2. Hasil analisis kimia (*proximate dan ultimate*) conto batubara daerah Danau Nisa dan sekitarnya.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code		
			MR-02	MR-03	MR-14
FREE MOISTURE	%	ar	47.47	43.53	49.28
TOTAL MOISTURE	%	ar	52.54	48.06	54.14
PROXIMATE					
MOISTURE	%	adb	9.66	8.03	9.59
VOLATILE MATTER	%	adb	52.18	46.67	48.71
FIXED CARBON	%	adb	34.43	29.07	26.55
ASH	%	adb	3.73	16.23	15.15
TOTAL SULPHUR	%	adb	0.31	4.01	2.88
HGI*		adb	28	44	36
SG/RD		adb	1.38	1.48	1.45
SI*		adb	0	0	0
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	5417	4626	4755
ULTIMATE					
CARBON*	%	daf	65.54	60.69	64.11
HYDROGEN*	%	daf	5.44	5.30	5.56
NITROGEN*	%	daf	1.35	0.77	1.29
SULPHUR*	%	daf	0.36	5.29	3.83
OXYGEN*	%	daf	27.32	27.95	25.21

Air dried basis = As determined basis
HGI = ASTM D 409
* = belum terakreditasi

Menurut Waples (1985), meseral vitrinit merupakan material organik/maseral yang berasal dari material tumbuhan tinggi (kayu, selulosa).

Tabel 3. Hasil analisis petrografi organik conto batubara daerah Danau Nisa dan sekitarnya.

No.	No. CONTO	LITOLOGI	MEAN REFLEKTAN VITRINIT (% Roman)	KISARAN (%)	STANDARD DEVIAS	N	KOMP. MASERAL (%)			WATERAL MINERAL (%)		
							V	I	L	CLAY	OXID	PI
1	MR-02	SB	0.29	0.25-0.33	0.018	30	82.8	0.1	2	10	3	2.1
2	MR-03	SB	0.33	0.29-0.36	0.023	30	60	0.5	30	3	2	14.5
3	MR-14	SB	0.28	0.25-0.33	0.018	30	78.7	0.2	8	10	1.1	2

KETERANGAN: SB = Serpih Hitam V = Vitrit CLAY = Masal lempung
 DIC = Dark coal I = inertit OXID = Oksidasi
 CSH = Coaly Shale L = liptinit PI = Pasir
 BB = Batubara N = Jumlah pengamatan

Sumber Daya Batubara

Penghitungan sumberdaya batubara diperoleh dari data lapangan dan data laboratorium. Data lapangan yang diperlukan untuk mengetahui jumlah sumber daya adalah tebal, kemiringan dan panjang sebaran lapisan batubara, sedangkan data laboratorium yang diperlukan adalah berat jenis batubara (SG). Berdasarkan Klasifikasi Sumberdaya dan Cadangan Batubara Standar Nasional Indonesia (SNI) amandemen 1-SNI 13-5014-1998 dari Badan Standarisasi Nasional, sumberdaya batubara di daerah penyelidikan dapat dikelompokkan kedalam sumberdaya hipotetik (*hypothetical coal resource*) dengan kriteria perhitungan sebagai berikut:

- Tebal minimal lapisan batubara yang dihitung adalah 1(satu) meter.
- Panjang sebaran kearah jurus dibatasi sejauh 1000 meter dari singkapan paling akhir.
- Lebar yang dihitung kearah kemiringan dibatasi sampai

kedalaman 100 m dengan besar sudut kemiringan sebesar 10^0 .

- Berat jenis (SG) yang dihitung adalah berat jenis dari hasil analisis laboratorium sebesar 1,45.
- Sumber daya batubara di daerah penyelidikan dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (Tabel 4):

$$\text{Sumber Daya} = \{[\text{Panjang (m)} \times \text{Lebar (m)} \times \text{Tebal (m)}] \times \text{Berat Jenis (ton/m}^3\}$$

Tabel 4. Penghitungan sumber daya batubara di daerah penyelidikan.

Formasi	Kode Lapisan	Panjang (m)	Lebar (m)	Tebal (m)	SG (ton/m ³)	Sumber daya (ton)
Unk	Seam C	2000	576	3	1,45	5.011.200

Dari hasil penghitungan dengan menggunakan persamaan di atas, maka diketahui besarnya sumber daya batubara (seam C) di daerah penyelidikan adalah sebesar 5.011.200 ton dan dikategorikan sebagai sumber daya hipotetik.

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Batubara

Ditinjau dari segi kualitas berdasarkan analisis laboratorium, batubara lapisan ketiga (seam C) di daerah penyelidikan memiliki kualitas rendah dengan nilai kalori sebesar 4755

cal/gr, sedangkan dari segi kuantitas, penghitungan sumber daya batubara di daerah penyelidikan (berdasarkan data singkapan batubara yang dapat diukur di permukaan) sangat sedikit/kecil, yaitu sebesar 5.011.200 ton. Jumlah sumber daya tersebut hanya dapat dimanfaatkan untuk penambangan skala kecil (kebutuhan lokal) saja. Akan tetapi, apabila dilakukan penyelidikan lebih rinci serta dilakukan pemboran pada singkapan batubara, maka sumber daya tersebut diduga akan lebih besar dari yang telah diperhitungkan.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

Dari uraian di atas, maka dapat diambil kesimpulan bahwa Formasi pembawa batubara di daerah penyelidikan adalah Formasi Unk, terdiri dari 3 (dua) lapisan batubara. Lapisan pertama dan kedua diberi notasi MR-3 dan MR-02 (seam A dan seam B), dengan ketebalan berkisar 0,1 dan 0,15 meter, sedangkan lapisan ketiga (seam C) diberi notasi MR-14 dengan ketebalan 3,0 meter. Lapisan ini diapit oleh batulempung berwarna kelabu terang di bagian atas dan batulempung karbonan berwarna kelabu gelap pada bagian bawah. Potensi endapan batubara diperkirakan sebesar 5,011,200 ton.

Saran

Apabila akan dilakukan penyelidikan lanjut atau akan diusahakan secara ekonomis, maka perlu dipertimbangkan keterbatasan sarana

dan prasarana yang tersedia, seperti mahalnya biaya transportasi untuk mencapai lokasi sehingga berimplikasi terhadap tingginya biaya operasional.

DAFTAR PUSTAKA

- Hakim, A.S., Baharuddin, Susanto, E., 1995; *Peta Geologi Lembar Gunung Doom, Irian Jaya*, Puslitbang Geologi Bandung.
- Harahap, Bhakti, H., Syaiful B., Baharuddin, Suwarna N., Panggabean H., Simanjuntak T.O. (2003), *Stratigraphic Lexicon of Indonesia*, (Special Publication No. 29), Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Padmanaba Michael, Boissière Manuel, Ermayanti, Sumantri Hendi, Achdiawan Ramadhani, 2012; *Pandangan tentang perencanaan kolaboratif tata ruang wilayah di Kabupaten Mamberamo Raya, Papua, Indonesia*.
www.depdagri.go.id/pages/profil-daerah/mamberamo-raya).

**PENYELIDIKAN PENDAHULUAN ENDAPAN BATUBARA
DAERAH MANTANGAU KABUPATEN BULUNGAN
PROVINSI KALIMANTAN UTARA**

Agus Maryono

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Daerah penyelidikan berada pada Cekungan Tarakan, sebagian besar tersusun oleh batuan Vulkanik berumur Kapur dan batuan sedimen berumur Tersier.

Cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Semporna di bagian utara yang terletak di sebelah utara perbatasan Indonesia - Malaysia. Di bagian selatan, cekungan ini dipisahkan dengan Cekungan Kutai oleh Punggungan Mangkalihat. Di bagian barat cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Kuching. Ke arah timur, Cekungan Tarakan memanjang mengikuti paparan benua hingga mencapai *Makassar Trough* di Selat Makassar bagian utara dan Laut Sulawesi.

Endapan-endapan sedimen Tersier yang terdapat disekitar lokasi penyelidikan adalah Formasi Sajau, Formasi Sinjin, Formasi Tabul, Formasi Jelai, Formasi Sembakung dan Formasi Bengara adapun sumbat retas merupakan produk vulkanik yang menerobos Formasi Sinjin yang berumur Pleistosen, formasi-formasi tersebut umumnya bervariasi ada yang selaras, tidak selaras dan saling menjemari.

Endapan batubara terdapat pada Formasi Tabul, Keterdapatannya menerus dengan ketebalan 0,40 meter sampai ± 2 meter berdasarkan pengukuran pada singkapan.

Batubara di daerah Mantangau dan sekitarnya dilihat dari segi kuantitas mempunyai sumberdaya terduga dengan jumlah sebesar 7.013.529 ton dihitung sampai kedalaman 50 meter dan mencapai 14.412.927 ton bila dihitung sampai kedalaman 100 meter yang tersebar pada lima lapisan dan secara kualitas batubara daerah Mantangau ini memiliki nilai kalori yang cukup tinggi yaitu berkisar 6760 Cal/gr.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Dengan meningkatnya kebutuhan energi dimasa kini dan yang akan datang maka upaya pencarian sumber daya energi terus dilakukan. Setiap tahun

Badan Geologi melalui Pusat Sumber Daya Geologi berupaya melakukan penyelidikan dan penelitian untuk mengetahui wilayah-wilayah yang mempunyai potensi sumber daya energi.

Batubara merupakan salah satu sumber energi di Indonesia yang saat ini banyak dibutuhkan, untuk itu perlu ada upaya untuk mendapatkan daerah-daerah baru yang mempunyai potensi endapan batubara.

Pada tahun anggaran 2013, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral melakukan penyelidikan batubara di berbagai wilayah di Indonesia salah satunya adalah daerah Mantangau, Kabupaten Bulungan, Provinsi Kalimantan Utara.

Latar belakang penyelidikan daerah Mantangau ini dilakukan karena secara geologi terdapat formasi pembawa batubara yang mungkin mempunyai potensi dan dapat dikembangkan baik untuk daerah ataupun pusat sebagai data informasi.

Maksud Dan Tujuan

Maksud penyelidikan ini adalah untuk mendapatkan data batubara yang meliputi jurus, kemiringan lapisan, tebal lapisan, sebaran, sumberdaya dan kualitas.

Tujuannya adalah untuk mengetahui potensi endapan batubara di daerah Mantangau dan kemungkinan untuk ditindaklanjuti agar dapat dimanfaatkan serta untuk menambah data Pusat Sumber Daya Geologi.

Lokasi Daerah Penyelidikan

Secara administratif daerah penyelidikan termasuk kedalam Kecamatan Sekatak, Kabupaten Bulungan, Provinsi Kalimantan Utara. Secara geografis terletak antara koordinat 117°05' - 117°20' BT dan 03°05' – 03°20' LU, dengan luas daerah penyelidikan berkisar 25.000 ha.

Daerah Mantangau bisa dicapai dari Balikpapan dengan menggunakan transportasi udara atau menggunakan transportasi darat melalui Tanjung Redep atau Tarakan, bila melalui Tarakan dari Balikpapan selanjutnya ke Tanjung Selor menggunakan transportasi air reguler setiap hari atau menggunakan perahu sewaan, selanjutnya menuju daerah Mantangau melalui darat. (gambar 1).

PENYELIDIK TERDAHULU

Penyelidikan secara umum disekitar daerah ini pernah dilakukan oleh beberapa penyelidik terdahulu diantaranya, Agus Subarnas dkk, 1992 berupa ; Penyelidikan Pendahuluan Endapan batubara daerah Tarakan , Bunyu, Mandul, Nunukan dan Sebatik Kabupaten Bulungan, Kalimantan Timur, batubara ditemukan pada Formasi Sajau. Tahun 1995 Hidayat. S, Amirudin., dan D. Satrianas., dari PPPG Melakukan Pemetaan Geologi pada Lembar Tarakan dan Sebatik, Kalimantan Skala 1 : 250.000 yang menjelaskan bahwa di daerah penyelidikan khususnya pada

Formasi Tabul dan Formasi Sajau terdapat batubara.

GEOLOGI REGIONAL

Secara regional daerah Mantangau terletak di bagian Selatan Peta Geologi Lembar Tarakan dan Sebatik, (S. Hidayat, Amirrudin & D. Satrianas, 1995) terisi oleh batuan berumur Kapur, Tersier dan Kuartar. Daerah Mantangau termasuk dalam Cekungan Tarakan bagian barat.

Cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Semporna di bagian utara yang terletak di sebelah utara perbatasan Indonesia-Malaysia. Di bagian selatan, cekungan ini dipisahkan dengan Cekungan Kutai oleh Punggungan Mangkalihat. Di bagian barat cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Kuching. Ke arah timur, Cekungan Tarakan memanjang mengikuti paparan benua hingga mencapai Makassar Trough di Selat Makassar bagian utara dan Laut Sulawesi.

Cekungan Tarakan merupakan cekungan *passive margin* dengan beberapa unsur tektonik membaji, dimana sedimen Miosen dan Oligosen menipis kearah sekuen Eosen dan sekaligus dialasi oleh sekuen rift berumur Eosen tersebut. Anomali magnetik menunjukkan pemekaran lantai samudera yang berasosiasi dengan sesar-sesar transform berarah barat laut

dan membagi cekungan ini kedalam 4 sub-cekungan yaitu:

1. Sub-Cekungan Muara, dengan deposenter berkembang pada bagian *offshore* di bagian paling selatan cekungan.
2. Sub-Cekungan Berau, sebagian besar onshore dan berada di bagian selatan.
3. Sub-Cekungan Tarakan, sebagian besar *offshore*, termasuk Pulau Bunyu dan Tarakan dan berada di utara cekungan.
4. Sub-Cekungan Tidung, terletak paling utara dan sebagian besar berada pada bagian *onshore*.

Lokasi penyelidikan berada pada sub-Cekungan Tarakan bagian utara.

Morfologi

Berdasarkan kenampakan bentuk bentang alam daerah penyelidikan secara umum dapat dibedakan atas dua satuan morfologi yaitu satuan perbukitan berlereng terjal dan perbukitan berlereng landai dengan pola pengaliran sungai paralel, dicirikan oleh bentuk umum cenderung sejajar, berlereng sedang - agak curam, dipengaruhi struktur geologi, terdapat pada perbukitan memanjang dan dipengaruhi perlipatan.

Morfologi perbukitan berlereng terjal menempati bagian barat tepatnya di barat daya daerah penyelidikan dengan luas sekitar 40 % daerah penyelidikan, ketinggiannya berkisar dari

0 m – 550 m diatas permukaan laut dengan pola pengaliran sungai paralel, dicirikan oleh bentuk umum cenderung sejajar, berlereng sedang-agak curam, dipengaruhi struktur geologi, terdapat pada perbukitan memanjang dan dipengaruhi pelipatan dengan arah punggungan dan lembah barat laut – tenggara.

Morfologi perbukitan berlereng landai terletak di bagian timur daerah penyelidikan, menempati sekitar 60 % daerah penyelidikan, ketinggiannya berkisar antara 0 m – 150 m diatas permukaan laut, pola pengaliran sungai paralel. Batuan yang menutupinya antara lain batuan sediment, batuan vulkanik dan batugamping.

Stratigrafi

Tatanan stratigrafi daerah penyelidikan ditempati oleh batuan yang mempunyai kisaran umur Pra-Tersier sampai Kuartar, dimana susunan batuan tersebut dapat di urutkan sebagai berikut (dari tua ke muda) ;

Batuan Klastik halus Formasi Bengara (Mzb) berumur Kapur terdiri dari perselingan batulempung, batulanau dan serpih sangat keras dengan sisipan tuf, yang umumnya terkersikan dan setempat termalihkan. Berstruktur perairan sejajar-bergelombang dan tikas seruling. Merupakan endapan turbidit distal di laut dalam. Satuan ini ditutupi

secara tidak selaras oleh Formasi Sembakung.

Formasi Sembakung (Tes) terdiri dari perselingan batupasir, batugamping, batulanau, batulempung, serpih dan batugamping foraminifera. Batupasir berstruktur perlapisan silang siur dan tikas beban. Fosil foraminifera terdiri dari *Nummulites sp.* *Heterostegina sp.* *Fasciolites sp.* *Globigerina sp.* Dan *Globorotalia sp.* Formasi ini berumur Eosen dengan lingkungan pengendapan dekat pantai, laut dangkal sampai laut dalam (Buchan, 1771). Formasi ini tertindih tak selaras oleh Formasi Naintupo.

Formasi Jelai (Tomj) terdiri dari perselingan breksi gunung api dan tuf dengan sisipan lava andesit. Umurnya tidak diketahui pasti, mungkin sama dengan Formasi Langap fasies vulkanik (BRGM-SDM) berumur sekitar Oligosen-Miosen, diendapkan di lingkungan darat. Formasi Jelai menindih tidak selaras Formasi sembakung. Hubungan dengan Formasi lain nya tudak diketahui.

Formasi Tabul (Tmt) terdiri dari perselingan batulempung, batulumpur, batupasir, batugamping dan batubara di bagian atas, umumnya gampingan. Fosil petunjuk tidak ditemukan kecuali pecahan foram besar *Cycloclypeus sp.* Dan *Operculina sp.* Yang berumur Miosen Tengah. Berdasarkan kedudukannya dan adanya pecahan fosil tersebut diperkirakan umur formasi ini

Miosen Akhir. Lingkungan pengendapannya Delta sampai Laut Dangkal, tebal Formasi diperkirakan 600 m. Formasi Tabul tertindih tidak selaras oleh endapan gunung api Formasi Sinjin.

Formasi Sajau (TQps) terdiri dari batupasir kuarsa, batulempung, batulanau, batubaralinit dan konglomerat. Struktur sedimen per lapisan silang siur planar dan mangkok, bioturbasi, perairan sejajar, bintil besi, mengandung fosil kayu, umumnya karbonan. Formasi ini berumur Plioplistosen berdasarkan fosil moluska (Beets, 1950) dan diendapkan pada lingkungan fluvial sampai delta dan tebal 600-2000m.

Formasi Sinjin (Tps) terdiri dari perselingan tuf, breksi tuf, aglomerat dan lava andesit-piroksen. Tuf mengandung bongkah agat dan obsidian, berstruktur perairan sejajar, kiraian alir setempat terlaskan. Lava andesit porfiris, berstruktur aliran. Formasi Sinjin diperkirakan berumur Pliosen. Formasi ini terletak tidak selaras di atas Formasi Tabul dan menjemari dengan Formasi Sajau bagian bawah. Lokasi tipenya terdapat di daerah Muara Sekatak dekat perbatasan dengan Lembar Tanjung Selor.

Sumbat Dan Retas (Qpi) terdiri dari andesit (an) dan dasit. Andesit, porfiris dengan fenokris plagioklas dan piroksen dalam massadasar halus mengandung plagioklas, kuarsa,

piroksen, hornblenda, bijih da kaca gunung api, sebagian terkloritkan. Basal berbutir halus-afanitik. Dasit, porfiris dengan fenokris plagioklas, kuarsa dan muskovit dalam massadasar plagioklas dan kuarsa. Terkarbonatkan dan seritasi. Batuan tersebut menerobas Formasi Sinjin dan diduga berumur Pleistosen.

Aluvium (Qa) berupa lumpur, lanau, pasir, kerikil dan koral, merupakan endapan pantai, sungai dan rawa.

Struktur Geologi

Struktur geologi yang berkembang dalam lokasi penyelidikan adalah berupa perlipatan, sinklin dan antiklin dengan arah punggungan berarah barat laut – tenggara, begitupun dengan arah lembah sinklinnya barat laut – tenggara berumur Tersier, dengan sudut kemiringan lapisan berkisar antara 5° – 25° ,

Daerah penyelidikan diisi oleh sebaran formasi batuan yang pada umumnya melebar dan mengarah Barat laut - Tenggara.

Sinklin dan antiklin terbentuk pada Formasi Bengara dengan arah barat laut-tenggara, struktur itu terjadi seiring dengan pengendapan Formasi Bengara yang berumur Kapur.

KEGIATAN PENYELIDIKAN

Penyelidikan Lapangan

Kegiatan penyelidikan diutamakan pada pemetaan geologi

permukaan dengan cara mencari singkapan-singkapan batuan, khususnya batubara. Kegiatan ini dilakukan dengan menyusuri sungai, menyusuri jalan setapak, merintis serta memanfaatkan akses jalan yang sudah ada bila memang pencapaiannya dapat memperingan pekerjaan. Semua temuan singkapan diukur kedudukan lapisannya dan diplot pada peta dasar skala 1:50.000.

Pengumpulan Data Primer

Data primer adalah data yang diperoleh dari hasil kegiatan lapangan, yaitu dari hasil pemetaan geologi. Data yang diperoleh dari pemetaan geologi diantaranya adalah data jurus dan kemiringan lapisan baik itu batubara ataupun batuan lain yang tersingkap di lapangan, data ketebalan, data koordinat lokasi singkapan dan data-data lain dipermukaan.

Analisis Laboratorium

Analisis laboratorium dilakukan guna mengetahui kualitas batubara. Metode Analisis yang dilakukan adalah analisa kimia dan analisa fisika.

Analisis kimia meliputi Proximate dan Ultimate, unsur yang diperiksa adalah proximate ; moisture, volatile matter, fixed carbon, ash, total sulfur, hgi, sg/rd, si dan *calorific value* sedangkan ultimate ; carbon, hydrogen, nitrogen, sulfur, oxygen. Jumlah conto yang di

analisis kimia dari hasil penyelidikan ini sebanyak 11 conto.

Analisis fisika atau biasa disebut analisis petrografi batubara, unsur yang diperiksa adalah kandungan-kandungan pembentuk batubara itu sendiri serta mineral atau batuan lain yang menyertainya. Jumlah conto yang di analisis fisika dari hasil penyelidikan ini sebanyak 6 conto.

HASIL PENYELIDIKAN

Dari penyelidikan yang telah dilakukan sejak bulan Juni 2013 sampai Juli 2013 telah ditemukan beberapa singkapan batubara dan batuan lainnya yang tersingkap di pinggir-pinggir sungai dan tebing. Keberadaan batubara tersebut menyebar dengan arah strike Barat Daya – Tenggara, di beberapa lokasi ada singkapan yang memang terganggu akibat adanya struktur yang berkembang disekitarnya, namun secara umum arah lapisan batubara dapat terukur sehingga singkapan-singkapan ada dapat di hubungkan guna mengetahui arah sebarannya.

Sebaran Batubara

Dari hasil pemetaan geologi permukaan batubara ditemukan pada Formasi Tabul, singkapan batubara umumnya ditemukan di sungai dan di tebing – tebing. Seluruh singkapan merupakan hasil pemetaan permukaan dan merupakan singkapan inti saja yang

dimasukan dalam laporan karena pada umumnya singkapan-singkapan tersebut mengandung jenis batuan yang sama.

Kualitas Batubara

Kualitas batubara dapat dilihat dari hasil analisis yang telah dilakukan di laboratorium. Berdasarkan hasil analisis kimia pada 11 conto, kualitas batubara daerah mantangau menunjukkan kandungan air bebas (FM,ar) berkisar antara 18,75 % - 26,34 % ; kandungan air tital (TM,ar) berkisar antara 22,10 % - 30,80 % ; kandungan air terikat (M,adb) antara 5,0 % - 6,05 % ; Kandungan gas terbang (VM, adb) antara 43,77 % - 47,94 % ; Karbon tertambat (FC, adb) antara 41,50 % - 48,62 % ; Kandungan abu (Ash, adb) antara 0,98 % - 7,57 % ; Kadar Sulfur total (St, adb) antara 2,11 % - 5,57 % ; Indek Kekerasan (HGI, adb) antara 63 – 77 ; Berat Jenis (SG, adb) antara 1,29 % - 1,37 % ; dan Nilai Kalori (CV, adb) antara 6443 Cal/gr – 6991 Cal/gr.

Berdasarkan analisis proksimat, peringkat batubara ditentukan oleh tiga parameter utama yaitu nilai kalori (CV), kandungan zat terbang (VM) dan karbon tertambat (FC). Untuk batubara derajat tinggi, unsur zat terbang (VM) dan karbon tertambat (FC) lebih berperan dalam menentukan peringkat batubara dibanding nilai kalori (CV). Untuk batubara derajat sedang-rendah, nilai

kalori (CV) digunakan dalam menentukan peringkat batubara.

Bila diamati secara umum (lihat hasil analisis) batubara di lokasi penyelidikan mempunyai nilai kalori yang tinggi yaitu berkisar 6443 – 6991 kal/gr. Parameter yang harus diperhatikan untuk jenis batubara yang mempunyai nilai kalori tersebut adalah Volatile Matter, Fixed Carbon dan Ash, sedangkan untuk parameter lain seperti kandungan air (TM) yang berkisar 22,10 – 29,80% hal ini berkaitan dengan umur.

Kemudian bila dilihat dari kandungan belerang total (St) yang rendah berkisar 2,28 – 6,18 % hal ini dimungkinkan akibat pengaruh lingkungan pengendapan. Hal ini dimungkinkan Formasi Tabul diendapkan di lingkungan delta – estuarin, kurang atau sedikit sekali pengaruh laut.

Bila dilihat dari hasil analisis petrografi terhadap 6 conto batubara menunjukkan secara umum maseral Vitritin dari Inertinite sangat dominan bervariasi yaitu antara 94 % - 97 %, Liptinit berkisar antara 0,4 % - 1,3 %. Dari hasil analisis ini Vitritin lebih dominan hal ini menunjukkan bahan pembentuk batubara berasal dari tumbuh-tumbuhan tingkat tinggi atau pohon-pohon keras. Untuk kandungan mineral umumnya didominasi oleh mineral lempung yang hadir sebagai butiran atau pengisian rekahan diantara pita-pita vitritin, sedangkan untuk mineral

lainnya terisi oleh Oksida Besi, Pirit dan Karbonat.

Nilai Reflektansi Vitritin berkisar antara 0,39 % - 0,44 % dari hasil analisis petrografi ditafsirkan bahwa batubara pada Formasi tabul diklasifikasikan sebagai *High Volatile C Bituminous* - *High Volatile B Bituminous* yang diendapkan pada lingkungan *delta plain* – *upper delta plain*.

Sebagai salah satu acuan untuk membantu dalam menentukan peringkat batubara (rank batubara) digunakan tabel klasifikasi batubara.

Sumber Daya Batubara

Berdasarkan hasil penyelidikan lapangan yang telah dilakukan keterdapatan batubara di daerah Mantangau dan sekitarnya, endapan batubara terdapat di bagian kanan daerah penyelidikan menempati $\pm 30\%$ dari luas lokasi penyelidikan, berdasarkan pengukuran arah jurus dan kemiringan penyebarannya lebih dominan mengarah barat laut – tenggara dengan kemiringan bervariasi. Keberadaan endapan batubara tersebut mengisi Formasi Tabul.

Potensi batubara secara umum cukup baik, bila dihitung menurut perhitungan SNI dimana ;

- Tebal lapisan batubara yang dihitung adalah tebal terukur dari lokasi batubara pada titik koordinat singkapan dengan kriteria untuk

batubara energi rendah ketebalan minimal 1 m dan untuk batubara energi tinggi ketebalan minimal 0.4 m.

- Panjang sebaran ke arah jurus atau jarak terjauh dari titik singkapan dibatasi sampai 1.000 m, sehingga total panjang sebaran kedua arah yang berlawanan dari satu titik informasi mencapai 2.000 m.
- Besar sudut kemiringan lapisan yang dipakai adalah besar sudut kemiringan yang terukur pada masing-masing singkapan.
- Apabila besar sudut kemiringan pada lokasi singkapan kurang jelas maka digunakan sudut kemiringan dari titik informasi lain yang terdekat.
- Lebar yang dihitung kearah kemiringan dibatasi sampai kedalaman 50 m, rumus yang digunakan untuk menghitung lebar adalah $L = 50/\sin\alpha$ (L = lebar; 10 = batas kedalaman sampai 50 m; α = besar sudut kemiringan lapisan batubara).
- Berat jenis yang digunakan adalah berat jenis dari hasil analisis, dengan catatan apabila berat jenis di titik informasi tidak diketahui, digunakan berat jenis dari titik informasi lain yang terdekat.
- Rumus yang digunakan untuk menghitung sumber daya adalah sebagai berikut :

Sumber Daya = Panjang (m) x Tebal (m) x Lebar (m) x Berat Jenis (ton/m^3).

Atau dirumuskan sebagai berikut ;

$$C = P \times t \times Dd \times Bj$$

Keterangan :

C : Cadangan batubara

P : Panjang *strike* penyebaran batubara (m)

T : Tebal Batubara

Bj : Berat jenis batubara (1,3)

Dd : *Down dip* / Lebar batubara kearah kemiringannya berdasarkan *cross section*.

Berdasarkan rumus perhitungan di atas maka sumber daya batubara daerah Mantangau dan sekitarnya dapat dilihat pada tabel Perhitungan Sumber Daya Batubara Mantangau dan Sekitarnya.

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Bahan Galian

Batubara di daerah Mantangau dan sekitarnya dilihat dari segi kuantitas mempunyai Sumber Daya dengan jumlah yang cukup banyak, yaitu sebesar 7.013.529 ton dan mencapai 14.412.927 ton bila dihitung sampai kedalaman 100 meter yang tersebar pada lima lapisan.

Dilihat dari segi kualitas batubara tersebut cukup baik, maka dengan jumlah dan kualitas yang ada daerah penyelidikan sangat potensial untuk dikembangkan lebih lanjut.

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari semua hasil penyelidikan dan pengolahan data yang telah dikerjakan, maka diambil kesimpulan sebagai berikut :

- Secara geologi daerah penyelidikan termasuk ke dalam Cekungan Tarakan.
- Formasi pembawa batubara yang potensial di daerah penyelidikan adalah Formasi Tabul yang berumur Miosen Akhir.
- Terdapat lima lapisan batubara yang ditemukan pada Formasi Tabul membentuk sinklin dengan sumbu berarah hampir Barat Daya – Tenggara dengan besar sudut kemiringan lapisan berkisar antara $4^\circ - 30^\circ$.
- Kualitas batubara daerah penyelidikan khususnya untuk nilai kandungan air total (TM), kandungan abu (Ash), kadar Belerang total (St) dan nilai kalori (CV) rata-rata adalah : (TM) = 25,49%, (Ash) = 3,59%, (St) = 3,65% dan (CV) = 6760 kal/gr.
- Sumberdaya batubara daerah Mantangau dan Sekitarnya secara keseluruhan adalah sebesar 7.013.529 ton dihitung sampai kedalaman 50 meter dan mencapai 14.412.927 ton bila dihitung sampai kedalaman 100 meter yang digolongkan sebagai sumberdaya hipotetik yang terbagi dalam lima lapisan batubara.

- Prospek dan pengembangan batubara di wilayah penyelidikan ini bila dilihat dari segi kuantitas cukup banyak dan bila dilihat dari segi kualitas nya termasuk dalam batubara berkualitas tinggi atau mempunyai nilai kalori yang cukup tinggi.

SARAN

- Melihat hasil yang telah dicapai dari penyelidikan daerah Mantangau, daerah tersebut sangat potensial untuk dikembangkan lebih lanjut, terlebih daerah Mantangau ini adalah daerah baru hasil pemekaran

wilayah dari Provinsi Kalimantan Timur yang di mekarkan menjadi wilayah baru yaitu Provinsi Kalimantan Utara yang banyak memerlukan data guna membangun daerah.

- Penyelidikan-penyelidikan untuk mengetahui potensi endapan batubara di seluruh Indonesia, ada baiknya terus dilakukan, selain guna mengetahui sumber daya batubara yang belum di temukan juga untuk meng-inventarisasi batubara yang sedang dalam tahap eksplorasi maupun dalam tahap eksploitasi.

DAFTAR PUSTAKA

Agus Subarnas dkk, 1992; Penyelidikan Pendahuluan Endapan batubara - daerah Tarakan , Bunyu, Mandul, Nunukan dan Sebatik Kabupaten Bulungan, Kalimantan Timur.

Patra Nusa Data, 2006, Indonesia Basin Summaries (IBS).

S. Hidayat, Amirrudin & D. Satrianas, 1995. Peta Geologi Lembar Tarakan dan sebatik Skala 1 : 250.000, Puslitbang Geologi, Bandung.

Situmorang, R. L., Burhan. G., 1992; Laporan Geologi lembar Tanjung Redeb, Kalimantan Timur skala 1 : 250.000. Pusat penelitian dan Pengembangan Geologi.

<http://www.bulungan.go.id/v02/> Unduhan 2 Januari 2013.

http://id.wikipedia.org/wiki/Kalimantan_Utara/ Unduhan 2 Januari 2013.

ZAMAN	KALA	UMUR JT THN	LITOLOGI	KETERANGAN	LINGKUNGAN PENGENDAPAN	
KUARTER	HOLOSEN	(0,01)	Qa	Lumpur, pasir, lanau, kerikil dan koral, hasil endapan pantai, sungai dan rawa.	Darat	
	PLISTOSEN	AKHIR	Tqps	batupasir kuarsa, batulempung, batulanau, batubara lignit dan konglomerat. struktur perlapisan silang siur planar dan mangkok, bioturbasi, perairan sejajar, bintil besi, mengandung fosil kayu.	Fluvial - Delta	
		TENGAH				
		AWAL				
		(1,6)	Tps	Perselingan tuf, breksi tuf, aglomerat dan lava andesit-piroksin. pada tuf mengandung bongkah agat dan obsidian, berstruktur perairan sejajar.	Darat	
TERSIER	PLIOSEN	5,3(4,8)	Tmt	perselingan batulempung, batulumpur, batupasir, batugamping dan batubara dibagian atas.	Delta - Laut Dangkal	
	MIOSEN	AKHIR	Tomj	perselingan Breksi gunung api dan tuf dengan sisipan andesit.	Daratan	
		TENGAH				
		AWAL				
			(16,2)			
			23 (23,7)			
		OLIGOSEN	(36,5)			
		EOSEN	39 (43,6)	Tes	perselingan batupasir, batugamping, batulanau, batulempung, serpih dan batugamping foraminifera. Batupasir berstruktur perlapisan silang siur dan tikas beban.	Laut Dangkal - Laut Dalam
	PALEOSEN	53 (57,1)				
KAPUR	AKHIR	95	Mzb	perselingan batulempung, batulanau dan serpih sangat keras dengan sisipan tuf, yang umum nya terkarsikan.	Laut Dalam	
	BAWAH					
		135(140)				

Gambar 3. Kolom Stratigrafi Daerah Penyelidikan.

(penyederhanaan dari Peta Geologi Lembar Tarakan dan Sebatik, S. Hidayat, Amirrudin & D. Satrianas, 1995)

Tabel 1. Perhitungan Sumber Daya Batubara Mantangau dan Sekitar nya
(Dihitung sampai kedalaman 50 meter).

LAPISAN	NOMOR LOKASI	DIP (..... ^o)	PANJANG (m)	TEBAL (m)	LEBAR (m)	BJ	SD (ton) (PxLxTxBJ) ton
I	BGR - 11	10	2000	1	287,94	1,3	748.644
	BGR - 12	10	2000	1	287,94	1,3	748.644
	BGR -20	12	2000	0,5	10,39	1,3	13.507
Jumlah Sumber Daya Lapisan I							1.510.795
II	BGR - 01	35	2000	2	87.17	1,3	453.248
	BGR - 13	40	2000	1,7	77.78	1,3	343.787
	BGR - 18	12	2000	0,5	240.48	1,3	312.624
	BGR - 19	14	2000	0,60	206.67	1,3	322.405
Jumlah Sumber Daya Lapisan II							1.432.064
III	BGR - 02	30	2000	1,5	100	1,3	390.000
	BGR - 14	13	2000	0,40	222.27	1,3	231.108
	BGR - 17	13	2000	0,40	222.27	1,3	231.108
Jumlah Sumber Daya Lapisan III							852.216
IV	BGR - 09	5	2000	1	573.68	1,3	1.491.568
	BGR - 10	5	1000	0,50	573.68	1,3	372.892
Jumlah Sumber Daya Lapisan IV							1.864.460
V	BGR - 04	15	2000	0,60	193.18	1,3	301.361
	BGR - 05	15	2000	0,50	193.18	1,3	251.004
	BGR - 06	15	2000	1,60	193.18	1,3	803.629
Jumlah Sumber Daya Lapisan V							1.353.994
TOTAL SUMBER DAYA							7.013.529

PENYELIDIKAN BATUBARA DAERAH POTAWAY DAN SEKITARNYA KABUPATEN MIMIKA, PROVINSI PAPUA

Dede Ibnu Suhada, Arief S. Hakim

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Penyelidikan batubara Daerah Potaway dan sekitarnya, bertujuan untuk mengetahui potensi sumber daya batubara dari daerah tersebut. Secara administratif termasuk ke dalam wilayah Kabupaten Mimika, Provinsi Papua dan terletak pada koordinat antara 04^o07'00" - 04^o22'00" LS dan 135^o15'00" – 135^o15' BT.

Terdapat satu formasi pembawa batubara yaitu; Fm. Buru. Pada Fm. Buru ini terdapat 4 lapisan yaitu lapisan A (1,2 m), lapisan B (0,8 m), lapisan C (1,0 m), dan lapisan D (1,5 m).

Kualitas batubara untuk Fm. Buru berkisar dari 4704 cal/gr sampai 5375 cal/gr. Total sumberdaya batubara sampai kedalaman 100 meter Daerah Potaway dari satu blok berjumlah 1.247.897 ton.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Daerah Indonesia timur khususnya Papua saat ini sangat minim informasi dan data mengenai batubara. Sejalan dengan itu maka pada tahun anggaran 2013 Pusat Sumber Daya Geologi melakukan kegiatan berupa Penyelidikan Batubara di Daerah Potaway Kabupaten Mimika Provinsi Papua.

Pemilihan daerah tersebut di atas juga dalam rangka menunjang program pemerintah untuk pengembangan kawasan Indonesia Timur khususnya daerah Papua, dimana dalam hal ini sektor pertambangan dan energi khususnya batubara diharapkan

memberikan sumbangan yang penting, untuk meningkatkan pendapatan asli daerah (PAD) sesuai dengan era otonomi daerah dewasa ini.

Maksud dan Tujuan

Maksud dari kegiatan ini adalah untuk mengetahui potensi endapan batubara Formasi Buru di Wilayah Mimika yang antara lain meliputi lokasi, jurus, kemiringan, ketebalan, penyebaran serta kualitas batubara.

Tujuan kegiatan ini adalah untuk penyediaan data potensi sumber daya batubara wilayah Papua yang dapat digunakan baik bagi pemerintah maupun swasta dalam rangka pengembangan potensi lebih lanjut.

Lokasi Daerah Penyelidikan

Daerah Potaway termasuk ke dalam wilayah Kabupaten Mimika, Provinsi Papua, terletak pada koordinat antara 04^o07'00" - 04^o22'00" LS dan 135^o00'00" – 135^o15' BT.

GEOLOGI UMUM

Daerah Mimika sebagian termasuk kedalam Cekungan Akimeugah. Tersusun oleh beberapa batuan yang berumur mulai Kambrium sampai Kuarter.

Stratigrafi

Batuan tertua daerah ini adalah Formasi Tuaba (Pzt) berumur Kambrium terdiri dari batupasir kuarsa dan konglomerat pada bagian bawah, dan batulanau berwarna merah dan batulumpur pada bagian atas.

Kemudian Dolomit Modio (Pzm) berumur Paleozoikum terdiri dari Batudolo kelabu tua berlapis baik dan batugamping dolomitan dengan rijang hitam terpencar dan pirit, serpih serisitan hijau, batulanau dan batupasir kuarsa gampingan berwarna kelabu mengandung pirit.

Formasi Aiduna (Pa) diendapkan selaras diatas Dolomit Modio terdiri dari batupasir sela, Greywake, serpih, batulanau, biokalkarenit, konglomerat, batupasir kuarsa, kalkarenit pasiran dan batubara.

Formasi Tipuma (TRJt) berumur Trias Awal sampai Jura tengah terdiri dari batulumpur berwarna merah, hijau, merah bata, batupasir berwarna kelabu, putih dan hijau, dan konglomerat, kerakalan, felsparan, tufan dan berlapis baik. Hubungan dengan Formasi Aiduna adalah selaras semu.

Kelompok Kembelangan (JKk) yang berumur Jura sampai Kapur akhir. Terdiri dari batupasir tak terpisahkan Ekmai (Kue), Batulumpur Piniya (Kp), Batupasir Woniwogi (JKw), dan Formasi Kopai (JKo). Ketebalan seluruhnya sekitar 3467 m (Piagram, C.J., & Panggabean, H., 1989 dalam Geologi lembar Waghete, Irian Jaya).

Menurut Pieters et al, dalam *The geology of Indonesia* tahun 2000, di wilayah Irian Jaya ada tiga formasi utama yang sama dalam hal umur dan litologi yaitu; Formasi Klasaman, Steenkool dan Buru.

Formasi Buru (TQbu) berumur Miosen akhir sampai Kuarter terdiri dari batulumpur gampingan, serpih pasiran, batugamping, konglomerat, aneka bahan dan batubara-lignit.

Endapan Kuarter lainnya adalah Fanglomerat terdiri dari konglomerat, pasir dan lumpur. Aluvium dan Rawa Bakau Estuarin.

Struktur Geologi

Menurut Peta Geologi Lembar Waghete (Piagram, C.J. & Panggabean,

H. 1989) di lembar ini terdapat tiga mandala struktur; Anjungan Arafura, Jalur Lipatan Tanah Muka, dan Sistem Sesar Terera-Aiduna.

Anjungan Arafura

Anjungan Arafura merupakan sebagian kecil kraton Australia, dan terdiri dari batuan endapan berumur Mesozoikum sampai Kenozoikum. Di bawahnya terdapat batuan alas bersesar bongkah, berumur Paleozoikum sampai Trias. Batuan ini sebagian besar tidak terpengaruh oleh tektonikan Tersier. Antiklin Uta merupakan satu-satunya struktur yang diketahui pada mandala ini.

Jalur Lipatan Tanah Muka

Jalur lipatan ini mempunyai lebar 40 km, mencakup antiklin senjang pirau menunjam rangkap dan antiklin kotak dan sinklin yang kurang berkembang. Jalur lipatan Tanah Muka merupakan bagian ujung barat jalur lipatan yang memanjang ke timur sejauh 1000 km hingga Papua Nugini dan dikenal dengan Jalur Lipatan Papua.

Sistem Sesar Tarera-Aiduna

Sistem ini dibatas oleh dua sesar utama; Sesar Tarera di bagian utara dan Sesar Aiduna di bagian selatan. Batuan diantara kedua sesar ini sangat kuat tersesarkan dan banyak sesar kecil-kecil yang berhubungan tidak

dinyatakan pada peta geologi. Dibagian barat lembar ini terdapat Antiklin Buru dan Sesar Omba yang termasuk kedalam sistem sesar ini.

Indikasi Endapan Batubara

Secara regional Daerah Mimika Barat Jauh telah diselidiki oleh Piagram, C.J., dan Panggabean, H., pada tahun 1989, dan hasilnya berupa Peta Geologi lembar Waghete. Dari hasil penyelidikannya dijelaskan bahwa terdapat formasi pembawa batubara yaitu Formasi Buru (TQbu) yang berumur Miosen Atas sampai Pliosen. Pada formasi ini terdapat lapisan batubara coklat dengan ketebalan 1 meter. Selain itu disebelah barat Mimika, pada Formasi Steenkool yang mempunyai kesebandingan umur sama dengan Formasi Buru terdapat juga batubara.

HASIL PENYELIDIKAN

Morfologi

Morfologi daerah penyelidikan dibagi menjadi 2 yaitu, morfologi pedataran dan morfologi perbukitan terlipat. Morfologi pedataran menempati sekitar 70 persen daerah penyelidikan yaitu di sebelah utara dan baratdaya. Morfologi perbukitan terlipat menempati hampir 30 persen daerah penyelidikan di sebelah barat laut.

Stratigrafi

Stratigrafi daerah penyelidikan tersusun oleh batuan tersier dan kuartar. Batuan yang berumur teriser dari tua ke muda adalah Formasi Waripi (Ktew), Batugamping Yawee (Temy), Formasi Buru (TQbu) dan Aluvium (Qa) (Gambar 1).

Formasi Waripi terdiri dari batupasir, batulanau gampingan, tersingkap di bagian utara daerah penyelidikan yaitu pada singkapan BAN5, BAN6 dan BAN7. Batupasir berwarna abu-abu muda, kompak dan berlapis. Pola perlapisannya berarah barat timur dengan kemiringan sekitar 40° ke arah utara. Kontak dengan Formasi di atasnya yaitu Formasi Buru di bagian utara adalah kontak ketidakselarasan berupa sesar naik.

Batugamping Yawee terdiri dari batugamping dan batugamping pasiran tersingkap di bagian barat yaitu pada singkapan BAN8, BAN9, BAN13 dan BAN14. Batugamping pasiran berwarna abu-abu muda, keras, berlapis, terdapat kuarsa, batugamping, dan batuan lain, ukuran butir sedang sampai kasar, dan membundar tanggung, Kontak dengan Formasi Buru yang berada di atasnya adalah keselarasan.

Formasi Buru menempati hampir 40 persen berada di barat laut wilayah penyelidikan. Terdiri dari batupasir, batulempung dan batubara. Tersingkap sebanyak 24 singkapan

berada di Sungai Taimafa, S. Kamamu, S. Pakuota dan S. Buru. Batupasir berwarna coklat muda, ukuran butir halus sampai sedang, dan memiliki sorting bagus. Batulempung berwarna abu-abu muda sampai coklat tua. Sedangkan batubara mempunyai ciri hitam kecoklatan, garis gores coklat dan berlapis. Kontak erosional terjadi antara formasi ini dengan aluvial yang berada di atasnya.

Sebaran aluvial menempati hampir 50 persen wilayah berada di bagian selatan dan sebagian di timurlaut daerah penyelidikan. Litologi terdiri dari konglomerat, pasir dan lumpur.

Struktur Geologi

Struktur yang berkembang di daerah ini adalah lipatan dan patahan. Antiklin Buru berada di Batugamping Yawee sebelah barat lokasi penyelidikan. Sinklin Omba berada pada Formasi Buru sebelah utara hampir sejajar dengan Sungai Potahpiminata. Arah perlapisan batuan umumnya berkisar antara $N250^\circ E$ sampai $N350^\circ E$ dengan kemiringan mulai dari 20° sampai 50° .

Sedangkan Sesar Naik Poteripi yang merupakan batas antara Formasi Buru dengan Formasi Waripi memanjang searah Sungai Poteripi yaitu barat-timur. Secara regional struktur di Daerah Potaway ini termasuk kedalam sistem Sesar Tarera-Aiduna.

Potensi Endapan Batubara

Penyelidikan dilakukan dengan membuat lintasan-lintasan sungai untuk mendapatkan singkapan batubara dan hubungannya dengan batuan-batuan lainnya. Kegiatan lapangan ini didapatkan 6 singkapan batubara dan 25 singkapan batuan lainnya (Gambar 2).

Dari hasil penyelidikan didapatkan 4 (empat) lapisan utama yaitu lapisan A, B, C, dan D. Tabel dibawah menunjukkan jumlah dan ketebalan dari masing-masing lapisan. Lapisan Batubara A ditemukan sebagai singkapan di dasar Sungai Taimafa dengan ketebalan terukur 1,20 meter serta arah jurus dan kemiringan lapisan batubara N 275° E /50°. Lapisan batubara B ditemukan sebagai singkapan di torehan jalan hauling KM 25 dengan ketebalan 0,8 meter serta jurus dan kemiringan lapisan batubara N 270° E /40. Lapisan batubara C ditemukan sebagai singkapan di anak Sungai Kamamu dalam kondisi terendam air dengan ketebalan batubara terukur > 1,00 meter serta mempunyai arah jurus dan kemiringan lapisan batubara N 325° E /25°. Lapisan batubara D ditemukan sebagai singkapan di Sungai Buru tepatnya di KM 14 dengan ketebalan lapisan batubara 1,50 meter serta arah jurus dan kemiringan lapisan batubara N 300° E /25°. Sedangkan untuk 2 (dua) lapisan batubara lainnya hanya memiliki ketebalan masing-masing 0,20 meter

yaitu lapisan batubara yang tersingkap di Sungai Pakuota dengan kode singkapan AND4 dan Sungai Kamamu dengan kode singkapan AND6.

Kualitas Batubara

Secara umum singkapan batubara pada Formasi Buru yang ditemukan di lokasi penyelidikan memiliki kenampakan megaskopis berwarna hitam kecoklatan dengan kilap kusam, dan garis gores coklat, serta mongotori tangan dan berlapis.

Analisis Laboratorium

Analisis Proksimat dan Ultimat

Pengujian analisis laboratorium dilakukan terhadap 3 conto batubara yang mewakili lapisan batubara A, lapisan batubara B dan lapisan batubara D. Untuk analisis proksimat akan menghasilkan data kualitas batubara seperti berapa banyak kandungan air dalam batubara, baik kandungan air total maupun kandungan air tertambat (*Inhern Moisture*), kemudian juga berapa besar kandungan zat terbang (*Volatile Matter*), kandungan karbon (*Fix Carbon*), kandungan abu (*Ash*) serta kandungan sulfur (S) dan berapa besar kuat tekan dari batubara (HGI).

Berdasarkan hasil analisis proksimat diperoleh data kualitas batubara dari masing-masing lapisan yaitu :

Lapisan batubara A, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 42,07% dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 9,87%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 50,51%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 33,96 %, kandungan abu (*ash*) sebesar 5,66 %, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 0,29 %, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar **5375 cal/gr**. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara B memiliki banyak resin, dimana terlihat bahwa kandungan zat terbang sangat dominan dibandingkan dengan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*). Selain itu dengan kandungan abu yang terdapat di dalam lapisan batubara B < 10 %, menunjukkan bahwa lapisan batubara ini dianggap sebagai batubara yang bersih karena memiliki kandungan abu sebesar 5,66%. Dengan kandungan abu yang relatif sedikit serta kandungan fix karbon yang relatif lebih besar dibandingkan dengan lapisan batubara A, maka nilai kalori lapisan batubara B relatif lebih tinggi dibandingkan dengan lapisan batubara A.

Lapisan batubara B, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 37,39%, kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 10,37 %, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 42,26 %,

sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 29,31 %, kandungan abu (*ash*) sebesar 14,06 %, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 1,3 %, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar **4704 cal/gr**. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara A memiliki banyak resin, dimana terlihat bahwa kandungan zat terbang sangat dominan dibandingkan dengan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*). Selain itu dengan kandungan abu yang terdapat di dalam lapisan batubara A > 10 %, menunjukkan bahwa lapisan batubara ini dianggap sebagai batubara yang kurang bersih karena memiliki kandungan abu sebesar 14,06%. Keterdapatannya yang cukup besar ini tentu sangat mempengaruhi terhadap nilai kalori batubara, karena dengan kehadiran abu yang banyak akan menurunkan nilai kalori batubara.

Lapisan batubara D, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 43,36% dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 9,53%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 47,66%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 32,78 %, kandungan abu (*ash*) sebesar 10,03 %, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 0,35 %, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 5104 cal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara D juga memiliki banyak resin, dimana

terlihat bahwa kandungan zat terbang lebih dominan dibandingkan dengan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*). Selain itu dengan kandungan abu yang terdapat di dalam lapisan batubara D sebesar 10,03 %, menunjukkan bahwa lapisan batubara ini dianggap sebagai batubara yang relatif bersih karena memiliki kandungan abu yang hampir persis dibatas persyaratan kelompok batubara bersih dengan batasan kandungan abu 10%. Dengan kandungan abu yang dianggap relatif sedikit serta kandungan fix karbon yang relatif lebih besar sedikit dibandingkan dengan lapisan batubara A, maka nilai kalori lapisan batubara D relatif lebih tinggi dibandingkan dengan lapisan batubara A.

Analisis ultimat rata-rata dari tiga lapisan dapat disimpulkan pada tabel 1. berikut dibawah ini.

Dari tersebut lapisan A memiliki komposisi maseral vitrinit terbesar sebanyak 84,4 %, inertinit sebesar 0,9 % dan liptinit 5,4 %. Lapisan B memiliki komposisi maseral inertinit terbesar sebanyak 2,1 %, vitrinit sebanyak 65,8 %, dan liptinitnya 20,3 %. Lapisan D memiliki komposisi maseral liptinit terbesar sebanyak 35,1 %, vitrinitnya sebanyak 52,7 % dan inertinitnya sebanyak 0,3 %.

Dari hasil analisis disimpulkan batubara Daerah Potaway, Mimika merupakan batubara berperingkat

rendah (lignit). Mikrolitotipe dari batubara adalah clarite, dimana vitrinit merupakan maseral yang dominan, dan liptinit hadir dengan komposisi yang agak tinggi (5-35%) dan sedikit inertinit.

Mineral matter didominasi oleh mineral lempung dan pirit sebagai butir individual atau pengisi rekahan vitrinit dan juga hadir sedikit oksida besi.

Sumberdaya batubara

Hasil penyelidikan batubara di Daerah Mimika memberikan beberapa gambaran mengenai potensi endapan batubara :

- Terdapat 4 (empat) lapisan batubara dengan ketebalan 0,8 meter sampai dengan ketebalan maksimum mencapai 1,50 meter dalam 1 (satu) blok prospek.
- Kemiringan lapisan berkisar 25° sampai 40°.

Tabel 2 menunjukkan perhitungan sumberdaya batubara sampai kedalaman 100 meter dengan nilai SG rata-rata 1,43 gr/cm³. Memperhatikan data kerapatan titik informasi batubara di lapangan, maka dapat dikelompokkan sebagai sumberdaya hipotetik.

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan

Daerah Mimika Barat Jauh memiliki kendala dalam hal infrastruktur terutama jalan dan jembatan sehingga

menyulitkan dalam kegiatan eksplorasi. Informasi mengenai adanya rencana pembangunan jalan trans-Papua memberikan harapan akan terbukanya jalan ke wilayah ini.

Formasi pembawa batubara yaitu Formasi Buru mempunyai penyebaran yang cukup luas yaitu dari Distrik Mimika barat Jauh sampai ke Mimika Barat, kemungkinan adanya lapisan batubara cukup tinggi sehingga memiliki potensi sumberdaya yang besar.

Melihat dari potensi sumberdaya batubara diatas maka daerah hasil penyelidikan memiliki prospek untuk dimanfaatkan dan dikembangkan sebagai lapangan batubara.

DAFTAR PUSTAKA

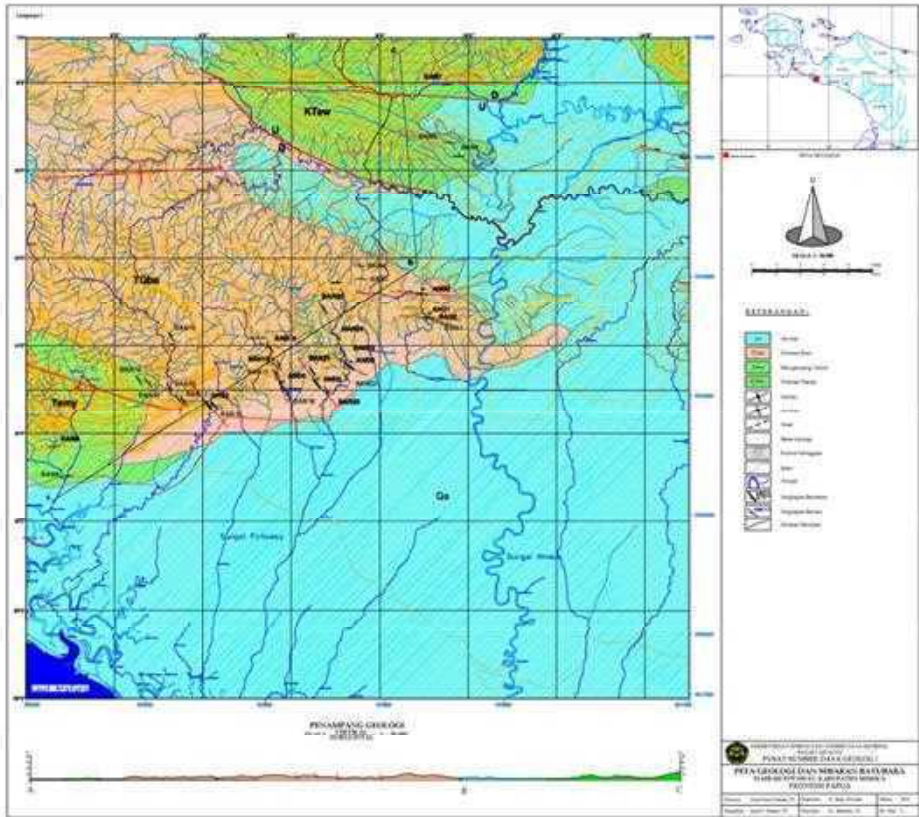
- Darman, H. & Sidi, H, 2000. *An Outline of The Geology of Indonesia*, IAGI, Jakarta
- Piagram, C.J., dan Panggabean, H.,1989, *Geologi Lembar Waghete, Irian Jaya*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung
- Rusmana, E., Paris, K., Sukanta, U. dan Samodra, H.,1995, *Geologi Lembar Timika, Irian Jaya*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung
- Suhada, D.I., 2011, *Penyelidikan Batubara Daerah Kaimana dan Sekitarnya Kabupaten Kaimana, Provinsi Papua Barat*, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung
- , *Sensus Penduduk 2010*, 2010, BPS Mimika, Timika
- <http://www.google.com/earth/> , peta lokasi kesampaian daerah, diunduh_oktober 2013.

KESIMPULAN

- Formasi pembawa batubara adalah Formasi Buru berumur Miosen Atas
- Terdapat empat lapisan yaitu lapisan A, B, C dan D dengan ketebalan masing-masing 1,2, 0,8, 1 dan 1,5 meter.
- Kualitas batubara pada lapisan A adalah 5375 cal/gr, lapisan B adalah 4704 cal/gr dan lapisan D adalah 5104 cal/gr.
- Sumberdaya batubara sampai kedalaman 100 meter sebesar 1.247.897 ton dengan klasifikasi hipotetik.

UMUR		FORMASI / BATUAN	LINGKUNGAN PENGENDAPAN
KUARTER	PLISTOSEN	Aluvium (Qa)	Darat
	PLIOSEN	Fr. Buru (TQbu)	Laut Dangkal Paralik dan Dataran Banjir
MIOSEN			
	TENGAH		
	BAWAH	Batugamping Yawec (Temy)	Paparan
TERSIER	OLIGOSEN	Fr. Wanar (R1Ww)	Paparan Dangkal
	EOSEN		
	PALEOSEN		
KAPUR			

Gambar 1. Stratigrafi Daerah Potaway, Mimika-Papua (modifikasi dari Piagram, C.J., & Panggabean, H., 1989).



Gambar 2. Peta Geologi Daerah Potaway, Mimika-Papua

Tabel 1. Hasil analisis ultimat rata-rata dari tiga lapisan

Lapisan	Ultimat (%) daf				
	C	H	N	S	O
A	66,72	5,67	1,25	0,34	26,01
B	64,34	5,58	1,11	1,72	27,15
D	66,19	5,79	1,23	0,44	26,36

Tabel 2. Perhitungan sumber daya batubara sampai kedalaman 100 meter Daerah Potaway, Mimika.

Lapisan	Panjang (m)	Lebar (m)	Luas daerah pengaruh (m ²)	Tebal (m)	Volume (m ³)	SG Gr/ cm ³	Berat (Ton)
A	1000	130	130540	1,2	156648	1,43	224007
B	1000	155	155572	0,8	124457	1,43	177974
C	1000	236	236620	1	236620	1,43	338366
D	1000	236	236620	1.5	354930	1,43	507550
Total							1.247.897

**PENYELIDIKAN PENDAHULUAN BATUBARA DAERAH
TANJUNG REDEB DAN SEKITARNYA KABUPATEN BERAU,
PROVINSI KALIMANTAN TIMUR**

S. M. Tobing

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Secara administratif, daerah penyelidikan termasuk ke dalam wilayah pemerintahan Kabupaten Berau, Propinsi Kalimantan Timur. Lebih tepatnya, daerah penyelidikan termasuk ke dalam wilayah Kecamatan Gunungtabur. Secara geografis, terletak pada koordinat $02^{\circ}15'00'' - 02^{\circ}30'00''$ LU dan $117^{\circ}15'00'' - 117^{\circ}30'00''$ BT.

Batubara di daerah penyelidikan ditemukan di Formasi Labanan (Tmpl) yang berumur Miosen Akhir dan Formasi Latih (Tml) yang berumur Miosen Awal di daerah Tanjung Redeb dan sekitarnya. Kegiatan yang dilakukan berupa pemetaan geologi sebaran batubara dan selama kegiatan tersebut berlangsung telah ditemukan sebanyak 21 singkapan batubara.

Berdasarkan hasil rekonstruksi lapangan diketahui bahwa pada Formasi Latih (Tml) terdapat ditemukan 5 lapisan (*seam*) utama batubara dengan ketebalan lapisan bervariasi mulai dari beberapa sentimeter hingga 5,10 meter. Arah umum lapisan singkapan batubara yang dijumpai adalah timurlaut – baratdaya dengan arah kemiringan cukup curam dapat mencapai 60° ke arah tenggara. Pada Formasi Labanan dijumpai lapisan-lapisan batubara dengan ketebalan dari beberapa sentimeter hingga 15 meter. Arah umum lapisan batubara adalah Baratlaut Utara – Tenggara Selatan dengan arah kemiringan ke arah Barat – Baratdaya yang merupakan satu sisi sayap sinklin di bagian barat. Sedangkan di sisi sayap lain dijumpai satu singkapan dengan arah Timurlaut – Baratdaya dan kemiringan lapisan ke arah Timur - Tenggara.

Dari hasil analisis kimia diketahui bahwa batubara pada Formasi Labanan mempunyai kisaran nilai kalori 5.693 – 7.003 kal/gr, kandungan abu 1,38 – 12,00% dan kandungan sulfur 0,20 – 2,38%. Sedangkan Formasi Latih mempunyai kisaran nilai kalori 6.107 – 6.713 kal/gr, kandungan abu 1,25 – 4,56% dan kandungan sulfur 0,20 – 0,73%.

Berdasarkan kedua analisis tersebut maka dapat diketahui bahwa kualitas batubara didaerah penyelidikan untuk Formasi Labanan termasuk kategori kalori sedang – tinggi (PP No.45, 2003) sedangkan untuk Formasi Latih termasuk kategori tinggi (PP No. 45, 2003).

Hasil perhitungan sumberdaya batubara sampai kedalaman 100 meter dalam klasifikasi hipotetik untuk Formasi Labanan sebesar 17.832.777,75 ton dan Formasi Latih sebesar 5.740.208 ton.

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 18 Tahun 2010 tentang Organisasi dan Tata Kerja Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral menerangkan bahwa Pusat Sumber Daya Geologi sebagai salah satu unit eselon II di Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral mempunyai tugas pokok dan fungsi menyelenggarakan penelitian, penyelidikan dan pelayanan bidang sumber daya geologi, diantaranya adalah sumber daya batubara.

Pemilihan daerah batubara yang terdapat di daerah ini didasarkan atas informasi terdahulu terhadap formasi pembawa batubara yang dilakukan oleh beberapa perusahaan swasta yang bergerak di bidang eksploitasi batubara, dimana di daerah ini terdapat lapisan-lapisan batubara yang berpotensi untuk dikembangkan.

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud dari kegiatan penyelidikan batubara ini adalah untuk mengumpulkan informasi keberadaan batubara secara geologi. Dalam kegiatan ini akan dilakukan perhitungan besarnya sumberdaya batubara serta kualitasnya

termasuk memprediksi keberadaan batubara yang jauh di bawah permukaan sebagai sumber daya energi yang dapat dikembangkan kelak.

Tujuannya adalah dalam rangka penyediaan data dan informasi potensi sumber daya batubara untuk dikembangkan bila dieksploitasi termasuk sebagai tambang bawah permukaan.

1.3. Lokasi Kegiatan dan Kesampaian Daerah

Secara administratif, lokasi daerah penyelidikan termasuk ke dalam wilayah pemerintahan Kabupaten Berau, Propinsi Kalimantan Timur (Gambar 1). Lebih tepatnya, daerah penyelidikan termasuk ke dalam wilayah Kecamatan Gunungtabur. Secara geografis, terletak pada koordinat 02°15'00" - 02°30'00" LU dan 117°15'00" - 117°30'00" BT. Berdasarkan Peta Topografi Bakosurtanal daerah ini termasuk ke dalam Lembar Peta No. 1918-14 Sungai Birang, skala 1 : 50.000.

1.4. Keadaan Lingkungan

Secara administratif, daerah penyelidikan termasuk ke dalam wilayah pemerintahan Kecamatan Gunung Tabur yang mempunyai luas wilayah sekitar

1987 km² dengan jumlah penduduk sekitar 3.945 KK atau 22.500 jiwa.

Berdasarkan data Dinas Kehutanan Kabupaten Berau, terdapat hutan seluas 2.194.299 Ha terdiri dari hutan lindung 668.108 Ha, hutan produksi terbatas 557.713 Ha, hutan produksi tetap 179.299 Ha, hutan konservasi 156.448 dan Areal Penggunaan Lain (APL) 624.729 Ha. Hutan primer terdapat sekitar 560 Ha sedangkan hutan yang telah mengalami penurunan kualitas terutama di wilayah yang ada kegiatan HPH adalah sekitar 1.042.055 Ha. Hutan bakau menempati luas sekitar 48 Ha atau sekitar 3% dari luas wilayah daratan Kabupaten Berau, sedangkan sisanya sekitar 26% sudah tidak layak disebut berhutan.

Kondisi iklim menurut Badan Meteorologi Klimatologi dan Geofisika (BMKG) pada tahun 2011, dipengaruhi oleh musim barat dan musim timur dimana curah hujan rata-rata mencapai 188,41 mm. Curah hujan terendah terjadi pada bulan Juli yaitu sebesar 70,7 mm dan curah hujan terbesar yaitu 292,2 mm yang terjadi pada bulan Maret.

Kisaran suhu udara sepanjang tahun relatif konstan yaitu rata-rata berkisar 26^oC. Suhu minimum dan maksimum terjadi pada bulan September yaitu masing-masing sebesar 21^oC dan 35^oC.

1.5 Waktu Pelaksanaan Kegiatan

Pelaksanaan kegiatan penyelidikan endapan batubara di daerah Tanjungredeb, Kabupaten Berau dan sekitarnya berlangsung selama 30 hari, mulai dari tanggal 16 April 2013 s.d 15 Mei 2013.

1.6 Penyelidik Terdahulu

Daerah Berau merupakan suatu daerah penghasil batubara yang besar di Kalimantan Timur, dimana beberapa perusahaan besar penghasil batubara terdapat di kawasan ini.

Secara geologi daerah tersebut sudah dipetakan secara sistematis oleh Situmorang R. L., dan Burhan G., dan dicetak dan dipublikasi ulang pada tahun 2011. Di dalam peta ini secara regional dapat dilihat sebaran-sebaran formasi batuan baik yang mengandung batubara maupun batuan lain sekaligus struktur geologi berupa lipatan, sesar normal, sesar geser dan struktur lipatan berupa antiklin dan sinklin.

1.7. Metode Penyelidikan

Metode yang digunakan pada kegiatan penyelidikan ini merupakan tahap penyelidikan pendahuluan untuk mengetahui potensi sumber daya batubara dalam klasifikasi hipotetik.

Penyelidikan yang dilakukan terdiri atas dua bagian, pertama adalah pekerjaan non lapangan diantaranya studi pustaka, yaitu mempelajari

berbagai masukan mengenai daerah yang dituju baik dari literatur maupun informasi lisan yang bersumber dari peneliti terdahulu, analisis laboratorium dan penyusunan laporan kegiatan penyelidikan.

Kedua adalah Pekerjaan lapangan yaitu eksplorasi langsung dilapangan dimana kegiatan yang dilakukan diantaranya berupa pemetaan geologi batubara untuk mengetahui arah jurus, kemiringan, ketebalan dan sebaran batubara di daerah penyelidikan.

2. RUANG LINGKUP GEOLOGI

Daerah penyelidikan merupakan bagian dari (sub) Cekungan Tarakan bagian selatan yang dikenal sebagai sub-cekungan Berau. Cekungan Tarakan dapat diidentikkan dengan Cekungan Kutai (Kalimantan Timur) dan merupakan cekungan sedimen yang terisi oleh siklus endapan-endapan delta berumur Tersier, yang juga merupakan cekungan sedimen penghasil minyak dan gas bumi. Cekungan Tarakan bagian selatan ini, dipisahkan dengan Cekungan Kutai oleh Tinggian Mangkalihat (Gambar 2).

2.1. Stratigrafi Daerah Penyelidikan

Urutan stratigrafi regional daerah penyelidikan berdasarkan urutan dari tua ke muda yaitu Formasi Sembakung (Tes), Fm. Birang (Tomb), Fm. Latih (Tml) dan Fm. Labanan (Tmpl). Dua diantaranya yaitu Formasi Latih dan

Formasi Labanan adalah sebagai formasi pembawa batubara yang utama (Gambar 3).

2.3. Struktur Geologi Daerah Penyelidikan

Struktur geologi yang berkembang di daerah penyelidikan umumnya merupakan struktur antiklin dan sinklin serta struktur sesar yang terdiri atas sesar normal, sesar geser dan kelurusan.

Struktur antiklin – sinklin menunjukkan pola Timurlaut – Baratdaya hingga BaratlautUtara – TenggaraSelatan. Struktur ini mempengaruhi formasi relatif di bagian selatan - tenggara yang terdapat di daerah ini, dimana terlihat bahwa kedua formasi batuan pembawa batubara mengalami perlipatan. Beberapa singkapan batubara menunjukkan sudut kemiringan lapisan yang lebih besar. Hal ini menunjukkan bahwa peristiwa tektonik yang terjadi di daerah inventarisasi terjadi lebih dari satu kali.

Sesar normal dijumpai di bagian tengah dan bagian barat-utara memotong semua formasi, yaitu Fm. Semabkung, Fm. Birang, Fm. Latih dan Fm. Labanan. Arah sesar normal relatif Baratlaut - Tenggara. Sesar ini diperkirakan terjadi setelah perlipatan sinklin terbentuk lebih dahulu, dimana sesar memotong sumbu sinklin tersebut.

Sesar geser dan kelurusan merupakan struktur yang terbentuk paling akhir sebagai struktur patahan sekunder, terdapat di bagian tengah daerah penyelidikan yang membatasi Fm. Sembakung dengan Fm. Birang; dan Fm. Birang dengan Fm. Latih.

Hasil penyelidikan lapangan menunjukkan bahwa rekonstruksi data dalam peta (Gambar 4) menunjukkan bahwa di dalam Fm. Labanan terindikasi adanya struktur lipatan berupa sinklin yang berarah Timurlaut – Baratdaya.

2.3. Indikasi Endapan Batubara

Secara regional Daerah Tangjungredep dan sekitarnya telah diselidiki oleh R.L. Situmorang dan G. Burhan pada tahun 1995 dan 2011, dimana hasilnya berupa Peta Geologi lembar Tangjungredep. Dari hasil penelitikannya dijelaskan bahwa terdapat beberapa formasi pembawa batubara yaitu Formasi Latih (Tml) yang berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah, kemudian Formasi Tabul (Tmt) berumur Miosen Akhir, Formasi Labanan (Tmpl) berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, Formasi Domaring (Tmpd) berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, Formasi Sinjin (Tps) berumur Pliosen dan Formasi Sajau (TQps) berumur Kuarter. Pada formasi-formasi tersebut ditemukan adanya sisipan lapisan batubara dengan ketebalan yang sangat

bervariasi mulai dari beberapa sentimeter hingga lebih dari 5 meter.

3. HASIL PENYELIDIKAN

3.1. Potensi Batubara

3.1.1. Data Lapangan Dan Interpretasi

Hasil pemetaan geologi daerah penyelidikan dijumpai banyak lapisan-lapisan batubara dengan ketebalan sangat bervariasi mulai dari beberapa sentimeter hingga beberapa meter tebal sebagaimana dapat dilihat dalam tabel 1. Data dalam tabel dimasukkan dan digambar ke dalam peta berikut sebaran batuananya (Gambar 4).

Dari Tabel 1 dan Gambar 4 dapat dilihat bahwa di dalam Fm. Latih dijumpai sedikitnya 5 (lima) lapisan utama batubara dengan ketebalan lapisan bervariasi mulai dari beberapa sentimeter hingga 5,10 meter. Arah umum lapisan singkapan batubara yang dijumpai di kawasan pertambangan ini adalah timurlaut – baratdaya dengan arah kemiringan cukup curam dapat mencapai 60° ke arah tenggara. Hasil rekonstruksi dalam peta geologi menunjukkan bahwa terdapat banyak lapisan-lapisan batubara dalam Fm. Latih yang menunjukkan struktur sinklin yang berarah timurlaut – baratdaya, demikian juga dengan singkapan batubara yang terdapat di dalam Fm. Labanan.

Demikian juga di dalam Fm. Labanan dijumpai lapisan-lapisan batubara dengan ketebalan dari

beberapa sentimeter hingga 15 meter. Arah umum lapisan batubara adalah BaratlautUtara – TenggaraSelatan dengan arah kemiringan ke arah Barat – Baratdaya yang merupakan satu sisi sayap sinklin di bagian barat. Sedangkan di sisi sayap lain dijumpai satu singkapan dengan arah Timurlaut – Baratdaya dan kemiringan lapisan ke arah Timur – Tenggara.

Kemiringan lapisan batubara pada kedua formasi di daerah ini relatif cukup tajam/curam lebih dari 40°. Hal ini diduga terjadi tektonik yang mengakibatkan terbentuknya struktur-struktur berupa lipatan berupa sinklin dimana jarak antara kedua sayap saling berdekatan.

3.1.2. Kualitas Batubara

Analisis Proksimat

Pengujian analisis laboratorium dilakukan terhadap 10 conto batubara (tabel 2), yang mewakili lapisan batubara A, lapisan batubara B sampai dengan lapisan batubara I. Pengujian analisis proksimat akan menghasilkan data kualitas batubara seperti berapa banyak kandungan air dalam batubara, baik kandungan air total maupun kandungan air tertambat (*Inhern Moisture*), kemudian juga berapa besar kandungan zat terbang (*Volatile Matter*), kandungan karbon (*Fix Carbon*), kandungan abu (*Ash*) serta kandungan sulfur (*S*) dan berapa besar kuat tekan

dari batubara (*HGI*). Selain itu juga berat jenis batubara (*specific Gravity*) dan nilai kalori batubara (*calorific value*).

Berdasarkan hasil analisis proksimat diperoleh data kualitas batubara dari masing-masing lapisan yaitu :

Lapisan batubara A, diwakili oleh nomor conto batubara TRD-173, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 22,10%, kandungan air tertambat (*inhern moisture*) sebesar 6,96 %, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 42,32 %. Kemudian kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 49,34 %, kandungan abu (*ash*) sebesar 1,38 %, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 0,13 %, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 6400 cal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara A termasuk batubara kualitas baik dengan kategori kelas kalori tinggi. Kandungan fixed carbon nya yang hampir mendekati 50% dengan kandungan abu sangat rendah serta kandungan total sulfurnya juga rendah, menjadikan batubara ini dapat dikatakan sebagai batubara bersih dengan nilai kalori tinggi.

Lapisan batubara B, diwakili oleh lokasi TRD-174, memiliki kenampakan fisik yang tidak jauh berbeda dengan lapisan batubara A dimana lokasi keterdapatannya dapat dikatakan tidak jauh dengan lokasi TRD-173, sehingga

diperkirakan bahwa kualitas batubara lapisan B ini memiliki kualitas yang relatif sama dengan lapisan batubara A.

Lapisan batubara C diwakili oleh nomor conto batubara TRD-179, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 22,90% dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 7,46%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 39,91%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 42,60 %, kandungan abu (*ash*) sebesar 10,03 %, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 0,38%, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 5693 cal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara C termasuk batubara kurang bersih mengingat kandungan abunya yang sedikit diatas 10%, akan tetapi kandungan sulfurnya relatif kecil sehingga dianggap ramah terhadap lingkungan dan tidak menimbulkan korosi. Dengan kandungan karbon yang relatif rendah dibandingkan dengan lapisan batubara A serta kandungan abu yang relatif tinggi dibandingkan dengan lapisan batubara A, maka nilai kalori batubara yang dimiliki lapisan batubara C relatif lebih rendah dari lapisan batubara A. Nilai kalori yang dimiliki lapisan batubara C termasuk dalam kategori kelas kalori sedang.

Lapisan batubara D, diwakili oleh nomor conto batubara TRD-160 dan TRD-168A , memiliki kandungan air total

(*total moisture*) berkisar antara 16,20% - 19,21%, dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) berkisar antara 5,86% - 6,02%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) berkisar antara 41,34% - 45,10%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) berkisar antara 47,40% - 49,29%, kandungan abu (*ash*) berkisar antara 1,48% - 3,51%, kandungan sulfur total (*total sulphur*) berkisar antara 0,20% - 0,59%, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) berkisar antara 6754 kal/gr – 6770 kal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara D termasuk dalam batubara bersih dengan kandungan abu dibawah 10%, serta merupakan batubara yang dianggap cukup aman dan tidak menimbulkan korosi terhadap peralatan boiler pembangkit listrik mengingat kandungan sulfur totalnya yang kurang dari 1 %. Nilai kalori lapisan batubara D termasuk dalam batubara kalori tinggi.

Lapisan batubara E, diwakili oleh nomor conto batubara TRD-167, TRD-171 dan TRD-172, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 14,92%, dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 5,38%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 45,11%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 47,73%, kandungan abu (*ash*) sebesar 1,78%, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 2,38%, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 7003

kal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara E termasuk dalam batubara bersih dengan kandungan abu dibawah 10%, akan tetapi memiliki kandungan sulfur diatas 1 % sehingga cukup berpengaruh terhadap peralatan boiler pembangkit listrik yang dapat menimbulkan efek korosi.

Lapisan batubara F, diwakili oleh nomor conto batubara TRD-168B, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 15,49%, dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 5,10%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 42,00%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 44,84%, kandungan abu (*ash*) sebesar 8,06%, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 0,74%, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 6507 kal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara E termasuk dalam batubara bersih dengan kandungan abu dibawah 10%, dan memiliki kandungan sulfur dibawah 1 % sehingga dianggap cukup baik dan tidak menimbulkan efek korosi terhadap peralatan yang digunakan.

Lapisan batubara G, diwakili oleh nomor conto batubara TRD-157, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 11,58%, dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 6,18%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 46,25%,

sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 46,32%, kandungan abu (*ash*) sebesar 1,25%, kandungan sulfur total (*total sulphur*) sebesar 0,20%, dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 6713 kal/gr. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan batubara F termasuk dalam batubara bersih dengan kandungan abu dibawah 10%, dan memiliki kandungan sulfur dibawah 1 % sehingga dianggap cukup baik dan tidak menimbulkan efek korosi terhadap peralatan yang digunakan.

Lapisan batubara H, diwakili oleh nomor conto batubara TRD-157A, TRD-157B dan TRD-157C, memiliki kenampakan fisik yang tidak jauh berbeda dengan conto batubara TRD-157, sehingga diperkirakan bahwa kualitas batubara lapisan H ini memiliki kualitas yang relatif sama dengan lapisan batubara G.

Lapisan batubara I, diwakili oleh no conto batubara TRD-178, memiliki kandungan air total (*total moisture*) sebesar 30,98%, dan kandungan air tertambat (*inheren moisture*) sebesar 8,28%, dengan kandungan zat terbang (*volatile matter*) sebesar 44,22%, sedangkan kandungan karbon tertambat (*fixed carbon*) sebesar 42,94%, kandungan abu (*ash*) sebesar 4,56%, kandungan sulfur total sebesar 0,73% dan nilai kalori batubara (*calorific value*) sebesar 6107 kal/gr. Kualitas batubara demikian menunjukkan bahwa lapisan

batubara I termasuk dalam kategori batubara bersih dengan kandungan abu dibawah 10% serta memiliki kandungan sulfur kurang dari 1 % sehingga dianggap sebagai batubara yang cukup baik dan tidak menimbulkan efek korosi terhadap peralatan yang digunakan.

Analisis Petrografi

Hasil analisis petrografi batubara (Organic Petrography Analysis) dari 3 conto batubara pada Formasi Latih dan Formasi Labanan di daerah penyelidikan adalah seperti tertera pada tabel 4.

Dari hasil analisis petrografi di atas tampak bahwa nilai rata-rata reflektan vitrinit dari setiap contoh batubara yang dianalisis tidak memperlihatkan perbedaan yang cukup mencolok yaitu berkisar antara 0,38 % – 0,46 %, hal ini menunjukkan bahwa tingkat kematangan batubara baik pada Formasi Latih yang diwakili oleh nomor conto batubara TRD-157 dan TRD-178 maupun pada Formasi Labanan yang diwakili oleh conto batubara TRD-168B menunjukkan bahwa tingkat kematangannya masih termasuk belum matang (*immature*). Sebagaimana batubara Indonesia pada umumnya komposisi maseral Vitrinit sangat dominan yaitu berkisar dari 87,9% sampai 94,7 % , sedangkan maseral Liptinit berkisar dari 0,3% sampai 1,0 % , serta maseral Inertinit 0,5% hingga 1,0%. Hal ini menunjukkan bahwa

material pembentuk batubara di daerah penyelidikan umumnya berasal dari kayu atau tetumbuhan tingkat tinggi. Kandungan material mineral yang terdiri dari lempung dan oksida besi dan pirit dari contoh yang dianalisis berkisar dari 3,3% sampai 11,1%, hal ini menunjukkan bahwa kandungan mineral pada batubara di daerah ini sangat bervariasi yang sangat dipengaruhi oleh kondisi lingkungan pengendapannya.

3.1.3. Sumberdaya Batubara

Perhitungan sumberdaya batubara di daerah penyelidikan di dasarkan pada SNI nomor 13-6011-1999 tentang klasifikasi sumberdaya dan cadangan batubara diterangkan bahwa batubara dengan ketebalan $\geq 1,00$ meter untuk batubara energi rendah (kalori rendah – kalori sedang) dan ketebalan $\geq 0,40$ meter untuk batubara energi tinggi (kalori tinggi – kalori sangat tinggi) yang dapat dilakukan perhitungan sumberdaya. Selain itu, berdasarkan kondisi geologi daerah penyelidikan yang dianggap berada kondisi geologi sederhana sampai moderat, maka perhitungan sumberdaya akan diklasifikasikan sebagai sumberdaya hipotetik. Rumus yang digunakan untuk melakukan perhitungan adalah sebagai berikut ;

$$\text{Sumber daya} = \text{Panjang (m)} \times \text{Lebar (m)} \times \text{Tebal (m)} \times \text{BJ (ton/m}^3\text{)}$$

Berdasarkan kriteria tersebut di atas, diperoleh total hasil perhitungan sumber daya endapan batubara dari dua formasi di daerah penyelidikan dengan rincian sebagai berikut:

- Di dalam Fm. Latih pada kedalaman sampai 50 meter terdapat endapan batubara sebesar **2.906.307 ton**; dan pada kedalaman sampai 100 meter sebesar **5.740.208 ton**.
- Sumber daya batubara di dalam Fm. Labanan sampai kedalaman 50 meter, terdapat endapan batubara sebesar **9.052.263 ton**; dan pada kedalaman sampai 100 meter sebesar **17.832.777,75 ton**.
- Secara keseluruhan, sumber daya batubara di kedua formasi tersebut adalah sebesar **5.740.208 + 17.832.777,75 ton = 23.572.985,75 ton** pada masing-masing di dalam Fm. Latih dan di dalam Fm. Labanan.

Dari hasil pengamatan dan keyakinan geologi baik di lapangan maupun dari hasil rekonstruksi distribusi dan keberadaan lapisan batubara, dapat diduga bahwa sebaran lapisan batubara dan sumber daya endapan batubara pada kedua formasi tersebut jauh lebih besar dari data yang dihasilkan (tabel 5).

3.2. Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Batubara

Kedua formasi pembawa batubara di daerah penyelidikan (Fm.

Latih dan Fm. Labanan) termasuk ke dalam formasi yang mengandung lapisan batubara cukup banyak (multi seam formation) sekaligus berpotensi mengandung sumber daya batubara yang sangat besar. Dengan demikian kedua formasi tersebut mempunyai prospek yang tinggi untuk dieksploitasi sebagai bahan galian tambang yang dapat dimanfaatkan langsung menjadi bahan baku energi.

Batubara sebagai bahan galian tambang dapat dimanfaatkan sebagai bahan baku pembangkit listrik pada semua aktifitas industri-industri dan yang paling penting menyangkut masalah lingkungan

4. KESIMPULAN DAN SARAN

4.1. Kesimpulan

Kegiatan penyelidikan batubara di daerah Tanjungredeb dan sekitarnya sudah dilaksanakan dengan melakukan pemetaan singkapan batubara. Hasil penyelidikan pendahuluan ini disimpulkan sebagai berikut:

1. Terdapat 2 (dua) formasi pembawa batubara yang utama di daerah penyelidikan yaitu Fm. Latih dan Fm. Labanan.
2. Berdasarkan rekonstruksi dari panjang sebaran batubara kearah jurus dan kearah kemiringan lapisan dikalikan dengan tebal lapisan batubara diperoleh jumlah sumber daya batubara dari daerah

penyelidikan diketahui bahwa sumber daya batubara pada Fm. Latih sampai kedalaman 100 meter terdapat sebesar **5.740.208 ton**, dan sumber daya batubara pada Fm Labanan sampai kedalaman 100 m sebesar **17.832.777,75 ton**.

3. Total sumber daya batubara dari daerah penyelidikan sampai dengan kedalaman 100 meter adalah sebesar **23.572.985,75 ton**.
4. Halis analisis kimia terhadap 10 conto batubara menunjukkan kisaran kalori batubara pada **Formasi Latih** berkisar antara 6107 kal/gr – 6713 kal/gr, kadar abu 1,25% - 4,56% dan kandungan sulfur 0,20% - 0,73% menunjukkan bahwa batubara Formasi Latih termasuk batubara bersih dengan kelas **kalori tinggi**. Sedangkan untuk Formasi Labanan kisaran kalori batubara antara 5693 kal/gr – 7003 kal/gr, kadar abu 1,38% - 12,00% serta kandungan sulfur 0,20% - 2,38%, hal ini menunjukkan bahwa batubara **Formasi Labanan** cukup bervariasi dari batubara kurang bersih sampai batubara bersih dan masuk dalam kategori kelas **kalori sedang – tinggi**. Sedangkan berdasarkan hasil analisis petrografi kandungan maseral vitrinit yang dominan > 85%, hal ini menunjukkan bahwa batubara Formasi Latih maupun Formasi

Labanan berasal dari tumbuhan tingkat tinggi.

4.2. Saran

Dua formasi pembawa batubara yang utama di daerah penyelidikan sangat potensial untuk dikembangkan karena mengandung banyak lapisan-lapisan batubara dengan ketebalan sampai 15 meter. Selain besarnya potensi sumber daya batubara yang dapat dieksploitasi untuk bahan baku energi langsung, juga berpotensi dikembangkan sebagai reservoir gas batubara (coal bed methan).

Oleh karena itu, kawasan ini dapat dijadikan dan diusulkan sebagai suatu kawasan eksplorasi gas batubara melalui pemboran batubara dengan kedalaman sampai di atas 500 meter di titik-titik tertentu untuk dijadikan sebagai suatu studi gas batubara.

Ucapan Terima Kasih

Kami selaku tim pelaksana kegiatan penyelidikan batubara di daerah Kabupaten Kotawaringin Timur, menyampaikan penghargaan dan ucapan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada semua pihak yang telah membantu sehingga laporan akhir ini dapat terselesaikan. Secara khusus, kami juga menyampaikan ucapan terimakasih kepada yang terhormat : Kepala Badan Geologi / KPA DIPA 2013 beserta staf, Kepala Pusat Sumber Daya

Geologi, Pejabat Pembuat Komitmen / P2K beserta staf, Bupati Kabupaten Berau beserta staf, Kepala Dinas Pertambangan dan Energi Kabupaten Berau beserta staf, Camat dan Kepala Desa serta masyarakat setempat,

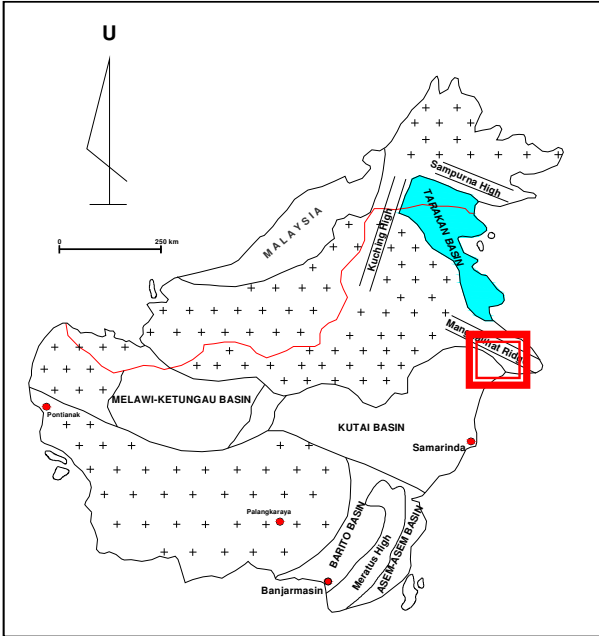
Koordinator Kelompok Penyelidikan Energi Fosil beserta staf, Koordinator Tim Kegiatan Lapangan Energi Fosil, Staf Laboratorium Pusat Sumber Daya Geologi, Rekan-rekan di Kelompok Penyelidikan Energi Fosil.

DAFTAR PUSTAKA

- Akhmad, Z and Samuel, L. (1984). Stratigraphy and Depositional Cycles in the NE Kalimantan Basin. PROCEEDINGS INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION. Thirteenth Annual Convention, May 1984.
- Biantoro, L., Indra Kusuma, M., Rotinsulu, L. F., 1996. Tarakan sub-basin Growth Faults, North-East Kalimantan: Their Roles in Hydrocarbon Entrapment. PROCEEDINGS, INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION. Twenty-First Silver Anniversary Convention, October 1996.
- Darman, H., and Sidi, F. H., 2000. An Outline of The Geology of Indonesia. IAGI 2000. 192 pp.
- Hidayat S., Amirudin dan Satrianas, D., 1995. Geologi Lembar Tarakan dan Sebatik, Kalimantan Timur, Puslitbang Geologi Bandung.
- Lentini, M., and Darman H., 1996. Aspects of the Neogene Tectonic History and Hydrocarbon Geology of the Tarakan Basin. PROCEEDINGS INDONESIAN PETROLEUM ASSOCIATION. Twenty-Fifth Silver Anniversary Convention, October 1996.
- Robertson Research (Australia) PTY.Limited, 1984, Report No.1175. Recent Coal Developments in East Kalimantan,Indonesia and Potential Markets in The West Pacific.
- Situmorang, R. L., dan Burhan, G., (1995). Geologi Lembar Tanjungredeb, Kalimantan Timur. Skala 1 : 250.000. Puslitbang Geologi, Bandung.



Gambar 1. Peta indeks lokasi daerah penyelidikan, daerah Tanjungredeb dan sekitarnya, Kabupaten Berau, Propinsi Kalimantan Timur.

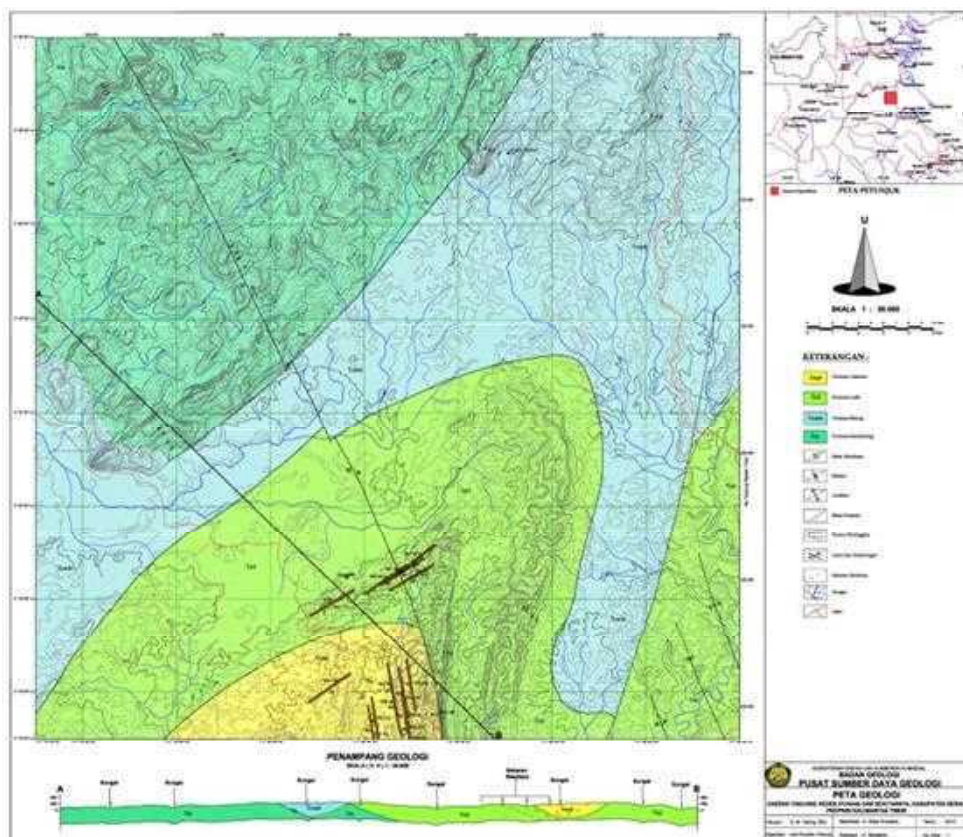


Gambar 2. Cekungan sedimen tersier Kalimantan (Proc 4 Ann. Conv. Indonesian Petrol Assoc, 1985.V.I).

STRATIGRAFI DAERAH PENYELIDIKAN Kab. Berau, KALTIM					
MASA	ZAMAN	KALA	FORMASI	LITOLOGI	LINGKUNGAN PENGENDAPAN
KENOZOIKUM	TERSIER	Pliosen		Konglomerat, bt. pasir, bt. lanau, bt. lempung, bt. bara	Fluviatil
		Miosen			
		Akhir	Tmpl (Labanan)		
		Awal	Tml (Latih)	bt. pasir kwarsa, bt. lempung lanauan, bt. bara di bag. atas, serpih pasiran dan bt. gamping di bag. bawah; fosil	Delta, estuarin, laut dangkal
		Oligosen	Tomb (Birang)	Perselingan bt. napal, bt. gamping dan tuff di bag. atas, perselingan bt. napal, konglomerat bt. pasir lanauan di bag. bawah fosil	Marin
		Eosen	Tes (Sembakung)	bt. lempung, bt. lanau, dan bt. pasir di bag. bawah, bt. gamping dan napal di bag. atas setempat ada lensa-lensa bt. bara	Marin

Dimodifikasi dari R. L. Situmorang dan G. Burhan (1995)

Gambar 3. Stratigrafi daerah penyelidikan (Modifikasi dari Situmorang, R. L. dan Burhan G, 2011).



Gambar 4. Peta geologi dan sebaran batubara (Situmorang, R. L. dan Burhan G, 2011).

Tabel 1. Singkapan batubara daerah Tanjungredep dan sekitarnya
Kabupaten Berau, Kalimantan Timur.

No	Lokasi	KOORDINAT		Strike (°) / Dip (°)	Tebal (m)	Deskripsi	Fm.
		X	Y				
1	TRD-157	542631	255095	60/60	5,1	Batubara, hitam, mengkilap, keras	Tml
2	TRD-157A			55/50	2,1		
3	TRD-157B			53/41	1,5		
4	TRD-157C			53/50	0,8		
5	TRD-178	539487	254090	60/40	3,8	Batubara, hitam, terdapat banyak lapisan batubara tipis di bawahnya.	
6	TRD-178A			60/40	0,6		
7	TRD-178B			60/40	0,55		
8	TRD-178C			60/40	0,7		
9	TRD-178D			60/40	0,5		
10	TRD-160	542379	248402	160/55	0,6	Batubara, hitam, mengkilap, keras.	Tmpl
11	TRD-167	542821	248221	155/60	1,6	Batubara, hitam, mengkilap, keras.	
12	TRD-168	543120	248540	170/60	1,3	Batubara, hitam, mengkilap, terdapat tiga lapisan batubara	
13	TRD-168A			170/60	0,7		
14	TRD-168B			170/60	1,3		
15	TRD-170	543019	246679	170/60	3,2	Batubara, hitam, mengkilap, keras.	
16	TRD-171	543044	246802	175/60	3,5	Batubara, hitam, mengkilap, keras.	
17	TRD-172	542914	247290	175/60	1,3	Batubara, hitam, mengkilap, keras, terdapat tiga lapisan batubara.	
18	TRD-172A			175/55	0,9		
19	TRD-172B			175/55	0,75		
20	TRD-173	541165	248690	170/35	15	Batubara, hitam, mengkilap, keras, terdapat spot batubara terbakar (clinker burned)	
21	TRD-179	539380	250716	55/40	4,8	Batubara, hitam kecoklatan, keras	

Tabel 2. Hasil proksimat batubara daerah Tanjungredep dan sekitarnya
Kabupaten Berau, Kalimantan Timur.

ANALISIS	UNIT	BASIS	SAMPLE CODE				
			TRD-157	TRD-160	TRD-167	TRD-168A	TRD-168B
FREE MOISTURE	%	ar	11,09	14,03	11,95	10,98	10,95
TOTAL MOISTURE	%	ar	11,58	19,21	17,12	16,20	15,49
PROXIMATE							
MOISTURE	%	adb	6,18	6,02	5,87	5,86	5,10
VOLATILE MATTER	%	adb	46,25	45,10	38,09	41,34	42,00
FIXED CARBON	%	adb	46,32	47,40	44,04	49,29	44,84
ASH	%	adb	1,25	1,48	12,00	3,51	8,06
TOTAL SULPHUR	%	adb	0,20	0,20	0,51	0,59	0,74
SG/RD		adb	1,29	1,29	1,36	1,31	1,32
HGI		adb	42,00	44,00	61,00	45,00	59,00
SI		adb	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	6.713,00	6.754,00	6.055,00	6.770,00	6.507,00

Tabel 3. Lanjutan hasil analisis proksimat daerah Tanjungredep dan sekitarnya Kabupaten Berau, Kalimantan Timur.

ANALISIS	UNIT	BASIS	SAMPLE CODE				
			TRD-171	TRD-172	TRD-173	TRD-178	TRD-179
FREE MOISTURE	%	ar	10,08	10,63	16,27	24,75	16,69
TOTAL MOISTURE	%	ar	14,92	15,80	22,10	30,98	22,90
PROXIMATE							
MOISTURE	%	adb	5,38	5,79	6,96	8,28	7,46
VOLATILE MATTER	%	adb	45,11	39,92	42,32	44,22	39,91
FIXED CARBON	%	adb	47,73	48,42	49,34	42,94	42,60
ASH	%	adb	1,78	5,87	1,38	4,56	10,03
TOTAL SULPHUR	%	adb	2,38	0,37	0,13	0,73	0,38
SG/RD		adb	1,28	1,31		1,33	1,40
HGI		adb	60,00	40,00	35,00	42,00	41,00
SI		adb	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabel 4. Hasil analisis petrografi daerah Tanjungredep dan sekitarnya Kabupaten Berau, Kalimantan Timur.

No.	Kode Contoh	Volume (%)				Rv max (%)	
		Vitrinite	Liptinite	Inertinite	Mineral	Range	Mean
1	TRD-157	94,7	1	1	3,3	0,36-0,48	0,41
2	TRD-168A	87,9	0,5	0,5	11,1	0,40-0,54	0,46
3	TRD-178	90,7	0,3	1	8	0,34-0,48	0,38

Tabel 5. Perhitungan sumberdaya batubara Tanjungredep dan sekitarnya
Kabupaten Berau, Kalimantan Timur.

No.	Lokasi	Strike/ Dip (°)	Tebal (m)	SG	Sumber Daya (Ton)	Formasi
1	TRD-157	60/60	5,1	1,35	794.529,00	Latih (Tml)
2	TRD-157A	55/50	2,1		370.251,00	
3	TRD-157B	53/41	1,5		308.610,00	
4	TRD-157C	53/50	0,8		141.048,00	
5	TRD-178	60/40	3,8		798.228,00	
6	TRD-178A	60/40	0,6		126.036,00	
7	TRD-178B	60/40	0,55		115.533,00	
8	TRD-178C	60/40	0,7		147.042,00	
9	TRD-178D	60/40	0,5		105.030,00	
Sampai Kedalaman 50 meter					2.906.307,00	
10	TRD-160	160/55	0,6	1,35	98.820,00	Labanan (Tmpl)
11	TRD-167	155/60	1,6		249.480,00	
12	TRD-168	170/60	1,3		202.702,50	
13	TRD-168A	170/60	0,7		109.147,50	
14	TRD-168B	170/60	1,3		202.702,50	
15	TRD-170	170/60	3,2		498.960,00	
16	TRD-171	175/60	3,5		545.737,50	
17	TRD-172	175/60	1,3		214.110,00	
18	TRD-172A	175/55	0,9		148.230,00	
19	TRD-172B	175/55	0,75		123.525,00	
20	TRD-173	170/35	15		5.650.560,00	
21	TRD-179	55/40	4,8	1.008.288,00		
Sampai Kedalaman 50 meter					9.052.263,00	
1	TRD-157	60/60	5,1	1,35	1.590.435,00	Latih (Tml)
2	TRD-157A	55/50	2,1		739.935,00	
3	TRD-157B	53/41	1,5		617.220,00	
4	TRD-157C	53/50	0,8		208.880,00	
5	TRD-178	60/40	3,8		1.596.456,00	
6	TRD-178A	60/40	0,6		252.072,00	
7	TRD-178B	60/40	0,55		231.066,00	
8	TRD-178C	60/40	0,7		294.084,00	
9	TRD-178D	60/40	0,5		210.060,00	
Sampai Kedalaman 100 meter					5.740.208,00	
10	TRD-160	160/55	0,6	1,35	197.640,00	Labanan (Tmpl)
11	TRD-167	160/60	0,6		187.110,00	
12	TRD-168	155/60	1,6		498.960,00	
13	TRD-168A	170/60	1,3		405.405,00	
14	TRD-168B	170/60	0,7		218.295,00	
15	TRD-170	170/60	3,2		997.920,00	
16	TRD-171	175/60	3,5		1.091.475,00	
17	TRD-172	175/60	1,3		405.405,00	
18	TRD-172A	175/55	0,9		280.665,00	
19	TRD-172B	175/55	0,75		235.446,75	
20	TRD-173	170/35	15		11.297.880,00	
21	TRD-179	55/40	4,8	2.016.576,00		
Sampai Kedalaman 100 meter					17.832.777,75	

PENELITIAN DAN EVALUASI CBM DI DAERAH TANJUNG REDEB KABUPATEN BERAU, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

Rahmat Hidayat, M. Abdurachman Ibrahim, Sigit. A. W

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

SARI

Daerah penelitian termasuk dalam wilayah Kabupaten Berau, Provinsi Kalimantan Timur. Kegiatan penelitian dan evaluasi gas metana batubara (CBM) ini dilakukan pada lokasi berbeda (3 titik bor) yang berada di Kampung Pandan Sari, Kecamatan Segah (Titik PS-01), Kampung Gurimbang, Kecamatan Sambaliung (Titik GR-01) dan Kampung Sambakungan, Kecamatan Gunung Tabur (Titik LI-01).

Secara geologi daerah penelitian merupakan bagian dari sub-Cekungan Berau yang merupakan anak dari Cekungan Tarakan. Cekungan ini pada awalnya terbentuk sebagai rifting selama Eosen dan selanjutnya berkembang seiring dengan pemekaran Selat Makassar. Sebagian besar sub-Cekungan Berau berada pada lokasi *onshore*.

Formasi Pembawa batubara di daerah penelitian adalah Formasi Sinjin (Pliosen), Formasi Labanan (Miosen Akhir-Pliosen) dan Formasi Lati (Miosen Awal-Miosen Tengah). Pola sebaran endapan batubara umumnya dikontrol oleh struktur geologi yang berkembang di setiap daerah penelitian, yaitu mengikuti pola homoklin untuk daerah Pandan Sari dan membentuk geometri cekungan sinklinal di daerah Gurimbang dan Lati.

Kegiatan pemboran batubara menyelesaikan 3 (tiga) titik pemboran yaitu PS-01, GR-01 dan LI-01 dengan kedalaman pemboran masing-masing 503,5 m; 496,4 m dan 469,2 m. Total ketebalan lapisan batubara yang ditembus pemboran untuk setiap titik masing masing PS-01: 24,53 m (9 seam batubara); GR-01: 2,54 m (22 seam batubara) dan LI-01: 11,76 m (11 seam batubara).

Penentuan sumber daya batubara berdasarkan hasil pemboran tiga titik yaitu PS-01: 13,78 juta ton; GR-01: 29,28 juta ton dan LI-01: 6,6 juta ton (tertunjuk). Sementara perhitungan sumberdaya gas metana batubara berdasarkan jumlah sumberdaya batubara diatas masing-masing PS-01: 13,35 mmscf; GR-01: 397,3 mmscf dan LI-01: 8,14 mmscf.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Diantara komoditas energi non konvensional yang mudah diterima dan paling siap untuk dikembangkan di Indonesia adalah gas metana batubara (CBM). Terbukti hingga menjelang akhir tahun 2012, telah ada 55 blok CBM yang ditandatangani pemerintah, 3 diantaranya telah berproduksi dengan kapasitas produksi mencapai 1,2 juta kaki kubik perhari (*mmscfd*).

Langkah pemerintah untuk menjadikan gas metana batubara sebagai andalan baru energi masa depan tertuang dalam *roadmap* pengembangan CBM di Indonesia.

Maksud dan Tujuan

Maksud penelitian ini adalah untuk menyediakan data awal daerah prospek batubara untuk gas metana batubara (CBM), sehingga dapat membantu dalam menyediakan data sumberdaya CBM dan penyiapan data dalam pengusulan wilayah kerja CBM.

Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui potensi batubara pada kedalaman lebih dari 100 m, sehingga bisa dijadikan bahan evaluasi untuk zonasi tambang dalam dan studi kandungan CBM melalui kegiatan survei geologi, pemboran dalam, pengukuran gas dan pengujian contoh batubara dan *electric logging*.

Lokasi Kegiatan dan Kesempaian Daerah

Kegiatan penelitian dan evaluasi gas metana batubara (CBM) ini dilakukan pada lokasi berbeda (3 titik bor) yang berada di Kampung Pandan Sari, Kecamatan Segah (PS-01), Kampung Gurimbang, Kecamatan Sambaliung (GR-01) dan Kampung Sambakungan, Kecamatan Gunung Tabur (LI-01). Dari kota Tanjung Redeb, lokasi PS-01 dapat ditempuh sejauh 55 km ke arah barat, lokasi GR-01 sejauh 15 ke arah tenggara dan lokasi LI-01 dapat ditempuh sejauh 65 km ke arah utara (Gambar 1).

Penyelidik Terdahulu

ARII (2003) menyatakan bahwa Cekungan Berau memiliki potensi baik untuk pengembangan CBM. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa target CBM yang paling baik di cekungan ini adalah pada batubara Formasi Latih. Batubara Formasi Latih berperingkat *subbituminous* sampai *high-volatile bituminous* dengan struktur geologi yang sederhana dan permeabilitas batubara yang cukup baik. Perhitungan kandungan gas sebesar 144 scf/ton pada kedalaman prospek (670 meter), yang menghasilkan sumberdaya CBM sebesar 8,4 Tcf pada daerah seluas 2000 km².

GEOLOGI UMUM

Cekungan Tarakan terletak di timurlaut Kalimantan, tersebar baik di daratan (*onshore*) maupun lepas pantai (*offshore*) Kalimantan timur bagian utara dengan luas mencapai 40.000 km².

Cekungan Tarakan merupakan cekungan *passive margin* dengan beberapa unsur tektonik membaji, dimana sedimen Miosen dan Oligosen menipis kearah sekuen Eosen dan sekaligus dialasi oleh sekuen rift berumur Eosen tersebut.

Anomali magnetik menunjukkan pemekaran lantai samudera yang berasosiasi dengan sesar-sesar transform berarah baratlaut dan membagi cekungan ini kedalam 4 sub-cekungan yaitu: 1). sub-Cekungan Muara, dengan deposenter berkembang pada bagian *offshore* di bagian paling selatan cekungan; 2). sub-Cekungan Berau, sebagian besar *onshore* dan berada di bagian selatan; 3). sub-Cekungan Tarakan, sebagian besar *offshore*, termasuk Pulau Bunyu dan Tarakan dan berada di utara cekungan dan 4). sub-Cekungan Tidung, terletak paling utara dan sebagian besar berada pada bagian *onshore*.

Daerah penyelidikan potensi CBM Tanjung Redeb terletak pada sub-Cekungan Berau.

Stratigrafi

Sekuen stratigrafi cekungan-cekungan di timurlaut Kalimantan diendapkan diatas batuan dasar pra-Tersier. Setiap siklus diawali oleh batuan sedimen tertua yang tersingkap di sub-Cekungan Berau, kemudian diikuti oleh volkanisme, pengangkatan dan ketidakselarasan. Sekuen *post-rift* umumnya terdiri dari sekuen mendangkal keatas yang diawali dengan sedimen klastik Eosen hingga karbonat Oligosen dan menjadi endapan klastik lagi pada Miosen dan Pleistosen. Inkursi marin minor ditemukan pada sedimen *onshore* di Cekungan ini (Gambar 2).

Formasi pembawa batubara di daerah penelitian terdiri dari Formasi Latih dan Formasi Labanan. Formasi Latih terdiri dari batupasir kuarsa, batulempung, batulanau dan batubara (0,2-5,5 m) dibagian atas bersisipan serpih pasiran dan batugamping dibagian bawah. Formasi ini berumur Miosen Awal-Miosen Tengah yang diendapkan di lingkungan delta, estuarin dan laut dangkal dengan ketebalan satuan mencapai 800 m. Formasi Labanan terdiri dari perselingan konglomerat, batupasir, batulempung, batulanau disisipi batugamping dan batubara (0,2-1,5 m). Formasi ini berumur Miosen Akhir-Pliosen yang diendapkan di lingkungan fluvial dengan ketebalan satuan kurang lebih 450 m.

Struktur Geologi

Struktur geologi regional yang ada di sekitar Berau berupa lipatan, sesar normal, sesar geser, dan kelurusan menunjukkan arah utama baratlaut – tenggara dan baratdaya – timurlaut.

Di daerah ini diduga telah terjadi empat kali tektonik. Tektonik awal terjadi pada Akhir Kapur atau lebih tua. Gejala ini mengakibatkan perlipatan, pensesaran dan pemalihan regional derajat rendah pada Formasi Bangara. Pada Awal Eosen di bagian tengah dan barat, terbentuk Formasi Sembakung dalam lingkungan laut dangkal, diikuti pengendapan Formasi Tabalar di bagian tenggara, pada kala Eosen – Oligosen dan diikuti tektonik kedua. Setelah kegiatan tektonik kedua tersebut terjadi pengendapan Formasi Birang di bagian timur, tengah dan selatan maupun di bagian barat pada kala Oligosen – Miosen. Setempat diikuti terobosan andesit yang mengalami alterasi dan mineralisasi. Disamping itu juga terjadi kegiatan gunungapi sehingga terbentuk Satuan Gunungapi Jelai di bagian barat. Pengendapan Formasi Birang diikuti pengendapan Formasi Lati di bagian selatan yaitu di daerah Teluk Bayur dan sekitarnya yang berlangsung pada akhir Miosen Awal hingga Miosen Tengah dan diikuti kegiatan tektonik ketiga.

Setelah kegiatan tektonik tersebut pada akhir Miosen Akhir hingga Pliosen terendapkan Formasi Labanan di

baratdaya dan Formasi Domaring di bagian timur, sedangkan di bagian utara terjadi Pengendapan Formasi Tabul, pada akhir Miosen Akhir diikuti kegiatan gunungapi sehingga terbentuk Formasi Sinjin di daerah baratdaya dan utara pada kala Pliosen dan selanjutnya diikuti pengendapan Formasi Sajau pada Plio – Plistosen. Pada Kala Pliosen atau sesudah pengendapan Formasi Sajau dan Formasi yang lebih tua dibawahnya terlipat, tersesarkan dan menghasilkan bentuk morfologi atau fisiografi yang terlihat sekarang ini.

Indikasi Batubara dan Kandungan Gas dalam Batubara

Keberadaan endapan batubara di daerah penelitian telah diketahui sejak zaman kolonial Belanda. Pada saat tersebut, di daerah Teluk Bayur, eksploitasi endapan batubara diusahakan oleh *NV Steenkolen Maatschappijprapatan* (SMP). Pada saat ini banyak perusahaan batubara baik yang memegang status IUP maupun PKP2B di daerah penelitian, salah satunya adalah PT. Berau Coal.

Endapan batubara di daerah penelitian dan sekitarnya terdapat pada Formasi Lati, Formasi Tabul, Formasi Labanan dan Formasi Sajau. Batubara di daerah ini diketahui memiliki lapisan sekitar 70 *seam* batubara dengan ketebalan antara 20cm hingga sekitar 5,5 m (Atkins, 1991 dalam Peta Geologi

Lembar Tanjung Redeb, 1995) dengan kualitas yang beragam dari *brown coal* hingga *bituminous coal*. Batubara kelas sub-bitumen dan bitumen memiliki nilai kalori diatas 6000 kal/g.

Pada dasarnya, setiap proses pembatubaraan selalu menghasilkan gas metana batubara. Gas Metana batubara terbentuk ketika material organik terakumulasi, kemudian akibat peningkatan sedimen diatasnya, peningkatan kedalaman pembebanan dan suhu, menghasilkan perubahan kimia-fisika pada material organik yang ada membentuk batubara dan pembentukan gas-gas dalam batubara seperti metana, karbon dioksida, nitrogen dan air. Ketika panas dan tekanan meningkat, kandungan karbon di dalam batubara juga meningkat. Secara umum, semakin dalam dan tingginya peringkat batubara, gas metananya ikut meningkat.

KEGIATAN PENYELIDIKAN

Kegiatan penyelidikan yang dilakukan terdiri dari studi literatur; penyelidikan lapangan terdiri dari pemetaan geologi endapan batubara, pemboran dalam batubara dan pengukuran kandungan gas metana batubara; pemilahan contoh dan analisis laboratorium; pengolahan dan interpretasi data; penyusunan laporan akhir.

Pengumpulan Data Sekunder

Studi literatur atau pengumpulan data sekunder dilakukan sebelum dimulai kegiatan lapangan. Data sekunder tentang keberadaan batubara daerah penyelidikan diperoleh dari berbagai sumber, diantaranya hasil pemetaan geologi regional yang dilakukan oleh Situmorang dan Burhan (1995). Geologi, stratigrafi dan konfigurasi cekungan batubara daerah penyelidikan selain dari hasil pemetaan geologi juga diperoleh dari beberapa prosiding yang berkaitan dengan tektonostratigrafi daerah penyelidikan dan laporan eksplorasi PT. Berau Coal.

Pengumpulan Data Primer

Pengumpulan data primer merupakan kegiatan penyelidikan lapangan yang terdiri dari pemetaan geologi batubara, pemboran inti dan pengukuran kandungan gas metana batubara.

Pemetaan Geologi

Kegiatan pemetaan geologi batubara meliputi pencarian singkapan batubara, kemudian mengukur kedudukan dan posisinya. Selanjutnya memerikan singkapan tersebut dan mengamati batuan pengapit lapisan batubara. Selanjutnya melakukan dokumentasi singkapan yang ditemukan dengan pembuatan sketsa dan pengambilan foto. Untuk keperluan

analisis laboratorium dilakukan pengambilan contoh batubara.

Pemboran Inti

Pemboran inti adalah metoda pemboran dalam hingga kedalaman \pm 500 m dengan mengambil contoh teras inti (*core*) untuk keperluan pengukuran kandungan gasnya pada interval batubara yang telah diestimasi sebelumnya. Data yang diperoleh dari kegiatan pemboran diantaranya adalah data litologi bawah permukaan, meliputi tipe batuan, kedudukan dan kedalaman batuan, ketebalan dan data kemiringan lapisan batuan.

Pemboran yang dilakukan di daerah penelitian menggunakan metoda pengeboran *full coring* dari permukaan sampai target kedalaman dengan menggunakan dua seri pipa bor (*rod*), yaitu: HQ (OD: 3.42") dan NQ (OD:2.75"), peralatan yang digunakan adalah satu unit mesin bor Atlas Copco CS-10.

Setelah mengetahui data litologi, inti hasil kegiatan pemboran di dokumentasikan, sedangkan teras inti batubara yang ditargetkan digunakan sebagai contoh yang akan digunakan dalam kegiatan pengukuran kandungan dan komposisi gas. Setelah tercapai kedalaman target pemboran, kemudian dilakukan pengukuran lubang bor dengan *logging* geofisika pada setiap sumur pemboran. Pengukuran logging

dilakukan untuk mendapatkan data litologi batuan hingga kedalaman yang ditentukan dan sebagai komparasi data dengan core hasil pemboran. Alat yang digunakan adalah satu unit Robertson Geologging.

Analisis Laboratorium

Analisis laboratorium terbagi kedalam dua kegiatan, yaitu analisis yang dilakukan di laboratorium lapangan (*CBM Mobile Laboratory*) dan analisis yang dilakukan di laboratorium Pusat Sumber Daya Geologi.

Analisis yang dilakukan di laboratorium lapangan adalah analisis kandungan gas, komposisi gas dan *crusher*. Analisis yang dilakukan di laboratorium yang bukan di lapangan adalah analisis proksimat, ultimat, petrografi, *adsorption isotherm*, komposisi molekuler gas dan isotop karbon stabil (IRMS).

Contoh yang digunakan untuk analisis kandungan gas adalah contoh teras inti batubara yang dimasukan kedalam canister yang telah disiapkan. Contoh inti batubara juga digunakan untuk analisis lainnya yang dilakukan di laboratorium yang bukan di lapangan, terdiri dari analisis proksimat, ultimat, HGI, petrografi dan *adsorption isotherm*. Contoh yang digunakan untuk analisis komposisi gas berasal dari gas hasil pengukuran kandungan gas yang ditampung kedalam suatu tabung contoh.

Contoh gas ini juga digunakan untuk keperluan analisis komposisi molekuler gas dan isotop karbon stabil (IRMS).

HASIL PENYELIDIKAN

Morfologi

Pandansari

Berdasarkan aspek morfologi daerah penelitian Pandansari dapat dikelompokkan menjadi dua satuan morfologi, yaitu Satuan Perbukitan Lipatan dan Satuan Dataran Rendah.

Satuan Perbukitan Lipatan menempati hampir seluruh daerah penyelidikan, tersusun oleh Formasi Sinjin dan Formasi Labanan. Satuan ini dicirikan oleh perbukitan bergelombang landai-sedang dengan orientasi relatif baratlaut-tenggara dengan kemiringan lereng antara 10° - 15° . Pola aliran sungai yang berkembang sub dendritik dengan tahapan geomorfik dewasa.

Satuan Dataran Rendah menempati bagian timurlaut daerah penyelidikan, tersusun oleh Formasi Sinjin. Satuan ini berupa dataran rendah berawa disekitar sepanjang airan Sungai Segah yang mengalir berarah relatif baratlaut-tenggara di timurlaut daerah penelitian dengan kemiringan lereng antara 0° - 5° . Pola aliran sungai yang berkembang adalah *meandering* yang menunjukkan stadium geomorfik dewasa.

Gurimbang

Morfologi daerah penelitian Gurimbang dapat dikelompokkan menjadi dua satuan morfologi, yaitu Satuan Perbukitan Sinklin dan Satuan Dataran Rendah.

Satuan Perbukitan Sinklin menempati 60% daerah penyelidikan, terletak di bagian tengah dan timur daerah penyelidikan, tersusun oleh sekuen sedimen Tersier Formasi Lati. Satuan ini dicirikan oleh perbukitan bergelombang landai-sedang dengan orientasi relatif timurlaut-baratdaya, barat-timur dan utara-selatan. Pola aliran sungai yang berkembang adalah sub-dendritik yang mencirikan suatu litologi yang relatif homogen dengan pengaruh struktur relatif sederhana. Satuan Dataran Rendah menempati bagian timur dan barat bagian tengah daerah penyelidikan dan tersusun oleh batuan Formasi Lati. Satuan ini merupakan lembah sinklin membentuk dataran rendah berawa yang tersusun oleh material lepas, lumpur, tanah pasiran dan endapan rawa. Pola aliran sungai yang berkembang adalah *trellis* yang berkembang pada sisi-sisi perbukitan lipatan.

Sambakungan

Bentang alam daerah Sambakungan merupakan bagian dari Satuan Perbukitan Sinklin, menempati keseluruhan daerah penyelidikan.

Satuan ini tersusun oleh sekuen sedimen Tersier Formasi Lati. Satuan ini dicirikan oleh perbukitan bergelombang rendah dengan orientasi dominan relatif utara-selatan dan baratlaut-tenggara. Pola aliran sungai yang berkembang adalah sub-dendritik yang mencirikan suatu litologi yang relatif homogen dengan pengaruh struktur relatif sederhana.

Stratigrafi

Stratigrafi daerah penelitian mengacu kepada Peta Geologi Lembar Tanjung Redeb (Situmorang dan Burhan, 1995).

Pandansari

Stratigrafi daerah Pandansari dari tua ke muda tersusun oleh dua formasi yaitu Formasi Labanan dan Formasi Sinjin.

Formasi Labanan (Miosen Akhir-Pliosen) tersusun atas perselingan konglomerat polimik, batupasir, batulanau, batulempung, dengan sisipan batugamping dan batubara. Ketebalan lapisan batubara antara 20-150 cm berwarna hitam-coklat dengan tebal satuan \pm 450 m dan diendapkan dalam lingkungan fluvial.

Formasi Sinjin (Pliosen) tersusun atas perselingan tuf, aglomerat, lapili lava, andesit, tuf terkarsikan, batulempung tufan dan kaolin, mengandung lignit, kuarsa dan feldspar.

Tebal satuan batuan mencapai 500 m. Hubungan stratigrafi antara kedua formasi tersebut adalah selaras.

Gurimbang

Stratigrafi daerah Gurimbang tersusun oleh Formasi Lati berumur Miosen Awal-Miosen Tengah. Formasi ini tersusun oleh batupasir kuarsa, batulanau, batulempung dan batubara di bagian atas, dengan sisipan serpih pasiran dan batugamping di bagian bawah. Ketebalan lapisan batubara antara 0,1-6,6 m berwarna hitam-kecoklatan. Tebal formasi mencapai 800 m yang diendapkan pada lingkungan delta, estuarin dan laut dangkal. Formasi Lati merupakan formasi pembawa batubara utama di daerah Gurimbang.

Sambakungan

Stratigrafi daerah Sambakungan tersusun oleh Formasi Lati berumur Miosen Awal-Miosen Tengah. Formasi ini tersusun oleh batupasir kuarsa, batulanau, batulempung dan batubara di bagian atas, dengan sisipan serpih pasiran dan batugamping di bagian bawah. Ketebalan lapisan batubara antara 0,1-6,6 m berwarna hitam-kecoklatan. Tebal formasi mencapai 800 m yang diendapkan pada lingkungan delta, estuarin dan laut dangkal. Formasi Lati merupakan formasi pembawa batubara utama di daerah Sambakungan.

Struktur Geologi

Pandansari

Kondisi struktur geologi daerah Pandansari relatif sederhana, dimana kemiringan lapisan relatif landai ($<15^{\circ}$) dan menunjukkan struktur homoklin dengan kemiringan lapisan ke arah timur-timurlaut. Struktur yang terbentuk pada sedimen di daerah penelitian terbentuk akibat proses tektonik pada kala Pliosen atau sesudah pengendapan Formasi Sajau, sehingga formasi yang lebih tua terlipat dan tersesarkan menghasilkan bentuk fisiografi saat ini.

Gurimbang

Kondisi struktur geologi daerah Gurimbang tergolong moderat, membentuk suatu cekungan sinklin asimetri dimana sayap barat lebih ketat dibanding sayap timur lipatan. Geometri membentuk suatu cekungan sinklin asimetris dengan tiga arah umum sayap lipatan. Sayap utara memiliki arah umum timur tenggara-barat baratlaut, sayap tenggara memiliki arah umum jurus timurlaut-baratdaya dan sayap barat memiliki arah umum jurus utara-selatan. Kemiringan lapisan pada sayap utara dan tenggara tergolong landai ($< 15^{\circ}$), sedangkan kemiringan pada sayap barat tergolong curam (hingga 85°) dan melandai mendekati sumbu lipatan. Pola sebaran litologi, termasuk endapan batubara umumnya dikontrol oleh geometri dari cekungan tersebut.

Sambakungan

Kondisi struktur geologi daerah Sambakungan tergolong sederhana, geometrinya membentuk suatu pola cekungan yang terbentuk dari sinklin asimetri yang dikenal dengan sinklin Lati. Kemiringan lapisan pada sayap-sayap sinklinnya relatif landai dibagian utara, timur dan selatan yaitu $< 10^{\circ}$, sedangkan di bagian barat kemiringan landai-sedang (hingga 22°). Pola sebaran litologi, termasuk endapan batubara umumnya dikontrol oleh geometri dari cekungan tersebut.

Potensi Endapan Batubara dan CBM

Pemetaan Geologi dan Pemboran

Pandansari

Hasil kegiatan pemetaan geologi, batubara ditemukan sebagai sisipan pada Formasi Labanan. Batubara yang ditemukan berwarna hitam, kilap kusam, gores hitam kecoklatan, belahan konkoidal dan mengotori tangan.

Hasil kegiatan pemboran di daerah Pandansari dengan kedalaman pemboran mencapai 503,5 meter menembus 9 *seam* batubara dari Formasi Labanan (Tabel 1).

Gurimbang

Kegiatan pemetaan geologi di Gurimbang, singkapan batubara yang ditemukan diapit oleh batulempung. Batulempung berwarna abu-abu tua-kecoklatan, agak lapuk dengan warna

lapuk abu-abu kemerahan-kecoklatan. Ketebalan batubara bervariasi antara 1 - 5,9 m. Kedudukan lapisan batubara berarah relatif barat-timur sampai barat baratlaut-timur tenggara dengan kemiringan antara 22-35⁰. Batubara yang ditemukan berwarna hitam, kilap kusam, gores hitam kecoklatan, belahan konkoidal-blocky mengandung resin dan banyak ditemukan rekahan.

Hasil kegiatan pemboran di daerah Gurimbang dengan kedalaman pemboran mencapai 496,4 meter menembus 22 *seam* batubara dari Formasi Lati (Tabel 2).

Sambakungan

Kegiatan pemetaan geologi di Sambakungan, singkapan batubara yang ditemukan diapit oleh batulempung dengan interburden batulempung. Batulempung berwarna abu-abu tua-kecoklatan, agak lapuk dengan warna lapuk abu-abu kecoklatan. Batubara yang ditemukan berwarna hitam, kilap kusam, gores hitam kecoklatan, pecahan *konkoidal-blocky* dan banyak mengandung pirit dan resin. Pirit mengindikasikan endapan pirit sekunder yang banyak mengisi rekahan batubara. Ketebalan batubara sekitar 2 m. Kedudukan lapisan batubara berarah relatif utara-selatan dengan kemiringan landai sekitar 7⁰.

Hasil kegiatan pemboran di daerah Sambakungan dengan

kedalaman pemboran mencapai 469,2 meter menembus 11 *seam* batubara dari Formasi Lati (Tabel 3).

Kualitas Batubara

Pandansari

Hasil analisis petrografi organik dari 10 contoh inti batubara sumur PS-01, di daerah Pandansari, merupakan batubara berperingkat rendah-sedang (lignit-sub bituminous C), yang mikrolitotipnya dikelompokkan sebagai vitrit, karena didominasi oleh maseral vitrinit (antara 89,7-96,4%) disertai dengan inertinit dan liptinit. Unsur mineral didominasi oleh mineral lempung sebagai butiran individual atau mengisi rekahan vitrinit (<6,8%). Sedangkan mineral pirit (,0,5%), mineral karbonat (<2%) dan oksida besi (<0,5%) hadir sebagai butiran dalam jumlah sedikit. Nilai reflektan vitrinit (% Rvmax) contoh inti batubara sumur PS-01 memiliki kisaran antara 0,32-0,40.

Hasil analisis proksimat dan ultimat contoh inti daerah Pandansari dapat dilihat pada Tabel 4. Penentuan nilai panas batubara yang ditentukan berdasarkan nilai kalori batubara menunjukkan batubara daerah Pandansari berkisar antara 5.127 kal/gr hingga 6.757 kal/gr yang dapat dikategorikan sebagai batubara kalori sedang (5100-6100 kal/gr) - tinggi (6100-7100 kal/gr).

Hasil analisis adsorption isotherm sumur PS-01 menguji 6 contoh dari 4

seam batubara (Gambar 3). Hasil analisis menunjukkan tekanan Langmuir yang cukup tinggi untuk semua perconto yang diuji kecuali perconto PSC-67 yang mempunyai pressure langmuir lebih rendah yaitu 594 psi. Perconto PSC-67 dan PSC-68 mempunyai kapasitas simpan (*storage capacity*) gas metana lebih tinggi dibanding empat (4) contoh batubara lainnya.

Gurimbang

Hasil analisis petrografi organik dari 14 contoh inti batubara dari sumur GR-01, di daerah Gurimbang, merupakan batubara berperingkat rendah-sedang (lignit-sub bituminous B) yang mikrolitotipenya dikelompokkan sebagai vitrit, karena didominasi oleh maseral vitrinit (antara 73,6-98 %) disertai dengan inertinit dan liptinit. Unsur mineral didominasi oleh mineral lempung sebagai butiran individual atau mengisi rekahan vitrinit. Mineral pirit yang di beberapa contoh (GROC 01 dan GRI 03) hadir dengan komposisi yang agak tinggi, merupakan contoh singkapan dan contoh teras inti dekat permukaan. Pada contoh lainnya kandungan pirit hadir dalam jumlah sedikit (<0,2 %). Oksida besi hadir sebagai butiran dan juga pengisi rekahan. Nilai reflektan vitrinit (% Rvmax) 14 contoh inti batubara sumur GR-01 dan 3 contoh singkapan sekitar titik pemboran memiliki kisaran antara 0,33-0,49.

Hasil analisis proksimat dan ultimat contoh teras inti daerah Gurimbang dapat dilihat pada Tabel 5. Penentuan nilai panas batubara yang ditentukan berdasarkan nilai kalori batubara menunjukkan batubara daerah Gurimbang berkisar antara 3.529 kal/gr hingga 6.311 kal/gr yang dapat dikategorikan sebagai batubara kalori rendah (<5100 kal/gr)-tinggi (6100-7100 kal/gr).

Hasil pengukuran dari sembilan percontoh diperoleh Pressure Langmuir dengan kisaran antara 1.474 psi hingga 4.775 psi. Sedangkan pada Volume Langmuir mempunyai kisaran antara 385 scf/ton hingga 2.324 scf/ton. Perconto GRC-80 mempunyai *storage capacity* paling besar, yaitu 258 scf/ton, disusul oleh perconto GRC-75 sebesar 216 scf/ton. Sedangkan *storage capacity* terendah adalah perconto GRC-13 dan GRC-12 sebesar 83 scf/ton masing-masing. Berdasarkan gabungan kurva memperlihatkan secara berurutan bahwa kurva yang paling tinggi adalah perconto GRC-80 diikuti oleh GRC-75, GRC-49, GRC-56, GRC-39, GRC-69, GRC-71, GRC-12, dan GRC-13 (Gambar 4).

Sambakungan

Hasil analisis petrografi organik dari 9 contoh inti batubara dari sumur LI-01, di daerah Lati, merupakan batubara berperingkat rendah-sedang (lignit-sub bituminous C-B) yang mikrolitotipenya

dikelompokan sebagai vitrit, karena didominasi oleh maseral vitrinit (antara 85,8-97,6%) disertai dengan inertinit dan liptinit. Unsur mineral didominasi oleh mineral lempung sebagai butiran individual atau mengisi rekahan vitrinit. Mineral pirit dan oksida besi hadir sebagai butiran dan juga pengisi rekahan. Nilai reflektan vitrinit (% Rvmax) dari 9 contoh inti batubara sumur LI-01 memiliki kisaran antara 0,39-0,42.

Hasil analisis proksimat dan ultimat contoh teras inti daerah Lati dapat dilihat pada Tabel 6. Penentuan nilai panas batubara yang ditentukan berdasarkan nilai kalori batubara menunjukkan batubara daerah Lati berkisar antara 4.574 kal/g hingga 6.527 kal/g yang dapat dikategorikan sebagai batubara kalori rendah (<5100 kal/gr)-tinggi (6100-7100 kal/gr).

Hasil analisis adsorption isotherm sumur LI-01 menguji 3 contoh dari 3 seam batubara (Gambar 5). Dari tiga percontoh, yang terbaik adalah percontoh LIC-70 diikuti oleh LIC-04 dan LIC-02. Misalnya jika semua percontoh diplot pada tekanan yang sama, misalkan pada tekanan +/- 1000 psi, maka percontoh LIC-70 memperlihatkan volume langmuir yang lebih besar yaitu, +/- 239 scf/ton, kemudian diikuti percontoh LIC-04 dan LIC-02 dengan volume +/- 185 scf/ton, dan 172 scf/ton.

Sumberdaya Batubara

Perhitungan sumber daya batubara daerah penelitian dilakukan berdasarkan pada kriteria-kriteria sebagai berikut:

- a. Data batubara yang digunakan dalam perhitungan adalah data batubara dengan titik informasi sumur LI-01, GR-01 dan PS-01.
- b. Jarak yang dihitung kearah jurus (panjang) dibatasi sejauh 500 m dari setiap lokasi sumur pemboran, sehingga jarak total yang dihitung kearah jurus mencapai 1000 m.
- c. Jarak yang dihitung kearah *down dip* atau *up dip* (lebar) untuk batubara dibatasi sampai sejauh 250 m dari setiap lokasi sumur, sehingga jarak totalnya mencapai 500 m (dalam hal ini lokasi sumur terletak ditengah).
- d. Batubara yang dihitung sumber dayanya hanya dari seam yang memiliki ketebalan lebih dari 1 meter untuk batubara kalori rendah dan 0,4 meter untuk batubara kalori tinggi.
- e. Berat jenis yang dihitung adalah berat jenis batubara rata-rata untuk setiap perwakilan contoh yang diuji nilai berat jenisnya.

Dengan adanya batasan ketebalan dalam penentuan sumber daya, maka tidak seluruh seam batubara yang ditemukan pada kegiatan pemboran, dihitung sumber dayanya.

Delapan seam daerah Pandansari yang ditentukan

sumberdayanya dengan total ketebalan batubara mencapai 23,83 m dan total sumber daya batubara mencapai 13,78 juta ton. Hasil perhitungan sumberdaya batubara daerah Pandan Sari dibatasi berdasarkan titik pemboran PS-01 dapat dilihat pada Tabel 7.

Sepuluh seam daerah Gurimbang yang ditentukan sumberdayanya berasal dari 15 seam batubara, dengan total ketebalan batubara sebesar 45,15 meter (Tabel 8). Total sumber daya batubara yang digunakan dalam perhitungan sumber daya CBM sebesar 29,28 juta ton.

Enam seam daerah Sambakungan ditentukan sumberdayanya berasal dari seam R, Q, PU-P, OPL, N dan E dengan total ketebalan batubara mencapai 9,98 meter dan total sumber daya batubara mencapai 6,6 juta ton. Hasil perhitungan sumberdaya batubara daerah Sambakungan dibatasi berdasarkan titik pemboran LI-01 dapat dilihat pada Tabel 9.

Sumberdaya Gas Metana Batubara (CBM)

Perhitungan sumberdaya CBM daerah penelitian dilakukan berdasarkan data sumberdaya batubara yang telah ditentukan sebelumnya. Seam batubara yang dihitung kandungannya hanya batubara yang memiliki kedalaman lebih dari 200 meter, dengan mengasumsikan gas yang berada pada batubara yang

lebih dalam dari 200 meter masih berada di dalam seam dan belum terlepas ke atmosfer. Dengan mengalikan sumber daya batubara dengan kandungan gas dan metana akan dihasilkan sumber daya gas secara keseluruhan dan sumber daya gas metana batubara dalam satuan *standard cubic-feet* (scf). Dengan batasan tersebut di atas, maka tidak seluruh seam dihitung sumber dayanya.

Untuk daerah Pandansari, hanya dua seam yang memenuhi persyaratan untuk dimasukkan kedalam perhitungan sumber daya CBM yaitu seam MU dan ML dengan total ketebalan batubara sebesar 10,4 meter. Total sumber daya batubara yang digunakan dalam perhitungan sumber daya CBM sebesar 6,82 juta ton. Sumber daya batubara yang dihitung sumber daya gas metana batubaranya ditampilkan pada Tabel 10. Total sumber daya gas metana batubara pada sumur PS-01 sebesar 13,35 MMSCF.

Untuk daerah Gurimbang, perhitungan sumber daya CBM berasal dari 10 seam, yaitu seam O, NU, NL, M, LU, LL, K, J, I dan H dengan total ketebalan batubara sebesar 30,4 meter. Total sumber daya batubara yang digunakan dalam perhitungan sumber daya CBM sebesar 20,79 juta ton (Tabel 11). Total sumber daya gas metana batubara pada sumur GR-01 sebesar 397,3 mmscf.

Untuk daerah Sambakungan, perhitungan sumber daya CBM berasal dari 10 seam, yaitu seam N dan E dengan total ketebalan batubara sebesar 3,4 meter. Total sumber daya batubara yang digunakan dalam perhitungan sumber daya CBM sebesar 2,32 juta ton (Tabel 12). Total sumber daya gas metana batubara pada sumur LI-01 sebesar 8,14 mmscf

KESIMPULAN

Berdasarkan pembahasan di atas, dapat dibuat kesimpulan sebagai berikut :

- a. Formasi pembawa batubara dan target penyelidikan gas metana batubara di daerah penelitian yaitu Formasi Labanan (Pandansari) dan Formasi Lati (Gurimbang dan Sambakungan).
- b. Berdasarkan hasil pemboran pada sumur PS-01 hingga kedalaman 503,5 m di daerah Pandan Sari, ditemukan 9 lapisan batubara yaitu *seam* O2U (4,53 m), O2L (2,25 m), O1U (1,3 m), O1L (0,8 m), O (3,5 m), N (0,8 m), MUU (9,5 m), ML (0,9 m) dan K (1,05). Berdasarkan hasil pemboran pada sumur GR-01 hingga kedalaman 496,4 m di daerah Gurimbang, ditemukan 22 lapisan batubara yaitu *seam* U (0,85 m), T (2,75 m), S (0,59 m), R (3 m), QU (3,35 m), QL (1,45 m), P (4,2 m), O (2,39 m), NU (4,40 m), NL (3,23 m), M (2,20 m), LU (1,32 m), LL (1,70 m), K (3,55 m), J (7,80 m), I (2,35 m), K (1,46 m) dan 5 seam lainnya dengan ketebalan relatif tipis. Berdasarkan hasil pemboran pada sumur LI-01 hingga kedalaman 469,2 m di daerah Lati, ditemukan 11 lapisan batubara yaitu *seam* R (2,05 m), Q (2,36 m), PU (0,15 m), P (1,02 m), OPL (1,15 m), O (0,75 m), N (2,4 m), E (1,0 m), D (0,55 m) dan 2 seam lainnya dengan ketebalan relatif tipis dan teridentifikasi melalui hasil loging.
- c. Analisa petrografi menunjukkan batubara di daerah penyelidikan merupakan batubara mono maseral yang mikrolitotipenya dikelompokkan sebagai vitrit, karena didominasi oleh maseral vitrinit, disertai dengan inertinit dan liptinit.
- d. Batubara daerah penelitian Pandansari dikategorikan sebagai batubara kalori sedang-tinggi; Gurimbang dikategorikan sebagai batubara kalori rendah-tinggi dan Sambakungan dikategorikan sebagai batubara kalori batubara kalori rendah-tinggi
- e. Sumber daya batubara daerah Pandansari berdasarkan titik pemboran CBM PS-01 diperoleh sebesar 13,78 juta ton dengan sumber daya batubara yang memiliki potensi mengandung gas

berjumlah 6,8 juta ton yang berasal dari 2 seam batubara (seam MU dan ML). Sumber daya batubara daerah Gurimbang berdasarkan sumur CBM GR-01 diperoleh sebesar 29,28 juta ton dengan sumber daya batubara yang memiliki potensi mengandung gas berjumlah 20,79 juta ton yang berasal dari 10 seam batubara (seam O, NU, NL, M, LU, LL, K, J, I dan H). Sumber daya batubara daerah Lati berdasarkan sumur CBM LI-01 diperoleh sebesar 6,6 juta ton dengan sumber daya batubara yang ditentukan potensi gas metana batubaranya berjumlah 2,32 juta ton yang berasal dari 2

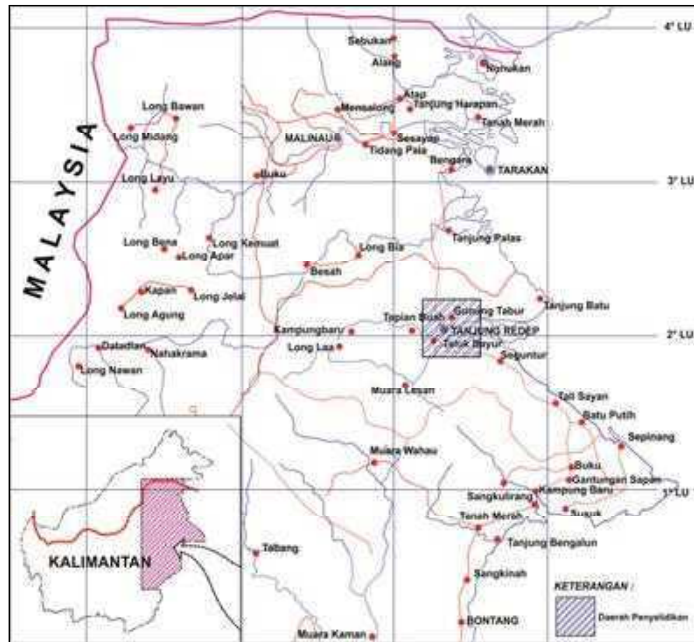
- seam batubara (seam N dan E).
- f. Sumber daya gas metana batubara ditentukan dan dibatasi berdasarkan titik informasi sumur PS-01 sebesar 13,35 MMSCF. Sumber daya gas metana batubara ditentukan dan dibatasi berdasarkan titik informasi sumur GR-01 sebesar 397,3 MMSCF. Sumber daya gas metana batubara ditentukan dan dibatasi berdasarkan titik informasi sumur LI-01 sebesar 8,14 MMSCF.
 - g. Berdasarkan kegiatan penelitian ini menunjukkan bahwa meskipun sumberdaya batubara di daerah penelitian besar, potensi CBM-nya tergolong relatif kecil.

DAFTAR PUSTAKA

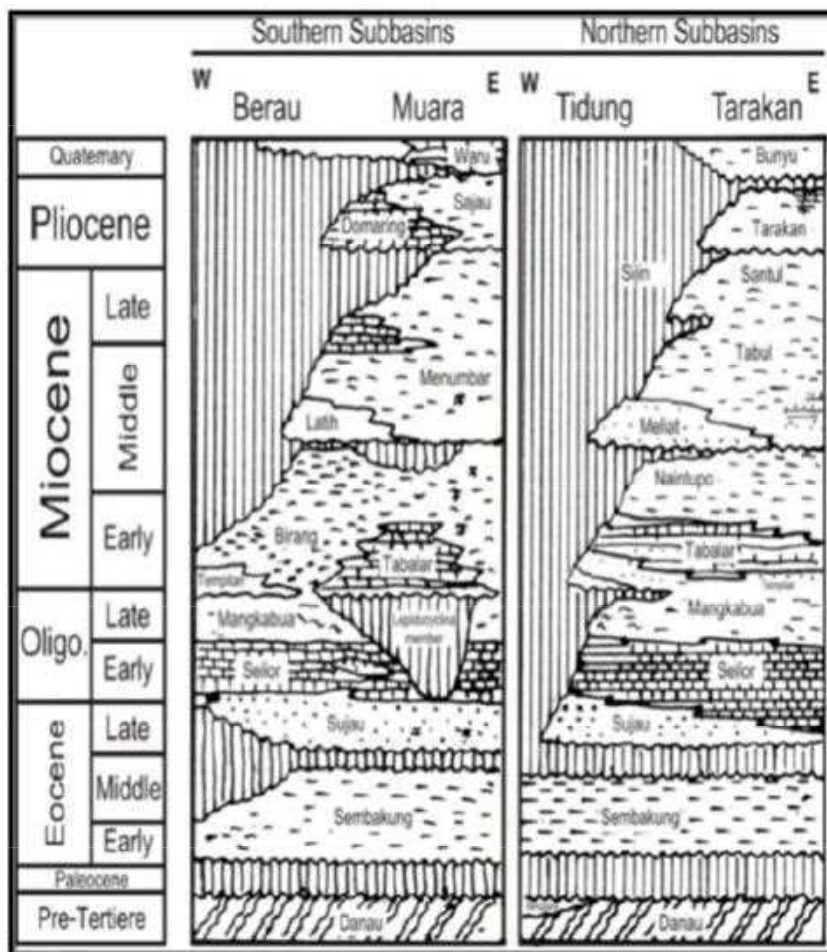
- Achmad, Z & Samuel, L., 1984, Stratigraphy and Depositional Cycles in the N. E. Kalimantan Basin: *Proceedings 13rd IPA Annual Convention*.
- Saghafi A., 2009, *Characterisation of Coal Seam Gas Reservoirs*, CBM Exploration Workshop.
- Simatupang, D., 2012, *Penelitian dan Evaluasi Pemboran Potensi CBM di Bayung Lencir, Musi Banyuasin, Sumatera Selatan*, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.
- Situmorang, R. L. dan Burhan, G., 1995, *Peta Geologi Lembar Tanjung Redeb, Kalimantan, Peta Geologi Bersistem Indonesia*, PPPG, Bandung.
- Stevens, S. H., & Sani, K., 2001, Coalbed Methane Potential of Indonesia: Preliminary Evaluation of a New Natural Gas Source : *Proceedings 28th IPA Annual Convention*.
- , 1999, *SNI 13-6011-1999: Klasifikasi sumber daya dan cadangan batubara, Standar Nasional Indonesia*, Badan Standarisasi Nasional
- , 2006, *Indonesia Basin Summaries*, Patra Nusa Data, Jakarta.

-----, 2011, *Joint Study of Coal Bed Methane (CBM) Project: Laporan PT Berau Coal-Pusat Sumber Daya Geologi*, Bandung.

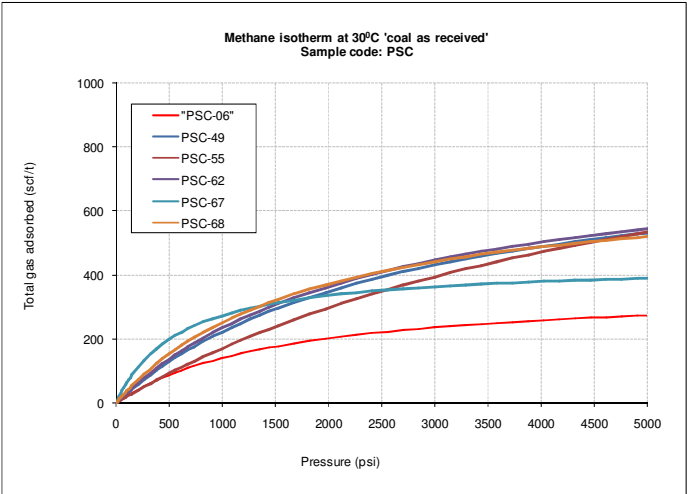
-----, 2011, *Berau Dalam Angka 2012*, Badan Pusat Statistik Kabupaten Berau.



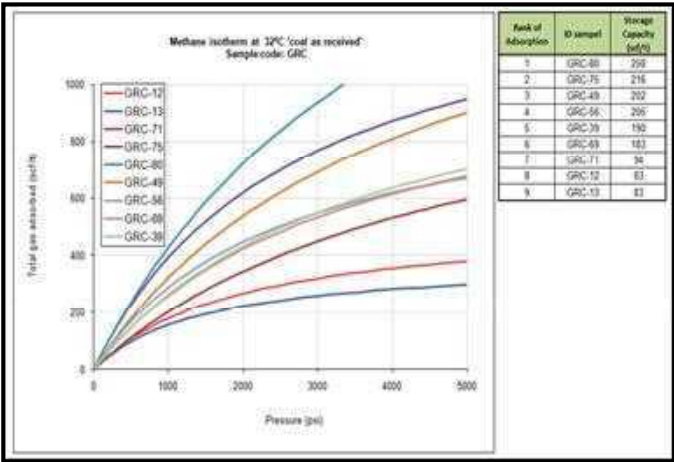
Gambar 1. Lokasi Daerah Penyelidikan



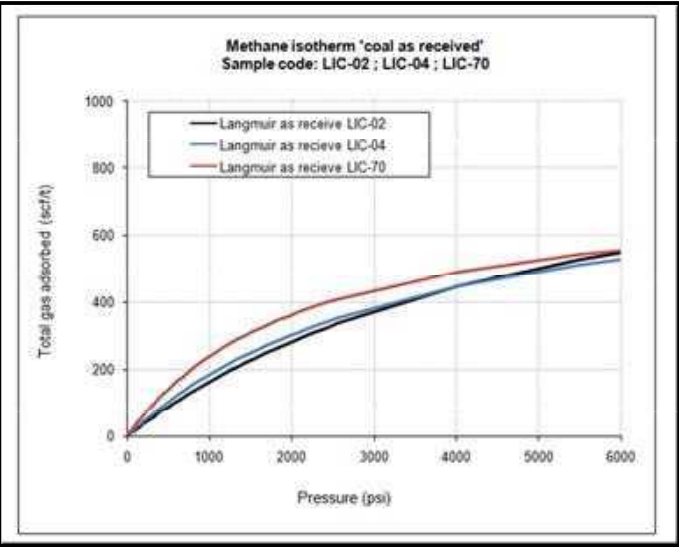
Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Tarakan (Achmad dan Samuel, 1984).



Gambar 3. Grafik hasil uji *adsorption isotherm* dari 6 percontto sumur PS-01.



Gambar 4. Grafik hasil uji *adsorption isotherm* dari 9 percontto sumur GR-01.



Gambar 5. Grafik hasil uji *adsorption isotherm* dari 3 percontto sumur LI-01.

Tabel 1. Batubara yang ditembus titik pemboran PS-01

Seam	Kedalaman Batubara (m)		Tebal (m)
	Dari	Sampai	
O2U	5,2	9,73	4,53
O2L	11,9	14,15	2,25
O1U	39,5	40,8	1,3
O1L	44,8	45,6	0,8
O	79,6	83,1	3,5
N	146,83	147,9	0,8
MU	305,6	315,5	9,5
ML	327,85	328,75	0,9
K	495,8	496,85	1,05

Tabel 2. Batubara yang ditembus titik pemboran GR-01

Seam	Kedalaman Batubara (m)		Tebal (m)
	Dari	Sampai	
U	39.95	40.8	0.85
-	57.15	57.25	0.10
-	61.5	61.9	0.40
T	93.25	96.0	2.75
S	132.23	132.82	0.59
R	134.55	137.55	3.00
QU	152.2	155.55	3.35
QL	159.9	161.35	1.45
P	187.55	191.75	4.20
-	217.4	220.33	2.93
-	220.93	223.0	2.07
O	247.66	250.05	2.39
NU	273.5	277.9	4.40
NL	284.17	287.4	3.23
-	292.55	293.0	0.45
M	320.05	322.25	2.20
LU	363.95	365.27	1.32
LL	375.95	377.65	1.70
K	391.25	394.8	3.55
J	436.95	444.75	7.80
I	456.15	458.5	2.35
H	494.34	495.8	1.46

Tabel 3. Batubara yang ditembus titik pemboran LI-01

Seam	Kedalaman Batubara (m)		Tebal (m)
	Dari	Sampai	
R	67.15	69.20	2.05
Q	92.64	95.00	2.36
PU	118.90	119.05	0.15
<i>P</i>	<i>120.98</i>	<i>122.00</i>	<i>1.02</i>
OPL	162.85	164.00	1.15
O	195.45	196.20	0.75
N	213.85	216.25	2.40
-	219.32	219.65	0.33
L	<i>core lost : indikasi batubara dari hasil logging</i>		
E	332.45	333.45	1.00
D	401.20	401.75	0.55

keterangan : seam dengan huruf italics, diukur/diuji potensi gas metannya.

Tabel 4. Hasil Analisis Proksimat dan Ultimat contoh inti bor sumur PS-01.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code										
			PS-01	PS-02	PS-03	PSC-02	PSC-06	PSC-49	PSC-55	PSC-62	PSC-67	PSC-68	PSS-01 (singk.)
FREE MOISTURE	%	ar	38.27	41.56	44.25	41.90	36.32	27.62	29.49	30.68	31.41	26.17	41.46
TOTAL MOISTURE	%	ar	43.76	46.08	48.64	47.74	42.25	33.24	36.73	37.34	39.00	33.79	47.06
PROXIMATE													
MOISTURE	%	adb	8.90	7.73	7.87	10.05	9.31	7.76	10.27	9.61	11.08	10.32	9.57
VOLATILE MATTER	%	adb	52.00	55.19	41.21	45.83	53.89	59.70	45.89	46.36	42.87	41.99	47.89
FIXED CARBON	%	adb	35.67	32.45	34.79	41.96	33.32	29.65	40.63	40.75	42.13	41.73	40.16
ASH	%	adb	3.43	4.63	16.13	2.16	3.48	2.89	3.21	3.28	3.92	5.96	2.38
TOTAL SULPHUR	%	adb	0.19	0.24	0.28	0.09	0.14	0.13	0.11	0.10	0.31	0.23	0.28
SO/RD		adb	1.34	1.32	1.44	1.36	1.31	1.26	1.37	1.37	1.36	1.36	1.36
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	5985	6210	5127	5795	6277	6757	5786	5909	5758	5762	5747
ULTIMATE													
CARBON*	%	daf	70.87	72.64	69.64	70.86	73.16	75.20	71.37	72.13	72.21	73.08	70.36
HYDROGEN*	%	daf	5.63	6.18	5.24	4.97	6.22	6.78	5.07	5.26	5.21	5.27	5.11
NITROGEN*	%	daf	1.00	0.91	0.86	0.68	0.94	0.84	0.99	0.92	1.18	1.22	0.97
SULPHUR*	%	daf	0.22	0.27	0.37	0.10	0.16	0.15	0.13	0.11	0.36	0.27	0.32
OXYGEN*	%	daf	22.29	20.00	23.90	23.38	19.52	17.03	22.43	21.58	21.04	20.16	23.25

Air dried basis = As determined basis

HGI = ASTM D 409

Tabel 5. Hasil Analisis Proksimat dan Ultimat contoh inti bor sumur GR-01.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code										Sample Code									
			GRI-01	GRI-02	GRI-03	GRI-04	GRC-30	GRC-12	GRC-13	GRC-71	GRC-75	GRC-80	GRC-49	GRC-69	GRC-56	GRC-39	GROC-01	GROC-02	GROC-03			
FREE MOISTURE	%	ar	31.81	30.70	22.78	31.85	31.22	28.72	34.49	35.41	28.85	28.90	26.92	27.67	24.83	24.84	22.64	18.91	29.57	30.04	31.52	
TOTAL MOISTURE	%	ar	38.55	38.23	29.61	38.34	38.02	34.49	35.41	35.41	35.21	35.21	34.15	34.51	31.69	30.87	29.14	25.97	35.25	35.75	37.72	
PROXIMATE																						
MOISTURE	%	adb	9.89	10.47	8.84	9.52	9.89	8.79	9.72	8.88	8.88	9.90	9.45	9.12	8.02	8.02	8.40	8.71	8.07	8.16	9.05	
VOLATILE MATTER	%	adb	44.78	45.30	30.52	44.56	43.67	45.93	46.63	46.19	46.19	43.85	40.68	44.87	44.31	44.31	47.32	45.26	44.70	44.56	46.14	
FIXED CARBON	%	adb	41.64	40.50	24.02	42.63	40.55	41.76	40.61	41.36	41.36	42.44	45.16	41.83	44.95	44.95	40.81	42.99	44.93	44.98	42.79	
ASH	%	adb	3.69	3.73	36.62	3.29	5.89	3.52	3.54	3.57	3.81	3.81	4.71	4.18	4.18	2.72	3.47	3.04	2.30	2.30	2.02	
TOTAL SULPHUR	%	adb	0.31	0.39	3.66	0.21	1.96	0.23	0.28	0.23	0.23	0.25	0.89	1.32	0.19	0.19	0.88	0.69	1.60	1.81	0.31	
SG/RED		adb	1.40	1.38	1.69	1.39	1.41	1.37	1.39	1.38	1.39	1.39	1.41	1.37	1.37	1.37	1.35	1.36	1.36	1.39	1.37	
HGI*		adb	41	36	54	34	42	33	40	39	31	37	34	34	42	43	43	55	49	43	53	
SI*		adb	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	5700	5709	3529	5877	5666	6008	5988	6026	6026	5809	5724	6050	6156	6156	6311	6085	6233	6016	5994	
ULTIMATE																						
CARBON*	%	daf	70.53	71.13	63.02	72.20	71.86	72.28	72.60	72.90	72.90	72.62	72.67	73.78	73.55	73.55	74.23	73.59	72.74	71.71	71.62	
HYDROGEN*	%	daf	4.94	5.17	5.19	5.14	4.97	5.39	5.33	5.31	5.31	5.02	4.69	5.31	5.17	5.17	5.62	5.08	5.11	4.81	4.98	
NITROGEN*	%	daf	1.00	1.28	1.27	1.11	1.01	1.30	1.24	1.36	1.36	1.41	1.62	1.36	1.52	1.52	1.33	1.36	1.57	1.28	1.30	
SULPHUR*	%	daf	0.36	0.45	6.71	0.24	2.33	0.26	0.32	0.32	0.29	0.29	1.04	1.52	0.21	0.21	1.00	0.78	1.79	2.02	0.35	
OXYGEN*	%	daf	23.17	21.96	23.82	21.30	19.84	20.77	20.51	20.18	20.18	20.66	19.99	18.03	19.55	19.55	17.83	19.19	18.59	20.17	21.75	

Air dried basis = As determined basis

HGI = ASTM D 409

* = beikum terakreditasi

Tabel 6. Hasil Analisis Proksimat dan Ultimat contoh inti bor sumur LI-01.

ANALYSIS	UNIT	BASIS	Sample Code					
			LIC - 03	LIC - 07	LIC - 08	LIC - 71	LIC - 72	LIC - 73
FREE MOISTURE	%	ar	15.65	8.70	9.18	7.62	5.38	7.60
TOTAL MOISTURE	%	ar	27.81	20.43	20.81	20.16	17.44	16.38
PROXIMATE								
MOISTURE	%	adb	14.43	12.85	12.81	13.57	12.75	9.50
VOLATILE MATTER	%	adb	41.24	33.87	38.31	39.36	41.04	29.92
FIXED CARBON	%	adb	40.84	35.46	37.61	44.96	43.60	31.42
ASH	%	adb	3.49	17.82	11.27	2.11	2.61	29.16
TOTAL SULPHUR	%	adb	1.50	2.31	1.97	0.52	0.89	3.27
SG/RD		adb	1.28	1.40	1.34	1.28	1.26	1.52
CALORIFIC VALUE	Cal/gr	adb	6146	5094	5630	6329	6527	4574
ULTIMATE								
CARBON*	%	daf	76.54	72.57	75.03	77.45	78.58	71.65
HYDROGEN*	%	daf	5.60	5.46	5.57	5.42	5.64	6.03
NITROGEN*	%	daf	1.52	1.73	1.66	1.81	1.83	1.76
SULPHUR*	%	daf	1.83	3.33	2.59	0.62	1.05	5.33
OXYGEN*	%	daf	14.52	16.92	15.15	14.69	12.90	15.23

Air dried basis = As determined basis

Tabel 7. Penentuan Sumber Daya Batubara Berdasarkan Titik CBM PS-01

No.	Seam	Kedalaman (m)		Tebal (m)	BeratJenis (ton/m ³)	Panjang (m)	Lebar (m)	Sumberdaya (ton)
		dari	ke					
1	O2U	5,2	9,73	4.53	1.30	1000	285	1.678.365
2	O2L	11,9	14,15	2.25	1.30	1000	320	936.000
3	O1U	39,5	40,8	1.3	1.30	1000	500	845.000
4	O	79,6	83,1	3.5	1.36	1000	500	2.275.000
5	N	146,83	147,9	0.8	1.31	1000	500	544.000
6	MU	305,6	315,5	9.5	1.30	1000	500	6.222.500
7	ML	327,85	328,75	0.9	1.33	1000	500	598.500
8	K	495,8	496,85	1.05	1.30	1000	500	682.500
Total Ketebalan				23.83	Total Sumberdaya			13.781.865

Tabel 8. Penentuan Sumber Daya Batubara Berdasarkan Titik CBM GR-01

No	Seam	Kedalaman (m)		Tebal (m)	Berat Jenis (ton/cu.m)	Panjang	Lebar	Sumberdaya (ton)
		dari	ke					
1	T	93.25	96	2.75	1.30	1000	360	1.287.000
2	R	134.55	137.55	3	1.30	1000	500	1.950.000
3	QU	152.2	155.55	3.35	1.41	1000	500	2.361.750
4	QL	159.9	161.35	1.45	1.30	1000	500	942.500
5	P	187.55	191.75	4.2	1.30	1000	500	2.730.000
6	O	247.66	250.05	2.39	1.37	1000	500	1.637.150
7	NU	273.5	277.9	4.4	1.39	1000	500	3.058.000
8	NL	284.17	287.4	3.23	1.38	1000	500	2.228.700
9	M	320.05	322.25	2.2	1.39	1000	500	1.529.000
10	LU	363.95	365.27	1.32	1.30	1000	500	858.000
11	LL	375.95	377.65	1.7	1.41	1000	500	1.198.500
12	K	391.25	394.8	3.55	1.37	1000	500	2.431.750
13	J	436.95	444.75	7.8	1.36	1000	500	5.304.000
14	I	456.15	458.5	2.35	1.36	1000	500	1.598.000
15	H	494.34	495.8	1.46	1.30	1000	500	949.000
Total Ketebalan				45.15	Total Sumberdaya			29.276.850

Tabel 9. Penentuan Sumber Daya Batubara Berdasarkan Titik CBM LI-01

No.	Seam	Kedalaman (m)		Tebal (m)	Berat Jenis (ton/cu.m)	Panjang	Lebar	Sumberdaya (ton)
		dari	ke					
1	R	67.15	69.2	2.05	1.3	1000	500	1.332.500
2	Q	92.64	95	2.36	1.3	1000	500	1.534.000
3	PU-P	120.98	122	1.02	1.28	1000	500	652.800
4	OPL	162.85	164	1.15	1.34	1000	500	770.500
5	N	213.85	216.25	2.4	1.4	1000	500	1.680.000
6	E	332.45	333.45	1	1.27	1000	500	635.000
Total Ketebalan				9.98	Total Sumberdaya			6.604.800

Tabel 10. Penentuan Sumber Daya Gas Metana Batubara
Berdasarkan Titik CBM PS-01

NO	SEAM BATUBARA	KETEBALAN (m)	SUMBERDAYA (TON)	KANDUNGAN GAS TOTAL (scf/ton)	KANDUNGAN GAS METANA (scf/ton)	SUMBERDAYA (scf)	
						GAS	METANA
1	MU	9,5	6.222.500	20,85	2,12	129.759.000	13.168.592
2	ML	0,9	598.500	2,30	0,3	1.374.200	180.913
	TOTAL	10,4	6.821.000	23,15	2,42	131.133.200	13.349.505

Tabel 11. Penentuan Sumber Daya Gas Metana Batubara
Berdasarkan Titik CBM GR-01

NO	SEAM BATUBARA	KETEBALAN (m)	SUMBERDAYA (ton)	KANDUNGAN GAS TOTAL (scf/ton)	KANDUNGAN GAS METANA (scf/ton)	SUMBERDAYA (scf)	
						GAS	METANA
1	O	2,39	1.637.150	34,79	17,81	56.948.779,24	29.161.191,90
2	NU	4,40	3.058.000	112,48	19,04	343.976.136,08	58.226.560,44
3	NL	3,23	2.228.700	39,09	10,07	87.110.124,28	22.452.634,53
4	M	2,20	1.529.000	8,18	1,88	12.499.700,21	2.869.306,18
5	LU	1,32	858.000	6,15	1,98	5.277.877,40	1.698.948,73
6	LL	1,70	1.198.500	15,85	5,77	18.993.642,78	6.913.685,97
7	K	3,55	2.431.750	43,21	16,50	105.070.526,91	40.117.428,18
8	J	7,80	5.304.000	118,33	40,93	627.602.189,20	217.091.289,02
9	I	2,35	1.598.000	66,26	11,05	105.881.771,07	17.650.491,24
10	H	1,46	949.000	7,83	1,18	7.434.816,98	1.116.709,51
	TOTAL	30,40	20.792.100	452,16	126,20	1.370.795.564,15	397.298.245,71

Tabel 12. Penentuan Sumber Daya Gas Metana Batubara
Berdasarkan Titik CBM LI-01

NO	SEAM BATUBARA	KETEBALAN (m)	SUMBERDAYA (ton)	KANDUNGAN GAS TOTAL (scf/ton)	KANDUNGAN GAS METANA (scf/ton)	SUMBERDAYA (scf)	
						GAS	METANA
1	N	2,40	1.680.000	15,03	2,42	25.250.400	4.065.600
2	E	1,00	635.000	46,36	6,41	29.438.600	4.070.350
	TOTAL	3,40	2.315.000	61,39	8,83	54.689.000	8.135.950

**PENYELIDIKAN BITUMEN PADAT
DAERAH KABUPATEN JAYAPURA, PROVINSI PAPUA**

Eko Budi Cahyono

Kelompok Penyelidikan Energi Fosil

S A R I

Penyelidikan bitumen padat secara berada di daerah Kabupaten Jayapura dan sekitarnya di Provinsi Papua, dilakukan dalam rangka pencarian potensi bahan galian khususnya bitumen padat. Pelaksanaan kegiatan penyelidikan bitumen ini dilakukan dengan mengumpulkan data sekunder berupa pencarian data dan informasi mengenai daerah yang bersangkutan, baik dari informasi dari pemerintah setempat, data pendukung geologis, penyelidik terdahulu dan segala informasi yang menunjang. Sedangkan penyelidikan di lapangan sebagai bentuk kegiatan primer dengan cara pencarian singkapan batuan dan mendapatkan informasi dari pemerintah serta penduduk setempat.

Secara umum geologi daerah peyelidikan termasuk ke dalam Cekungan Jayapura Selatan (Peta Cekungan Sedimen Indonesia, Badan Geologi, 2009), dimana cekungan ini secara umum merupakan cekungan pra-tersier, daimana terdapat indikasi mengandung formasi bitumen padat. Secara stratigrafi formasi pembawa bitumen yang ditemukan di daerah peyelidikan adalah Formasi Makats.

Hasil penyelidikan di lapangan didapatkan lokasi singkapan batuan pembawa bitumen sebanyak 8 lokasi buah yang tersebar pada Formasi Makats dengan arah umum strike singkapan adalah baratlaut – tenggara, dengan kemiringan singkapan antara 19°-45°. Ketebalan singkapan berkisar antara 0,50 – 3,5 m. Dan hasil korelasi penampang geologi dan sebaran lapisan, didapatkan sejumlah 6 lapisan batuan. Dengan pembagian menjadi 2 blok, yaitu Blok Makats Atas dan Makats Bawah.

Analisa dari data laboratorium didapatkan nilai TOC batuan sebesar 0,07 - 0,72% (Analisa Kimia). Analisa retort mempunyai kandungan minyak 3 – 5 l/ton. Analisa tipe hidrokarbon dari hasil perbandingan S_2/S_3 (*Hidrokarbon Generate/Hidrogen Index*) nilainya berkisar antara 0,33 – 3,00 %, menunjukkan tipe daerah penyelidikan dapat memungkinkan cenderung tipe gas. Dari hasil analisa kematangan batuan (T_{max}), didapatkan kisaran 427,8 – 446,1 °C, yang menunjukkan kondisi kematangan pada tingkat Immature. Analisa maseral petrografi, kandungan hidrokarbon sangat jarang, dengan nilai Reflektan 0,33 – 0,40 %.

Hasil perhitungan sumberdaya didapatkan potensi batuan yang mengandung bitumen sebesar 9.716.002 ton. Dan sumberdaya batuan yang mengandung minyak sebesar 4.554.241 ton dengan kandungan minyak sebesar 120.095 barrel.

PENDAHULUAN

Latar Belakang

Status Indonesia yang pernah menjadi negara pengekspor minyak bumi, sekarang berubah menjadi importir bersih komoditas tersebut. Terlepas dari itu semua, peranan minyak bumi sebagai sumber energi utama, memang tidak selamanya akan terpenuhi, karena minyak bumi merupakan sumber energi tak terbarukan yang akan habis jika digunakan secara terus menerus. Untuk itu, semangat untuk mencari dan mengungkap sumber-sumber energi baru dan terbarukan harus terus dilakukan.

Penyelidikan bitumen padat sebagai salah satu sumber energi alternatif, merupakan prioritas sekaligus kontribusi Pusat Sumber Daya Geologi, khususnya Kelompok Penelitian Energi Fosil untuk mendukung program diversifikasi energi.

Berdasarkan informasi penyelidikan terdahulu tentang batuan pengandung bitumen, maka daerah Kabupaten Jayapura dan sekitarnya, Provinsi Papua dipilih sebagai lokasi penyelidikan pendahuluan mengenai potensi endapan bitumen padat tersebut.

Maksud Dan Tujuan

Sesuai dengan Tugas Pokok dan Fungsi Pusat Sumber Daya Geologi, maksud kegiatan penyelidikan pendahuluan ini adalah untuk mengungkap potensi dan wilayah keprospekan sumberdaya bitumen padat di daerah Kabupaten Jayapura dan sekitarnya.

Tujuannya adalah untuk mengetahui informasi awal berupa data geologi melalui kegiatan pemetaan geologi permukaan yang difokuskan pada formasi pembawa bitumen padat. Dan dilakukan pengambilan sampel untuk kepentingan analisis laboratorium. Diharapkan dapat diketahui potensi dan sumber daya bitumen padat di daerah Kabupaten Jayapura dan sekitarnya.

Lokasi Daerah Penyelidikan

Lokasi kegiatan terletak di wilayah Distrik Kaureh, Kabupaten Jayapura, Provinsi Papua. Daerah penyelidikan secara umum berada di wilayah Distrik Kaureh. Jarak tempuh lokasi penyelidikan dari Kota Sentani, ibukota Kabupaten berjarak sekitar 180 km ke arah barat daya (Gambar 1), dapat dicapai dengan menggunakan kendaraan umum darat dan air sekitar 10 jam, tergantung dari cuaca dan kondisi transportasi setempat. Jika kondisi cuaca buruk maka waktu tempuh bisa mencapai lebih dari 10 jam.

Secara geografis daerah penyelidikan dibatasi oleh koordinat $139^{\circ} 35' 00'' - 140^{\circ} 00' 00''$ BT dan $02^{\circ} 55' 00'' - 03^{\circ} 10' 00''$ LU.

Keadaan Lingkungan

Daerah penyelidikan membentuk rangkaian perbukitan dan masih belum banyak dimanfaatkan penduduk sekitarnya untuk bercocok tanam. Lapisan tanah yang subur hanya ditumbuhkan oleh hutan tropis yang luas. Keadaan topografi dan lereng

umumnya relatif terjal dengan kemiringan 5%-30% serta mempunyai ketinggian aktual 0,5m dpl -1500m dpl. Sebagian besar wilayah Kabupaten Jayapura (72,09%) berada pada kemiringan diatas 41%, sedangkan yang mempunyai kemiringan 0-15% berkisar 23,74%.

Daerah yang memiliki wilayah terluas adalah kecamatan Kaureh (4.357 Km²) atau 24,8% dari total wilayah Kabupaten Jayapura. Daerah yang memiliki wilayah terkecil adalah kabupaten Sentani Barat (129,2 Km²) atau 0,74%. Dan lokasi daerah penyelidikan termasuk dalam wilayah Kecamatan Kaureh, dimana menempati daerah yang paling luas di antara wilayah lainnya di Kabupaten Jayapura.

Kegiatan pertambangan yang ada saat ini masih bersifat penggalian bahan tambang golongan C, di Distrik Sentani Timur, Sentani Barat, dan Sentani. Potensi kegiatan pertambangan di Kabupaten Jayapura tidak hanya bahan galian C saja, tetapi juga terdapat bahan galian B (strategis), seperti beberapa batubara dan bahan mineral lainnya.

Penyelidik Terdahulu

Beberapa penyelidik terdahulu yang berkaitan dengan kegiatan di daerah sekitar, diantaranya

- 1) Badan Geologi, 2009. Peta Cekungan Sedimen Indonesia.
- 2) BPN, 2010,. Kabupaten Jayapura

- 3) Darman, H. dan Sidi, F. H., 2000. An Outline of the Geology of Indonesia, Proceeding Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- 4) Koswara, Achnan., 1995. Peta Geologi Lembar Taritatu (Keerom), Irian Jaya, Skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.

GEOLOGI UMUM

Secara fisiografi, Papua secara umum dapat dibedakan menjadi tiga bagian, yaitu bagian Kepala Burung, Leher dan Badan. Setting Lempeng Tektonik Papua telah diulas oleh beberapa ahli geologi seperti Dow dkk (1985), Smith (1990) dan Mark Closs (1990) pada Gambar 2. Sedangkan kerangka tektonik menurut Darman & Sidi, 2000, menunjukkan bahwa daerah penyelidikan termasuk dalam daerah MTFB (Mamberamo Thrust Fold Belt), yaitu daerah zona sesar dan lipatan Mamberamo. Daerah ini secara umum banyak sekali dipengaruhi oleh struktur sesar dan lipatan, sehingga batuan di sekitarnya banyak sekali dijumpai tatanan litologi yang saling potong-memotong.

Secara geologi regional, daerah penyelidikan termasuk ke dalam Peta Geologi Lembar Taritatu (Keerom) dan Jayapura, Irian Jaya, skala 1:250.000 (P3G Bandung ; 1995), (Gambar 3)

HASIL PENYELIDIKAN

Geologi Daerah Penyelidikan

Informasi awal tentang keberadaan endapan bitumen padat di daerah penyelidikan dan sekitarnya, belum diketahui. Hanya sumber informasi berdasarkan dari peta geologi regional dan sumber data lainnya bahwa, lapisan/formasi pembawa bitumen adalah Formasi Ekmai.

Satuan morfologi daerah penyelidikan hampir seluruhnya merupakan perbukitan terjal-bergelombang dan sebagian kecil morfologi dataran/aluvial. Bentuk morfologi perbukitan terjal tersebar tersebut hampir menempati sekitar 90 % dari seluruh luas daerah penyelidikan, dan batuan dibawah satuan morfologi ini umumnya terdiri dari susunan sedimen dan beberapa batuan sedimen keras/ pratersier cyclops. Selanjutnya 10 % merupakan dataran aluvial disepanjang Sungai Ibo, di sekitar dari daerah penyelidikan. Lebar Sungai Ibo ini rata-rata hingga mencapai 60 meter. Lereng-lereng disekitar daerah penyelidikan mempunyai kemiringan rata-rata 30⁰- 45⁰.

Struktur geologi yang berkembang di daerah penyelidikan relatif berupa sesar-sesar memanjang dengan arah relatif barat laut – tenggara. Dan beberapa diantaranya terdapat lipatan antiklin. Selanjutnya sesar-sesar mendatar hampir berpola tegak lurus dari sesar utama tersebar di sekitarnya. Pola sesar ini sebagian besar berada di Formasi Kelompok Malihan Cycloops.

Mengingat kondisi daerah yang sulit dijangkau dan kondisi cuaca yang sangat buruk selama kegiatan dilakukan, sehingga tim penyelidik tidak menjangkau wilayah Formasi Ekmai, dan sebagai hasil penyelidikan, tim mendapatkan indikasi bitumen padat pada Formasi Makats, yang letaknya di bagian utara daerah penyelidikan, di sekitar Kampung Muara Pasra/Umbron. Pada formasi ini setempat mengandung lapisan-lapisan tipis karbonan. Sehingga dengan adanya batasan tersebut, tim penyelidikan terkonsentrasi pada Formasi Makats.

Stratigrafi Daerah Penyelidikan

Susunan satuan batuan yang terdapat di daerah penyelidikan dapat ditunjukkan dengan urutan stratigrafi pada Gambar 4, dengan keterangan sebagai berikut :

Endapan Sungai (Qa) ; terdiri atas kerakal, kerikil, pasir lanau dan lumpur

Formasi Unk (Qtu) berada di wilayah barat, terdiri dari lempung dan lumpur hasil sedimentasi.

Formasi Unk (QTu) ; terdiri atas batupasir, greywacke yang berselingan dengan batulempung dan sisipan lignit memperlihatkan perlapisan cukup baik, umur Pliosen Akhir - Plistosen

Formasi Aurimi (Tmpa) ; terdiri atas batupasir dan batulempung dengan sisipan batugamping dan napal, berlapis baik, umur Miosen Akhir - Pliosen

Formasi Makats (Tmm) ; terdiri atas batupasir perselingan dengan batulanau

dan batulempung berlapis baik, umur Miosen Tengah

Formasi Nubai (Tomn) ; terdiri atas batugamping dengan sisipan biokalkarenit, napal, batugamping pasiran dan batugamping kapuran, terendapkan dalam lingkungan dangkal, umur Oligosen

Batupasir Ekmai (Kue) ; terdiri atas batupasir kuarsa, batulanau, batulumpur dan serpih karbonan, terendapkan di lingkungan paparan dangkal, umur kapur tengah – paleosen

Kelompok Maihan Cycloops (pTmc) ; terdiri atas sekis, filit, amfibolit dengan sisipan marmer dan batutanduk, dan paling banyak menenempati di bagian tengah daerah penyelidikan, umur PraTersier. Dan hampir 50% menenempati di daerah penyelidikan.

Formasi Makats dan Formasi Unk berada di wilayah bagian utara daerah penyelidikan, dan di formasi ini tim penyelidik menemukan beberapa batuan atau singkapan yang mempunyai ciri bitumen. Kedua formasi ini dapat dibedakan di lapangan dengan ciri adanya batulempung yang agak kehitaman, khususnya di Formasi Unk. Sedangkan Formasi Makats lebih dominan perselingan batupasir dan batulempung dengan adanya mineral pengotor sedikit kuarsa pada beberapa tempat. Tetapi diantara perselingan batupasir dan batulempung ini ada beberapa lapisan tipis yang bersifat karbonan, serta lebih kompak.

Dari kegiatan penyelidikan dilapangan, didapatkan singkapan batuan sebanyak 8 lokasi singkapan. Adapun singkapan yang mempunyai ciri bitumen sejumlah 5 lokasi (KR-01, KR-02, KR-03, SN-01 dan SN-02). Contoh dimasukkan ke laboratorium, untuk analisis retorting, pirolisis, rock-analisis dan petrografi. (Tabel 1)

Potensi Endapan Bitumen

Ada beberapa analisa laboratorium yang dilakukan, diantaranya adalah analisa TOC (*Total Organic Content*), yaitu analisa kimia untuk mendapatkan seberapa besar kandungan organik di dalam batuan/sampel, (Tabel 2). Hasil analisa menunjukkan bahwa sampel SN-01 mempunyai kandungan organik yang paling besar, yaitu 0,72 %. Dan KR-03 mempunyai nilai kandungan yang paling kecil, yaitu 0,07 %. Secara umum SN-01 berada di lapisan pada Blok Makats Atas, sedangkan sampel KR-03 berada pada lapisan Blok Makats Bawah. Dari hasil ini secara umum dapat diprediksikan, bahwa kandungan organik di Blok Makats Atas lebih kaya organik. Meskipun demikian, secara keseluruhan nilai kandungan organik di daerah penyelidikan, tetap dianggap kecil.

Untuk katagori ini, dari ahasil analisa TOC, menurut Waples 1985 dan Peters 1986, kandungan hidrokarbon di daerah ini sangat kurang (nilai < 0,5 %). Dan dapat disimpulkan bahwa pada daerah penyelidikan, kandungan hidrokarbon

(berdasarkan TOC), terbatas dan sangat kecil. Walaupun ada satu sampel yaitu SN-01 dengan kadar TOC : 0,72 %, yang menurut Waples, masih berkisar antara 0,5-1,0 % ; memungkinkan adanya kapasitas hidrokarbon. Namun hasil keberadaan hidrokarbon ini dikompilasi lagi dengan analisa retort, analisa petrografi dan pirolisis. Hasil analisa retort didapatkan bahwa 2 dari 5 sampel batuan di lapangan, didapatkan sedikit kandungan minyak, dengan kisaran 3 – 5 liter/ton. Dan dengan hasil kandungan air berkisar antara 50 – 110 liter/ton. Semua sampel menunjukkan bahwa kandungan air lebih dominan daripada kandungan minyak. Salah satu penyebab kurangnya kandungan minyak dalam batuan ini, dapat dimungkinkan karena kurangnya kandungan organik dalam batuan.

Kemudian, dari hasil analisis pirolisis bitumen padat (Tabel 3), menunjukkan nilai T_{max} berada diantara 427,8 °C hingga 446,10°C. Berdasarkan nilai T_{maks} tersebut, sampel bitumen padat daerah penyelidikan tergolong belum matang (*immature*). Sampel yang belum matang ini juga didukung dengan nilai S1 dan S2 yang kecil. Sehingga dengan adanya T_{max} yang masih bersifat *immature*, maka perhitungan hidrogen indeks dan oksigen indeks bervariasi, yang kecenderungannya dapat menghasilkan minyak dan gas. Tetapi karena sampel berasal dari permukaan, maka deskripsi akan adanya kecenderungan minyak dan gas akan

dapat diperhitungkan jika faktor T_{max} diatas 450 °C keatas.

Plotting analisa antara nilai TOC dan nilai S2 (Gambar 5), akan terlihat bahwa kualitas material organik yang berasosiasi dengan seberapa banyak kandungan hidrogen dalam material organik tersebut sangat rendah, sehingga *source rock* yang menghasilkan hidrokarbon tidak/belum terbentuk. Ini menunjukkan bahwa bitumen padat di daerah penyelidikan kandungan hidrokarbon masih minim dan sangat jarang. Demikian pula pada Gambar 6, plotting nilai potensial kecenderungan kumulatif akan adanya hidrokarbon (baik yang berupa komponen bebas maupun yang berupa kerogen), sangat rendah dan belum terbentuk. Dan tingkat kematangan hidrokarbon pada batuan induk belum potensial.

Sumberdaya Bitumen

Korelasi lapisan batuan dari singkapan di lapangan dari kaidah geologi setempat didapatkan sejumlah 6 lapisan (A,B,C,D,E dan F). Dan dibagi menjadi 2 blok wilayah. Yaitu Blok Makats Atas dan Makats Bawah (Peta Geologi dan Sebaran Batuan, lampiran). Sedangkan dari hasil penghitungan sumberdaya batuan (Tabel 4), didapatkan total potensi sumberdaya batuan sebesar **9.716.002 ton** (batas sumberdaya mencapai hingga kedalaman 50 meter). Dan panjang lapisan lateral searah strike dibatasi sejauh 1500 meter dan pada batas lapisan lainnya.

Contoh batuan yang dianalisis retort yang dihitung adalah SN-02 (5 lt/ton), contoh batuan dari Lapisan B, dengan total sumber daya batuan pada Lapisan B adalah **2.716.182 ton**. Sehingga didapatkan kandungan minyak sebesar **85.415 barrel**. Selanjutnya adalah penghitungan dari analisa retort KR-03 (3 lt/ton), contoh batuan dari Lapisan D (Tabel 11) dengan total sumber daya batuan pada Lapisan D adalah **1.838.059 ton**. Sehingga didapatkan kandungan minyak sebesar **34.680 barrel**. Total sumber daya batuan yang mengandung minyak pada kedua lapisan yang dihitung adalah sebesar **4.554.241 ton** dan kandungan minyak sebesar **120.095 barrel**.

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan Bitumen

Belum ada kajian umum atau bahkan khusus dari referensi yang ada. Sehingga dengan adanya penyelidikan saat ini akan dapat dilihat seberapa besar prospek dari endapan potensi bitumen padat di daerah ini. Mengingat kesempaan daerah penyelidikan yang sulit dijangkau, maka penyelidikan kurang maksimal dilakukan. Hal ini karena medan yang terjal dan sulit untuk dijangkau. Cuaca saat penyelidikan juga kurang bagus. Sehingga singkapan yang ditemukan sangat terbatas.

Untuk saat ini pengembangan bitumen padat masih dalam acuan kerangka pencarian dan identifikasi adanya potensi sumber energi alternatif di beberapa

wilayah di Indoensia. Diharapkan dengan adanya indikasi adanya batuan yang mengandung bitumen padat dengan hasil yang signifikan dapat menjadikan daerah dengan memiliki potensi yang bagus akan sumber energi alternatif. Mengenai kandungan bitumen padat di wilayah penyelidikan masih belum masuk dalam katagori prospek, karena hasil kandungan minyak di dalam sampel batuan masih kurang. Dan perlu adanya konsentrasi lagi untuk mencari beberapa formasi batuan yang bercirikan serpih bitumen di wilayah sekitar daerah penyelidikan. Pencapaian indikasi adanya lapisan bitumen dapat di arahkan pada lapisan yang kaya organik, dimana sebagai ciri megaskopis di lapangan dengan cara mencari beberapa informasi akan adanya lapisan batuan yang mempunyai ciri-ciri fisik kaya akan perselingan batupasir dan lempung yang tebal. Tentunya dengan beberapa informasi dari pemerintah setempat serta masyarakat, akan adanya ciri-ciri batuan tersebut akan lebih mudah dilakukan penyelidikan selanjutnya.

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan dari hasil sementara dilapangan dan analisa sementara geologi maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

- 1) Daerah penyelidikan terletak pada Cekungan Jayapura Selatan (Lembar Kerangka Cekungan Sedimen Indonesia, PSG, 2009). Dimana ini mempunyai indikasi adanya bitumen

- PraTersier-Tersier. Jika menurut Darman & Sidi, 2000, daerah penyelidikan termasuk bagian dari Cekungan Mamberamo.
- 2) Endapan bitumen padat terdapat pada Formasi Makats berumur Miosen Akhir.
 - 3) Hasil lapangan mendapatkan 5 titik singkapan bitumen dengan ketebalan singkapan berkisar antara 1,2 – 1,6 meter di sekitar Sungai Ibo dan Icha. Sedangkan ketebalan singkapan di Sungai Guayos lebih kurang 3,0 – 3,5 m.
 - 4) Dari hasil analisa TOC, didapatkan nilai kandungan hidrokarbon berkisar antara 0,07 - 0,72%. Berdasarkan analisa dari Waples 1985 dan Peters 1886, kandungan hidrokarbon kecil dan terbatas.
 - 5) Dari hasil analisa Retort, 2 sampel batuan mengandung kandungan minyak, 3 dan 5 liter/ton, dan secara umum kandungan berupa air, berkisar antara 50 – 110 liter/ton..
 - 6) Analisa tipe hidrokarbon dari hasil perbandingan S2/S3 (Hidrokarbon Generate/Hidrogen Index) nilainya berkisar antara 0,33 – 3,00 %.
 - 7) Dari hasil analisa kematangan batuan, yang ditunjukkan dari nilai Tmax, di daerah penyelidikan didapatkan kisaran 427,8 – 446,1 °C, yang menunjukkan kondisi kematangan pada tingkat *Immature*.
 - 8) Analisa petrografi, secara umum kehadiran hidrokarbon sangat jarang, dengan nilai Rvmean 0,33 – 0,40 % dengan jaranginya kenampakan hidrokarbon pada pengamatan fluoresen maseral.
 - 9) Hasil perhitungan sumberdaya didapatkan potensi batuan yang mengandung bitumen sebesar 9.716.002 ton.
 - 10) Hasil perhitungan sumberdaya potensi batuan yang mengandung minyak sebesar 4.554.241 ton dan total sumberdaya minyak sebesar 120.095 barrel.
- Kemudian saran yang dapat dikemukakan pada hasil penyelidikan adalah sebagai berikut :
- 1) Mengingat kondisi geografis daerah penyelidikan yang sangat luas dan sulit dijangkau, maka perlu pemikiran mengenai kesampaian menuju daerah penyelidikan. Dan informasi yang lebih akurat akan adanya lapisan pembawa bitumen. Salah satunya dengan informasi akan indikasi batuan serpih yang lebih banyak ditemukan luas penyebaran dan lebih tebal. Sehingga dapat dimungkinkan akan mendapat hasil yang lebih signifikan.
 - 2) Perlu adanya informasi data dukung akan keberadaan batuan bitumen di formasi atau wilayah lainnya, baik informasi data dari pihak PEMDA terkait dan perusahaan swasta di sekitar daerah penyelidikan, serta dukungan informasi masyarakat lokal setempat.

DAFTAR PUSTAKA

- Darman, H. dan Sidi, F. H., 2000. An Outline of the Geology of Indonesia, Proceeding Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- Badan Geologi, 2009. Peta Cekungan Sedimen Indonesia.
- Koswara, Achnan., 1995. Peta Geologi Lembar Taritatu (Keerom), Irian Jaya, Skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- R.P. Koesoemadinata., 1989, Geologi Minyak dan Gas Bumi.
- Wikibooks Of Papua, http://en.wikibooks.org/wiki/The_Geology_of_Indonesia/Papua, 25 Januari 2013 ; 10:20 AM.
- Vincelette, R.R., 1973, Reef exploration in Irian Jaya, Indonesia, *Indon. Petroleum Assoc. 2nd Ann. Conv. Procc.*, p. 234-278.
- Wikipedia of Papua, http://id.wikipedia.org/wiki/Kabupaten_Jayapura, 25 Januari 2013 ; 11:30 AM.
- Yen, The Fu., and Chilingarian 1976, Oil Shale, Development in Petroleum Science,5. Elsevier Science Publishing Company, Amsterdam – Oxford, New York 1976 S., 1976, Oil Shale, Developmensen Petroleum Science, Elsevier Scientific Publishing Company.

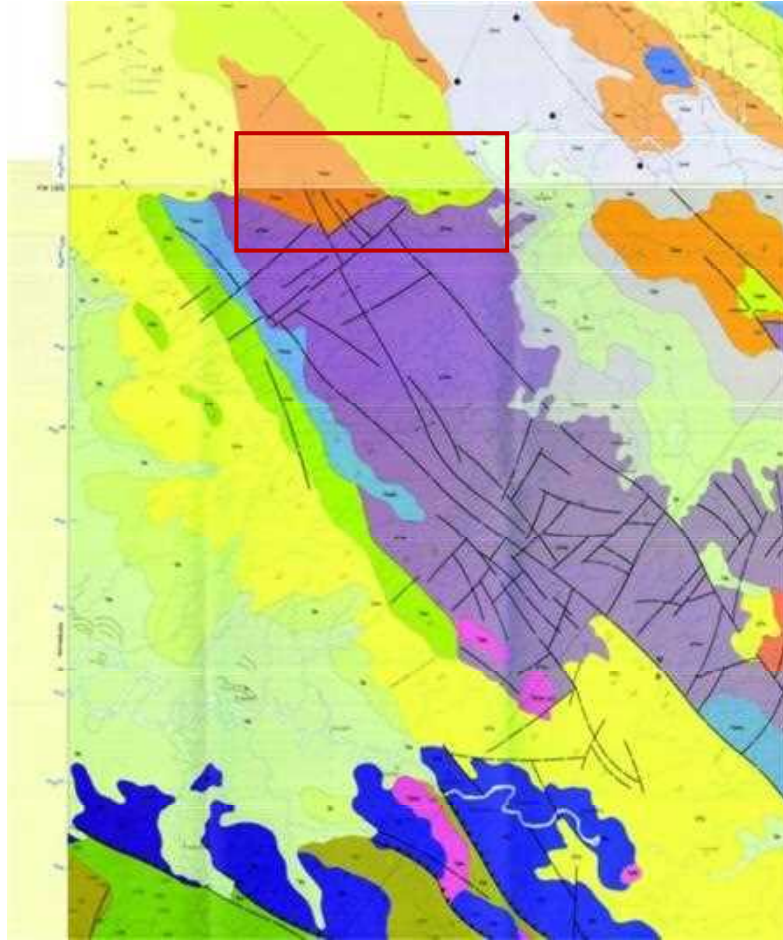


Gambar 1. Peta Lokasi Daerah Penelitian



Sumber : Dow dan Sukanto, 1984

Gambar 2. Seting Tektonik Pulau Papua



Gambar 3. Geologi Regional Daerah Penyelidikan (P3G, 1995)

UMUR	SIMBOL	FORMASI	LITOLOGI
Holosen	Qa	Endapan Sungai	Kerakal, Kerkil, Pasir, Lanau, Lumpur
Plistosen	Qtu	Unk	Pasir, Lempung, Greywacke
	Tmpa	Aurimi	Batupasir, Batulempung, sisipan Batugamping dan Napal
Miosen Akhir	Tmm	Makats	Batupasir, Batu Lanau dan Batulempung
Oligosen Akhir Miosen Tengah	Tomn	Nubai	Baugamping Kalkarenit, napal, Gamping Pasiran
Kapur Akhir	Kue	Ekmai	Batupasir kuarsa, lanau, batulumpur
Perm- Trias	pTmc	Kelompok Malihan Cycloops	Sekis, fiit, marmar dan batusabak

Gambar 4. Stratigrafi Daerah Penyelidikan (Modifikasi dari P3G, 1982).

Tabel 1. Singkapan Bitumen dan Batuan Di Daerah Penyelidikan

No.	Kode	Koordinat Geografis		Strike/ Dip	Tebal (m)	Batuan	Lokasi
		LS	BT				
1	KR-01	2.960	139.855	335 / 21	1,6	Blp ssl Bps-Lanau, Serpih, kompak	S. ibo, Muarapasra
2	KR-02	2.968	139.836	312 / 19	1,2	Bps setempat Blp, kompak	S. Ibo dan S. Icha
3	KR-03	2.966	139.840	328 / 19	1,4	Blp ssl Bps-Lanau, agak kompak	S. Icha, Muarapasra
4	KR-04	2.970	139.829	318 / 20	0,6	Bps dengan sisipan Blp, abu kecoklatan, setempat kuarsa butir halus	S.Ibo, Muarapasra
5	KR-05	2.961	139.831	332 / 19	0,5	Bps dengan sisipan Blp, abu kecoklatan, fragmen kuarsa	S. Ibo, Muarapasra
6	SN-01	2.929	139.973	356 / 45	3,5	Bps-selangseling Blp, setempat karbonan	S. Guayos
7	SN-02	2.938	139.974	334 / 40	3,2	Bps-selangseling Blp, setempat karbonan, dominan Blp	S. Guayos
8	SN-03	2.944	139.994	324 / 45	1,5	Bps-selangseling Blp, setempat karbonan gampingan	S. Sarmuaif. Sentosa

Tabel 2. Tabel Analisa Laboratorium Kandungan Minyak

No	KODE CONTO	KANDUNGAN		BERAT JENIS (cm ³ /gram)	TOC (%)
		Air (l/ton)	Minyak (l/ton)		
1	SN – 01	60	-	1,75	0,72
2	SN – 02	53	5	2,16	0,46
3	KR – 01	110	-	2,28	0,26
4	KR – 02	110	-	2,28	0,28
5	KR - 03	50	3	2,14	0,07

*) berdasarkan sertifikat analisa lab PSDG, Des 2013

Tabel 3. Perhitungan Kualitas Bitumen dari Analisa Pirolysis

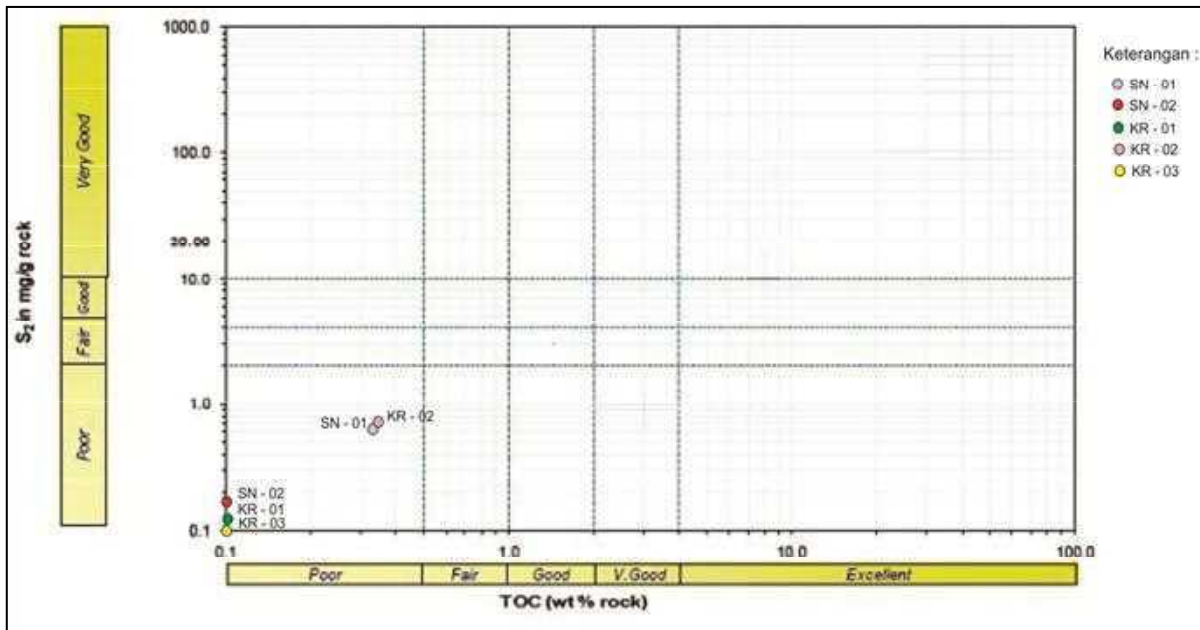
No	Kode Conto	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	TOC (%)	T max (°C)	PI	HI	OI	PY
1	SN – 01	0,03	0,48	0,27	0,36	431,6	0,06	133,33	75	0,51
2	SN – 02	0,03	0,19	0,22	0,02	431,0	0,14	950	1100	0,22
3	KR – 01	0,03	0,14	0,42	0,01	446,1	0,18	1400	4200	0,17
4	KR – 02	0,04	0,36	0,40	0,30	427,8	0,10	120	133,33	0,40
5	KR - 03	0,03	0,12	0,04	0,01	433,3	0,20	1200	400	0,15

*) PI = production Index ; HI = Hidrogen Index ; OI = Oksigen Index ; PY = Potensial Yield

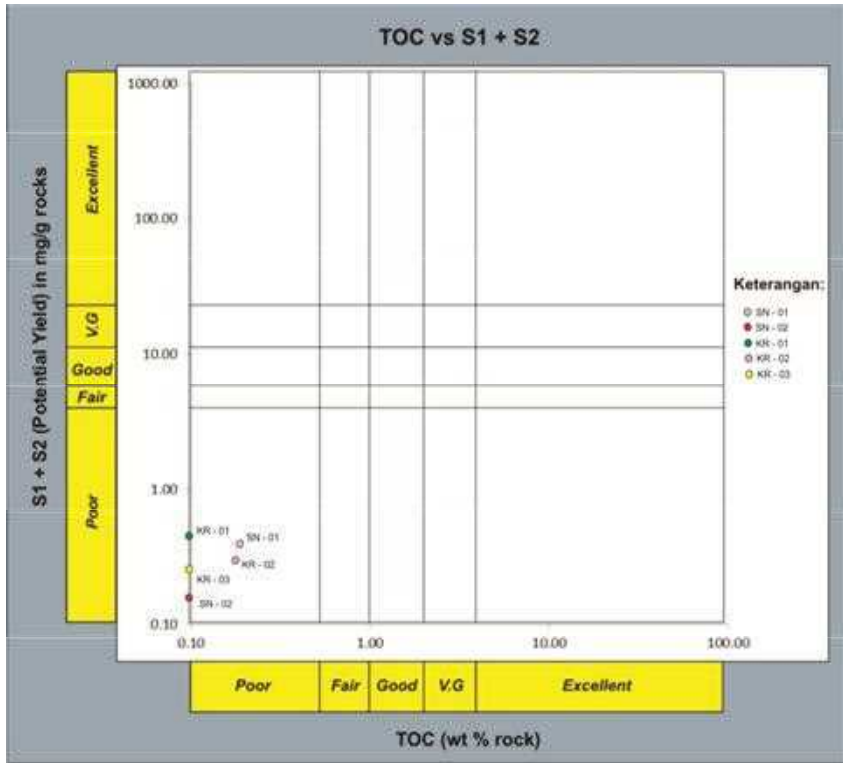
Tabel 4. Sumber Daya Batuan Di Daerah Penyelidikan

BLOK	LAPISAN	TEBAL (meter)	PENYEBARAN (meter)	KEMIRINGAN	LEBAR (meter)	BERAT JENIS (Ton/m ³)	SUMBERDAYA (Ton)
Makats Atas	A	1,50	3.333	45°	70,42	2,00	704.130
	B	3.35	5.105	42,5°	73,53	2,16	2.716.182
Makats Bawah	C	1.60	3.885	21°	138,89	2,28	1.968.416
	D	1.40	4.049	19°	151,52	2,14	1.838.059
	E	0,85	4.913	19°	166,67	2,28	1.586.931
	F	0,60	4.485	19°	147,06	2,28	902.284
TOTAL SUMBERDAYA BATUAN							9.716.002

*) perhitungan sumberdaya berdasarkan kedalaman sampai 50 m



Gambar 5. Ploting Analisa Pirolisis antara TOC dengan S2.



Gambar 6. Ploting Analisa Pirolisis antara TOC dengan Potential Yield

**PENYELIDIKAN PENDAHULUAN GEOLOGI DAN GEOKIMIA
DAERAH PANAS BUMI KABUPATEN MINAHASA UTARA DAN KOTA BITUNG
PROVINSI SULAWESI UTARA**

Dede Iim Setiawan, Eddy Mulyadi, Herry Sundhoro

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Daerah penyelidikan berada pada busur gunungapi yang terbentuk akibat tunjaman ganda Lajur Tunjaman Sulawesi Utara di sebelah utara dan Lajur Tunjaman Sangihe Timur di sebelah timur dan selatan. Tunjaman Sangihe Timur yang diduga aktif sejak awal Kuartar menghasilkan lajur gunungapi Kuartar di bagian timur lengan utara Sulawesi. Beberapa gunung aktif seperti Gunung Dudasudara, Gunung Klabat, Gunung Tangkoko, dan Gunung Mahawu merupakan salah satu dari sekian banyak gunungapi aktif di daerah ini yang membentuk sebaran produk vulkanik muda. Kegiatan magmatisme dan vulkanisme muda menghasilkan batuan plutonik dan batuan gunung api muda sebagai pembawa panas (*heat sources*) dalam sistem panas bumi. Struktur geologi umumnya berupa kelurusan berarah baratlaut - tenggara, sesar normal dan mendatar yang berarah hampir utara - selatan dan baratdaya - timurlaut. Aktivitas tektonik muda membentuk sesar-sesar normal yang mengontrol pemunculan manifestasi panas bumi di permukaan.

Manifestasi panas bumi permukaan dicirikan oleh kehadiran mata air panas pada 9 lokasi berbeda dengan temperatur berkisar antara 34 - 90 °C dan batuan ubahan. Air panas yang muncul pada mata air panas Batuputih dan Tanggari merupakan air bertipe bikarbonat, berada di daerah *immature waters*, diperkirakan sebagai fluida panas yang dominan telah mengalami pencampuran dengan air permukaan atau air permukaan yang terpanaskan. Air panas Wineru bertipe klorida-sulfat dan Kaleosan bertipe klorida yang berada pada daerah partial equilibrium, diperkirakan mengandung fluida panas dari reservoir panas bumi dan mengalami sedikit pencampuran dengan air permukaan. Pendugaan temperatur reservoir sistem panas buminya termasuk dalam medium entalphy, yaitu berkisar antara 140 - 210°C. Batuan ubahan hanya terdapat di Daerah Kaleosan dengan tipe ubahan argilik, berisikan asosiasi mineral kaolinit, haloisit, dan monmorilonit.

Sistem panas bumi di daerah Minahasa Utara dan Bitung yang berada pada lingkungan vulkanik muda Gunung Dudasudara, Gunung Tangkoko, Gunung Klabat, dan Gunung Mahawu, diduga berada pada sistem panas bumi di daerah tinggian (*high terrain*) yang berasosiasi dengan kegiatan magmatisme dan vulkanisme Kuartar. Daerah tempat

munculnya manifestasi panas bumi di permukaan diperkirakan hanya merupakan daerah *outflow* saja.

Potensi panas bumi daerah Batuputih dan Kaleosan masing-masing sebesar 30 MWe, 10 MWe untuk daerah panas bumi Tanggari, dan 20 MWe untuk daerah panas bumi Wineru, pada kelas sumber daya spekulatif.

Kata kunci: sistem panas bumi, potensi panas bumi, bitung, minahasa utara.

PENDAHULUAN

Krisis energi dunia yang seiring dengan pesatnya perkembangan industri telah memicu pencarian sumber energi baru yang sekaligus terbarukan. Menyusul semakin berkurangnya juga ketersediaan energi fosil di dunia dan besarnya dampak penggunaan energi fosil terhadap penurunan kualitas lingkungan. Hal tersebut mendorong beberapa negara di dunia untuk mencari sumber energi baru terbarukan yang juga ramah lingkungan. Panas bumi adalah salah satu energi alternatif yang merupakan energi baru dan terbarukan yang semakin diperhitungkan di dunia.

Indonesia memiliki sumber daya panas bumi yang besar dan tersebar luas, namun masih banyak daerah panas bumi yang belum diselidiki lebih lanjut untuk diketahui potensinya. Salah satu daerah yang memiliki potensi panas bumi adalah Kabupaten Minahasa Utara dan Kota Bitung, Provinsi Sulawesi Utara. Keberadaan potensi panas bumi di daerah ini ditandai dengan kehadiran manifestasi panas bumi permukaan berupa mata air panas yang belum diselidiki lebih lanjut. Untuk mengetahui aspek kepanasbumian

di daerah ini diperlukan penyelidikan dengan metode geologi dan geokimia.

Daerah panas bumi di Kabupaten Minahasa Utara dan Kota Bitung dapat ditempuh dari Kota Manado ke arah selatan dengan menggunakan kendaraan roda empat (Gambar 1).

METODOLOGI

Metode geologi digunakan untuk mengetahui sebaran batuan, mengenali gejala tektonik, dan karakteristik fisik manifestasi panas bumi. Pemetaan morfologi, satuan batuan, struktur geologi dan manifestasi panas bumi, dimaksudkan untuk lebih mengetahui hubungan antara semua parameter geologi yang berperan dalam pembentukan sistem panas bumi di daerah tersebut.

Metode geokimia dilakukan untuk mengetahui karakteristik fluida dan kondisi reservoir panas bumi. Karakteristik beberapa parameter diperoleh dari jenis manifestasi, konsentrasi senyawa kimia terlarut dan terabsorpsi dalam fluida panas yang terkandung dalam sampel air, dan anomali distribusi horisontal pada tanah dan udara tanah pada kedalaman satu meter sebagai indikasi sumber daya panas

bumi. Parameter yang digunakan meliputi sifat fisika dan kimia manifestasi, data hasil analisis kimia air, serta Hg tanah dan CO₂ udara tanah.

MANIFESTASI PANAS BUMI

Manifestasi panas bumi permukaan di daerah penyelidikan berupa mata air panas yang tersebar di 8 lokasi dengan temperatur berkisar antara 34 - 90°C, yaitu Batuputih, Pinasungkulan, Sarawet, Pareng, dan Rumesu yang berada di Wilayah Kota Bitung, dan Wineru, Tanggari, serta Kaleosan yang berada di Kabupten Minahasa Utara. Manifestasi lainnya adalah berupa batuan ubahan di sekitar mata air panas Kaleosan.

GEOLOGI

Sistem panas bumi di Kota Bitung dan Minahasa Utara secara geologi terdapat di daerah yang memiliki aktivitas tektonik subduksi yang mengakibatkan aktivitas magmatisme dan aktivitas vulkanisme menjadi lebih intensif. Daerahnya berada pada busur gunungapi yang terbentuk akibat tunjaman ganda Lajur Tunjaman Sulawesi Utara di sebelah utara dan Lajur Tunjaman Sangihe Timur di sebelah timur dan selatan. Tunjaman Sangihe Timur yang diduga aktif sejak awal Kuartar menghasilkan lajur gunungapi Kuartar di bagian timur lengan utara Sulawesi. Beberapa gunung aktif seperti Gunung Duasudara, Gunung Klabat, Gunung Tangkoko, dan Gunung Mahawu

merupakan salah satu dari sekian banyak gunungapi aktif di daerah ini yang membentuk sebaran produk vulkanik muda sebagai buktinya. Oleh karena itu, daerah penyelidikan didominasi oleh batuan beku vulkanik, piroklastik, dan sebagian batuan beku plutonik.

Geomorfologi daerah penyelidikan didominasi oleh deretan perbukitan dan pegunungan dengan lereng bergelombang sampai curam yang merupakan bagian dari kerucut gunungapi, kawah, lereng gunungapi, dan pedataran dengan batuan penyusun dominan batuan gunung api. Satuan geomorfologi daerah penyelidikan terdiri dari satuan pedataran pantai, vulkanik muda Tangkoko, vulkanik muda Duasudara, vulkanik muda Klabat, vulkanik tua Tondano, dan satuan perbukitan tua.

Batuan tertua yang tersingkap di daerah penyelidikan batuan produk gunungapi tua berupa tuf dan breksi pada Miosen Tengah. Breksi berkomponen andesit, sebagian bersifat konglomerat, mengandung sisipan tuf, batupasir, dan batulempung.

Selanjutnya adalah aktivitas erupsi Tondano yang menghasilkan material aliran piroklastik dan jatuhnya piroklastik berkomposisi asam berupa lava dasit dan batuapung (*pumice*) dalam jumlah yang sangat besar dan tersebar sangat luas pada Kala Pliosen. Sampai saat ini produk Tondano tersebut masih tersingkap luas, membentuk morfologi perbukitan tua yang

menjadi dasar bagi produk deretan vulkanik muda.. Bersamaan dengan aktivitas Tondano, agak jauh di bagian utara terendapkan breksi berkomposisi andesit dan batupasir serta konglomerat.

Kegiatan vulkanisme berlanjut sampai memasuki Kala Plistosen, yaitu dengan terbentuknya batuan gunung api muda sebagai produk dari deretan busur gunungapi muda. Aktivitas vulkanisme ini berkaitan erat dengan peristiwa Subduksi Sangihe Timur. Produk aktivitas gunung api sangat berlimpah, mulai dari jatuhan dan aliran piroklastik maupun lava, diantaranya produk dari gunung api aktif seperti Gunung Duesudara, Gunung Klabat, Gunung Tangkoko, dan Gunung Mahawu (Gambar 2).

Struktur geologi yang dominan adalah berupa sesar normal dengan arah baratlaut - tenggara dan sebagian kecil timurlaut - baratdaya dan sesar mendatar yang berarah hampir utara - selatan dan baratdaya – timurlaut.

Kimia Air

Fluida panas yang berasal dari mata air panas Wineru bertipe sulfat, diduga berasosiasi dengan adanya batuan yang memiliki komposisi sulfat sepertihalnya anhidrit (CaSO_4), kalsit, dan fluorit. Konsentrasi kalsium (Ca) dalam fluida panas relatif tinggi, diikuti pula oleh konsentrasi sulfat (SO_4) yang tinggi pula. Konsentrasi Ca dapat meningkat dengan adanya salinitas dan keasaman. Oleh

karena itu, fluida panas Wineru diduga berasosiasi dengan keberadaan anhidrit. Air panas Tanggari 1,2,3 bertipe air bikarbonat dengan konsentrasi didominasi ion HCO_3 yang diduga berasosiasi dengan naiknya fluida panas bumi yang mengandung gas terutama CO_2 kemudian mengalami kondensasi di dalam akuifer dangkal. Sedangkan airpanas Kaleosan 1 dan 2 berada bertipe air klorida (Gambar 3) yang kemungkinan pemunculannya berasal langsung dari reservoir panas bumi yang didukung oleh kelarutan kation Na yang relatif tinggi (230,50 - 325,4 mg/l) dan konsentrasi ion Cl (376,85-390,47 mg/l). Air panas Batuputih, Pinasungkulan, dan Sarawet bertipe air bikarbonat dengan konsentrasi dominasi ion HCO_3 (147,28-265,95 mg/l), diduga berasosiasi dengan naiknya fluida panas bumi yang mengandung gas terutama CO_2 kemudian mengalami kondensasi di dalam akuifer dangkal.

Air panas Wineru dan Kaleosan berada pada zona kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*), diperkirakan mengalami kesetimbangan sebagian ketika terjadi interaksi antara fluida panas dengan batuan (Gambar 4). Air panas Wineru diduga berhubungan dengan anhidrit, sedangkan air panas Kaleosan berasosiasi dengan gas-gas magmatik dan mengalami kesetimbangan di reservoir. Sedangkan air panas lainnya yang bertipe bikarbonat berada pada zona air permukaan (*immature waters*), yang mengindikasikan

bahwa airnya merupakan air permukaan saja atau mengalami pengenceran oleh air permukaan yang dominan.

Air panas Kaleosan dan Tanggari memperlihatkan bahwa airnya banyak berinteraksi dengan batuan magmatik (Gambar 5), berada pada zona yang mendekati ke litium (Li). Air panas Tanggari diduga air permukaan yang mengandung unsur-unsur magmatik dan terpanaskan atau air panas dari kedalaman yang banyak terencerkan oleh air permukaan. Air panas Kaleosan konsisten memperlihatkan bahwa air panasnya berasal dari reservoir panas bumi. Air panas lainnya mengindikasikan bahwa airnya merupakan air permukaan saja yang terpanaskan.

Isotop

Hasil analisis isotop memperlihatkan adanya pengkayaan isotop Oksigen-18 dan Deuterium pada sampel air panas Kaleosan 1 dan 2 yang cukup signifikan bila dibandingkan dengan kandungan isotop pada air dingin atau air meteoriknya, terlihat air panasnya relatif menjauh ke arah kanan garis air meteorik (*meteoric water line*). Air panas Batuputih, Pinasungkulan, dan Sarawet berada pada garis air meteorik, menunjukkan bahwa air panasnya adalah air permukaan saja. Sedangkan air panas Tanggari dan Wineru yang berada di sebelah kiri garis air meteorik diduga air panasnya berasal dari air formasi (Gambar 6).

Kimia Tanah dan Udara Tanah

Distribusi temperatur, pH tanah, dan CO₂ udara tanah tidak memperlihatkan hubungan yang signifikan dengan keberadaan sistem panas bumi di daerah penyelidikan, kecuali distribusi konsentrasi Hg di sekitar mata air panas Kaleosan yang memperlihatkan anomali signifikan. Hal ini diduga berhubungan dengan keberadaan batuan ubahan di sekitar lokasi mata air panas Kaleosan.

Geotermometri

Manifestasi panas bumi di daerah panas bumi Batuputih, Rumesu, dan Tanggari, umumnya berupa mata air bertemperatur 34 - 43°C, air panas umumnya termasuk tipe air bikarbonat dengan konsentrasi klorida dan silika rendah. Hal ini mengindikasikan bahwa pembentukan air panas tersebut pada temperatur tidak begitu tinggi, sehingga geotermometer fluida panas yang mungkin dapat diaplikasikan adalah geotermometer SiO₂. Sehingga temperatur reservoir sistem panas bumi Batuputih dan Tanggari diperkirakan sebesar 140°C. Daerah panas bumi Kaleosan yang bertipe air klorida dan memiliki konsentrasi Cl cukup tinggi, terletak pada daerah *partial equilibrium*, dan konsentrasi litium (Li) yang tinggi dibandingkan boronnya (B), konsentrasi Na yang tinggi, maka temperatur reservoirnya sekitar 210°C dengan geotermometer NaK. Kehadiran sinter silika yang cukup signifikan di sekitar mata air panas

Kaleosan menambah tingkat keyakinan bahwa temperatur reservoir sistem panas buminya bertemperatur tinggi. Temperatur reservoir sistem panas bumi Wineru yang bertipe klorida-sulfat, berada di *partial equilibrium*, mengandung Na dan Ca yang tinggi, diperkirakan sebesar 160°C berdasarkan geotermometer NaKCa.

SISTEM PANAS BUMI

Sistem panas bumi di daerah Minahasa Utara dan Bitung yang berada pada lingkungan vulkanik muda Gunung Dudasudara, Gunung Tangkoko, Gunung Klabat, dan Gunung Mahawu, diduga berasosiasi dengan sistem panas bumi vulkanik. Oleh karena itu, yang berperan sebagai sumber panas (*heat sources*) dalam sistem panas bumi di daerah ini kemungkinan adalah batuan vulkanik dan batuan plutonik muda yang terbentuk pada periode yang sama dengan terbentuknya deretan gunungapi aktif tersebut. Kehadiran manifestasi panas bumi permukaan di bagian lereng beberapa gunung muda tersebut memberikan gambaran umum bahwa sistem panas buminya berada pada daerah tinggian (*high terrain*).

Kehadiran manifestasi batuan ubahan menjadi indikasi bahwa sistem panas bumi di daerah ini memiliki batuan penudung berupa lapisan kedap air yang berasal dari lempung hasil alterasi batuan. Dengan temperatur yang tinggi dan diduga berkaitan dengan fluida relatif sedikit asam

akibat kandungan gas magmatik seperti di Kaleosan, maka proses ubahan batuan sangat intensif.

Fluida panas yang muncul pada daerah panas bumi Batuputih, Rumesu, dan Tanggari merupakan air bertipe bikarbonat dan berada di daerah *immature waters*, diperkirakan sebagai fluida panas bumi yang banyak tercampur air permukaan atau air permukaan yang terpanaskan. Fluida panas dari mata air panas Kaleosan bertipe klorida, bersama fluida panas Wineru berada pada daerah *partial equilibrium*, diperkirakan mengandung fluida panas dari reservoir panas bumi, meskipun terdapat indikasi sedikit mengalami pencampuran dengan air permukaan.

Sistem panas bumi yang berada pada deretan pegunungan dengan kondisi topografi tinggian, maka daerah ini berada pada zona resapan air hujan. Hal ini didukung pula dengan kondisi sistem kekar serta sesar akibat proses tektonik yang intensif, maka daerah ini memiliki permeabilitas yang baik.

POTENSI ENERGI PANAS BUMI

Perhitungan potensi panas bumi didasarkan pada luas daerah prospek dan temperatur fluida bawah permukaan. Temperatur bawah permukaan digunakan untuk mengasumsikan nilai rapat daya (MWe/km²), sedangkan luas prospek dapat diperkirakan dari penyebaran manifestasi

permukaan dan pelamparan struktur geologinya secara global.

Dengan temperatur reservoir sebesar 140 °C, luas daerah prospek 3 km², dan daya per satuan luas sebesar 10 MWe/km², maka potensi panas bumi daerah Batuputih adalah sebesar 30 MWe. Daerah panas bumi Tanggari yang memiliki temperatur reservoir sebesar 140 °C, luas daerah prospek 1 km², dan daya per satuan luas sebesar 10 MWe/km², maka potensi panas buminya masing-masing adalah sebesar 10 MWe. Daerah panas bumi Kaleosan yang memiliki temperatur reservoir sebesar 210 °C, luas daerah prospek 3 km², dan daya per satuan luas sebesar 10 MWe/km², maka potensi panas buminya sebesar 30 MWe. Sedangkan daerah panas bumi Wineru dengan temperatur reservoir sebesar 170 °C, luas daerah prospek 2 km², dan daya per satuan luas sebesar 10 MWe/km², maka potensi panas buminya sebesar 20 MWe. Semua potensi tersebut adalah pada kelas sumber daya spekulatif.

DISKUSI

Dalam sistem panas bumi vulkanik yang berada pada daerah tinggian (*high terrain*), idealnya terdapat beberapa jenis manifestasi permukaan seperti fumarola, solfatara, mata air panas bertemperatur tinggi sebagai indikasi daerah *upflow*, namun kenyataannya baru ditemukan manifestasi panas bumi permukaan berupa

mata air panas saja dan diperkirakan hanya sebagai indikasi daerah *outflow*.

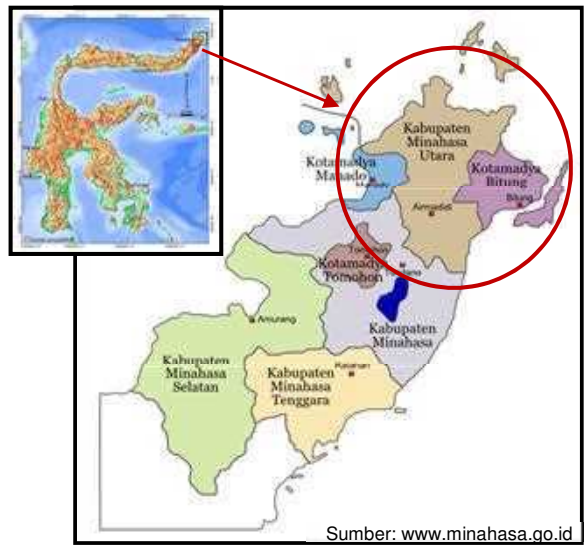
Idealnya, dengan dukungan kegiatan magmatisme muda (Kuarter) sebagai generasi magma pembentuk sumber panas (*heat source*), intensifnya aktivitas tektonik yang memperkaya pembentukan daerah-daerah berpermeabilitas dan berporositas baik, dan sistem hidrologi yang baik, daerah penyelidikan diharapkan dapat memberikan suatu sistem panas bumi dengan potensi yang cukup besar.

KESIMPULAN

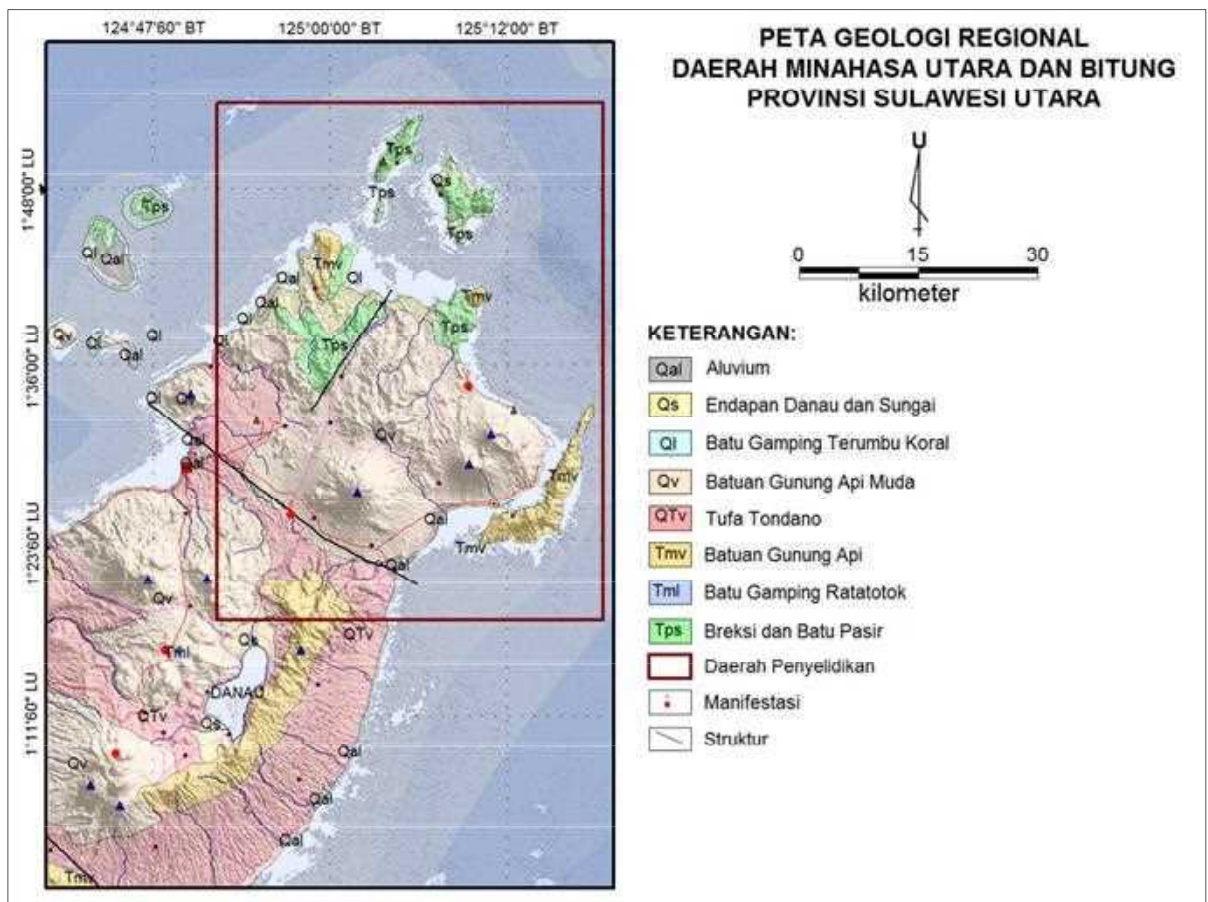
Sistem panas bumi di daerah Minahasa Utara dan Bitung berada pada lingkungan vulkanik muda Gunung Duasudara, Gunung Tangkoko, Gunung Klabat, dan Gunung Mahawu, berada pada model sistem panas bumi pada daerah tinggian (*high terrain*) yang berasosiasi dengan kegiatan magmatisme dan vulkanisme Kuarter. Intensitas aktivitas tektonik yang intensif telah memperkaya pembentukan daerah-daerah berpermeabilitas dan berporositas baik. Sistem hidrologi terutama untuk daerah resapan sebagai suplai fluida ke dalam sistem panas buminya juga baik. Kondisi ini semestinya mendukung untuk terbentuknya sistem panas bumi yang memiliki potensi yang besar. Oleh karena itu perlu dilakukan penyelidikan lanjutan yang lebih rinci dengan metode yang lebih baik.

DAFTAR PUSTAKA

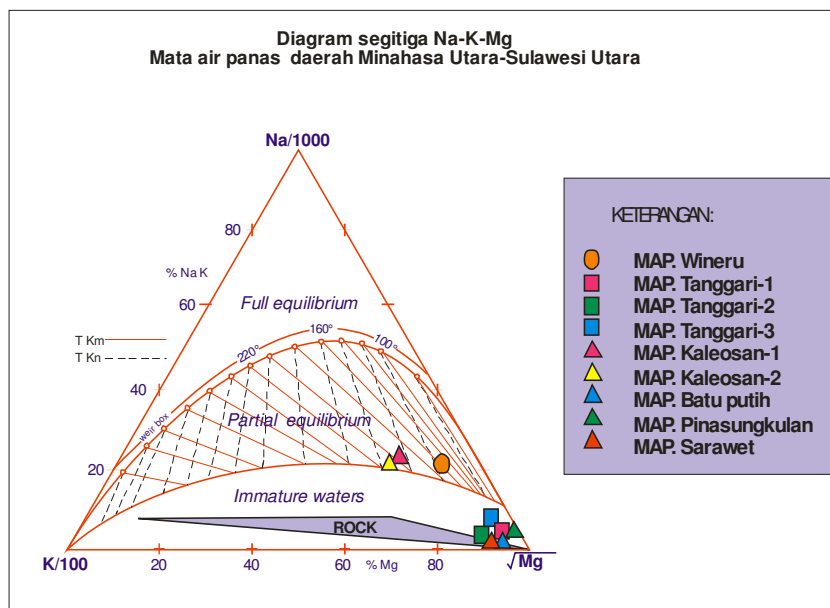
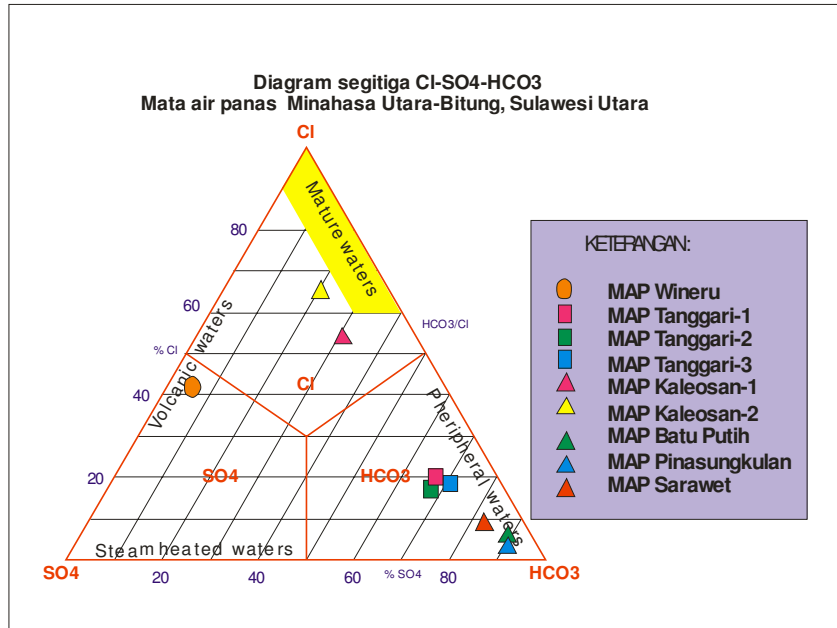
- Effendi, dkk. 1997. Peta Geologi Lembar Manado, Sulawesi. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Fournier, R.O., 1981. *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*. John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988. *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*. *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Lawless, J., 1995. *Guidebook: An Introduction to Geothermal System*. Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977. *Chemistry and Geothermal System*. Academic Press Inc. Orlando.
- Simandjuntak, 1992. *An Outline of Tectonics of the Indonesian Region*. Pusat Penelitian dan
- Wohletz, K. and Heiken, G., 1992. *Volcanology and Geothermal Energy*. University of California Press, Berkeley

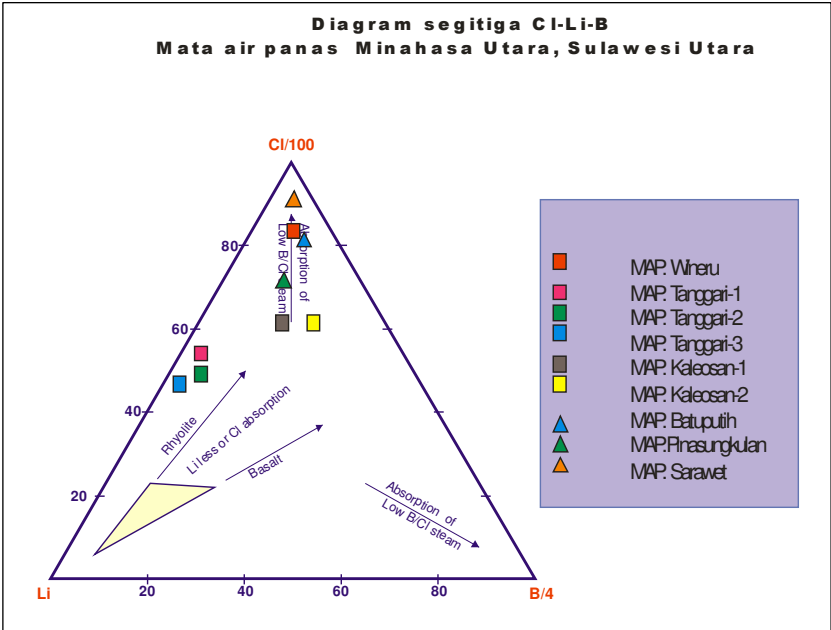


Gambar 1 Peta lokasi daerah penyelidikan

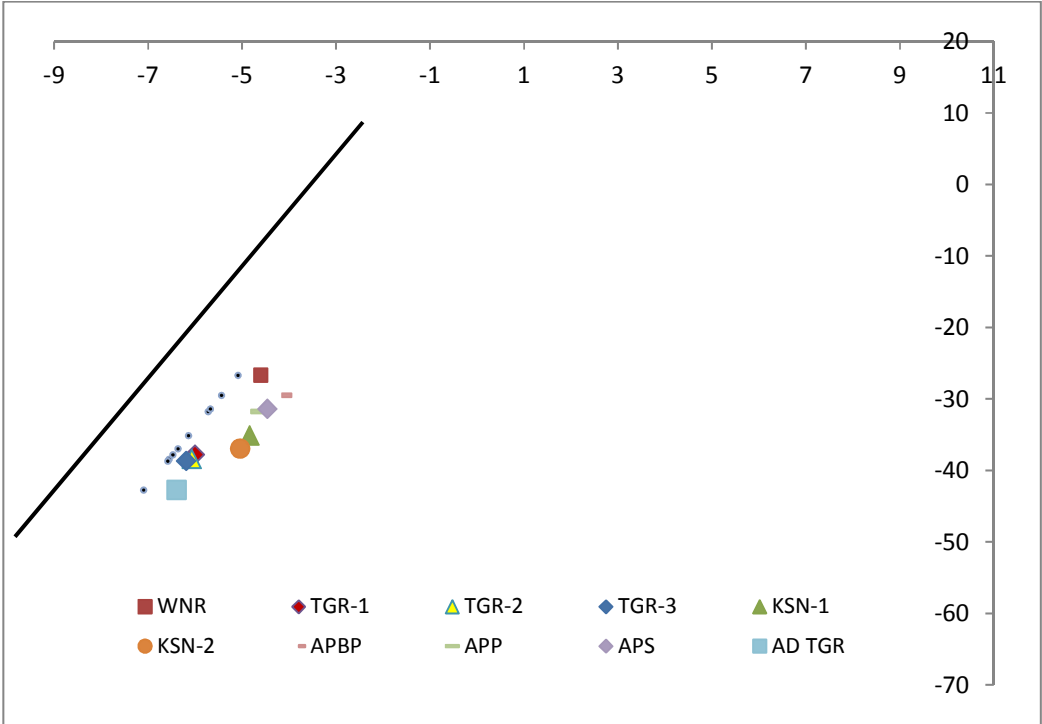


Gambar 2 Peta geologi regional daerah Minahasa Utara dan Bitung (Effendi dan Bawono, 1997)





Gambar 5 Diagram segitiga CI-Li-B air panas



Gambar 6 Diagram isotop air Daerah Minahasa Utara dan Bitung

**PENYELIDIKAN PENDAHULUAN GEOLOGI DAN GEOKIMIA
DAERAH PANAS BUMI AMFOANG
KABUPATEN KUPANG - PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR**

Eddy Mulyadi, Herry Sundhoro, Lano Adhitya Permana

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Daerah panas bumi Amfoang berada pada bagian luar dari Sistem Busur Magmatik Sunda – Banda, dengan litologi yang didominasi oleh jenis batuan sedimen dan batuan beku. Manifestasi permukaan panas bumi berupa air panas bertemperatur 39°C dengan pH netral. Sumber panas yang membentuk sistem panas bumi daerah Amfoang diperkirakan berasal dari pengaruh intrusi batuan Diorit Kuarsa.

Fluida panas daerah Amfoang bertipe bikarbonat dan termasuk ke dalam kelompok *immature waters*. Hasil isotop menunjukkan adanya proses pengkayaan Oksigen-18 akibat adanya interaksi antara fluida panas dengan batuan di kedalaman. Perhitungan geotermometer menunjukkan temperatur bawah permukaan antara 77°C- 78°C (entalpi rendah). Potensi panas bumi daerah Amfoang sebesar 10 MW pada kelas sumberdaya spekulatif.

Kata kunci: manifestasi permukaan, panas bumi, potensi, Amfoang.

PENDAHULUAN

Badan Geologi (2012) menyebutkan bahwa total potensi panas bumi di Provinsi Nusa Tenggara Timur sebesar 1276 Mwe, namun masih terdapat daerah panas bumi yang belum diselidiki lebih lanjut di Provinsi tersebut. Salah satu daerah yang memiliki potensi panas bumi adalah di daerah Amfoang, Kabupaten Kupang (Gambar 1). Keberadaan panas bumi di daerah ini ditandai oleh kemunculan manifestasi permukaan panas bumi berupa mata air panas. Untuk mengetahui potensi panas

bumi di daerah tersebut maka dilakukan penyelidikan pendahuluan dengan metode geologi dan geokimia.

METODOLOGI

Metodologi yang digunakan dalam penyelidikan ini yaitu dengan melakukan penyelidikan geologi dan geokimia panas bumi yang meliputi pemetaan geologi, deskripsi sifat fisik manifestasi, pengukuran manifestasi, pengambilan sampel (batu, air, isotop, gas, tanah, dan udara tanah), analisis petrografi, analisis kimia,

pemetaan Hg dan CO₂, pendugaan temperatur bawah permukaan serta penghitungan potensi energi panas bumi.

GEOLOGI

Daerah panas bumi Amfoang secara tatanan tektonik regional termasuk dari bagian luar dari Sistem Busur Magmatik Sunda - Banda (Cardwell dan Isacks, 1981 dalam Franklin, dkk., 2001).

Kegiatan tektonik di Pulau Timor dimulai sejak Kapur Akhir hingga Eosen akibat pergerakan Benua Australia ke arah utara, yang dipicu oleh tumbukan antara Busur Paleo Timor dengan Kerak Samudera Indo - Australia (Audley-Charles, dkk., 1975 dalam Rosidi, dkk., 1979).

Pada Kala Neogen terjadi kembali kegiatan tektonik sebagai akibat penunjaman (Audrey-Charles, dkk, 1975 dan Crostella-Powell, 1976 dalam Ramli, 2005) sehingga membentuk struktur-struktur yang telah ada sekaligus terdapat proses lanjut pembentukan batuan campur aduk, kegiatan gunungapi serta pengangkatan hingga ketinggian lebih dari 3.000 m (Sopaheluwakan, 1990 dalam Franklin, dkk., 2001). Pengangkatan tersebut terjadi akibat pensesaran, imbrikasi dan intrusi plutonik pada orogenesis Neogen, seperti diperlihatkan pada sedimen Miosen – Pliosen yang diendapkan di atas kompleks orogen, yang menunjukkan bahwa lingkungan semakin dangkal terutama dari batial hingga laut

dangkal (Simanjuntak, T.O., 2000 dalam Ramli, 2005).

Pembagian Satuan Geomorfologi di bagian barat daerah penyelidikan didominasi oleh deretan perbukitan terjal yang memanjang utara – selatan dengan lereng yang curam. Satuan ini juga dapat ditemui pada bagian tengah daerah penyelidikan, dimana mataair panas dapat ditemukan. Satuan Geomorfologi dibagian timur dan timurlaut didominasi oleh Satuan Perbukitan Bergelombang, sedangkan dibagian tenggara didominasi oleh Satuan Pendataran.

Suwitodirjo dan Tjokrosapoetro (1996) serta Rosidi, dkk (1996) menyebutkan bahwa stratigrafi regional daerah penyelidikan tersusun dari berbagai jenis batuan yang sangat beragam yaitu batuan beku, vulkanik, sedimen dan batuan malihan.

Batuan tertua yang terdapat di daerah penyelidikan berupa Batugamping. Umur satuan ini menurut Suwitodirjo dan Tjokrosapoetro (1996) serta Rosidi, dkk (1996) adalah Kapur . Pada Kala Oligosen - Miosen, Satuan Lava Diorit Kuarsa yang terdiri dari lava diorit kuarsa dan basal menerobos Satuan Batugamping. Selanjutnya memasuki Kala Miosen diendapkan Satuan Sedimen. Satuan ini terdiri dari perselingan antara batu pasir dan batulempung pasiran serta menempati sekitar 40% daerah penyelidikan (Gambar 2).

Pola struktur yang berkembang di daerah penyelidikan didominasi oleh sesar normal yang berarah timurlaut- baratdaya dan sesar *oblique* mengiri yang memiliki arah baratlaut – tenggara (Gambar 2). Sesar-sesar ini diduga mengontrol kemunculan beberapa air panas di daerah penyelidikan.

MANIFESTASI PANAS BUMI

Manifestasi permukaan panasbumi di daerah penyelidikan berupa mataair panas, mataair dingin dan alterasi batuan. Mataair dingin tersebar di Desa Ponain, Camplong dan Dusun Feku, sedangkan mataair panas terdapat di Desa Oh'aem, Kecamatan Amfoang Selatan. Mataair panas tersebut diberi nama Oh'aem 1 dan 2.

Mataair panas Oh'aem 1 dijumpai muncul melalui celah batuan yang mengalir masuk sungai Naibobo dengan debit cukup besar sekitar 10 l/detik. Mataair ini bertemperatur 39,2°C, pH 7,42 dan memiliki daya hantar listrik sebesar 1824 $\mu\text{S}/\text{cm}$ serta ditemukan endapan belerang dengan bau yang cukup menyengat. Lokasi mataair ini oleh masyarakat dijadikan sebagai sarana tempat wisata.

Mataair panas Oh'aem 2 ditemukan muncul tidak jauh dengan Mataair hangat Oh'aem 1. Mataair ini memiliki temperatur sebesar 39°C dengan pH 7,56, daya hantar listrik 1853 $\mu\text{S}/\text{cm}$ dan debit 10 l/detik serta dijumpai adanya endapan belerang.

Di permukaan, di sekitar mataair panas Oh'Aem dijumpai beberapa mineral ubahan

seperti kaolinit, montmorilonit dan hematit. Secara umum, batuan yang terdapat disekitar air panas telah mengalami ubahan dengan intensitas rendah.

GEOKIMIA

Kimia Air Panas

Untuk mengetahui komposisi kimia air panas dilakukan analisis kimia air terhadap dua sampel mataair panas Oh'aem 1 dan 2 serta lima mataair dingin. Hasil analisis kimia air tersebut terangkum pada tabel 1. Berdasarkan kandungan Cl, SO_4 dan HCO_3 , air panas Oh'aem 1 dan 2 merupakan tipe air bikarbonat (Gambar 3). Hal ini dicirikan oleh kehadiran HCO_3^- yang dominan, diduga berasosiasi dengan naiknya fluida panas bumi yang mengandung gas terutama CO_2 kemudian mengalami kondensasi di dalam akuifer dangkal.

Kandungan relatif Cl, SO_4 dan HCO_3 dapat digunakan untuk menginterpretasi kondisi dan proses yang berlangsung di dekat permukaan (kurang dari 1 km), sedangkan Kandungan relatif Cl, Li dan B dapat memberikan gambaran tentang kondisi dibawah permukaan hingga kedalaman 5 km (Herdianita, N.R dan Priadi, B., 2006).

Gambar 4 menunjukkan kandungan relatif Cl, Li dan B air panas Oh'aem 1 dan 2 yang berada ditengah zona keseimbangan diantara Cl dan B. Hal ini mengindikasikan telah terjadi interaksi antara fluida panas dengan batuan sedimen sebelum

mencapai permukaan sehingga cenderung mendekati sudut Boron (B).

Hubungan antara Na, K dan Mg di Gambar 5, menunjukkan bahwa air panas Oh'aem 1 dan 2 terletak pada *immature water*. Hal ini mengindikasikan bahwa manifestasi yang muncul ke permukaan merupakan air permukaan saja atau telah mengalami pengenceran oleh air permukaan yang dominan.

Isotop

Gambar 6 menunjukkan, bahwa air panas di daerah penyelidikan telah mengalami pengkayaan isotop Oksigen-18 dan Deuterium yang cukup signifikan bila dibandingkan dengan kandungan isotop pada air dingin atau air meteoriknya, dimana terlihat air panasnya cenderung relatif menjauhi garis air meteorik (*meteoric water line*). Hal ini mencerminkan bahwa mata air panas Oh'aem-1 dan Oh'aem-2 kemungkinan telah mengalami pengkayaan Oksigen-18 akibat adanya interaksi fluida panas dengan batuan di bawah permukaan.

Kimia Tanah dan Udara Tanah

Konsentrasi CO₂ tanah di daerah penyelidikan memiliki nilai yang bervariasi dari terendah 0,83% sampai dengan konsentrasi tertinggi 5,45%. Peta distribusi nilai CO₂ Udara Tanah (Gambar 7), menunjukkan anomali yang cukup tinggi (>3,5%) dijumpai di daerah Amfoang Tengah dan Selatan sebagai *spot-spot*.

Konsentrasi Hg tanah memiliki nilai bervariasi antara 12 ppb sampai 4530 ppb. Gambar 8 menunjukkan, bahwa anomali relatif tinggi (> 1030 ppb) berada di sebelah utara, barat daya, timur, tenggara dan selatan dari mata air Oh'aem 1. Nilai anomali relatif tinggi ini diduga terkait adanya gejala mineralisasi, hal ini didukung oleh penelitian logam dasar dan logam besi serta paduan besi disekitar daerah penyelidikan yang dilakukan oleh Franklin, dkk pada tahun 2001.

Geotermometri

Mataair panas di daerah Amfoang, termasuk tipe air bikarbonat dengan konsentrasi klorida dan silika rendah. Hal ini menunjukkan bahwa pembentukan air panas tersebut pada temperatur tidak begitu tinggi, sehingga geotermometer fluida panas yang dapat diaplikasikan adalah geotermometer SiO₂. Hasil perhitungan geotermometer silika menunjukkan, bahwa air panas di daerah Amfoang mempunyai temperatur bawah permukaan sekitar 77°C - 78°C (entalpi rendah).

DISKUSI

Aktivitas magmatik di daerah Amfoang dimulai pada jaman Oligosen-Miosen. Hal ini dicirikan oleh adanya batuan intrusi berupa lava diorit kuarsa hingga basal. Satuan Lava Diorit Kuarsa ini telah menerobos batuan yang lebih tua berupa batugamping klastik yang telah terkekarkan

secara intensif, sehingga batuan ini memungkinkan memiliki permeabilitas yang relatif baik untuk meloloskan fluida hidrotermal.

Sisa panas dari aktivitas plutonik ini diperkirakan merupakan sumber panas yang membentuk sistem panas bumi di daerah Amfoang. Aktivitas tektonik termuda membentuk sesar-sesar normal dan sesar *oblique* yang mengontrol pemunculan manifestasi panas bumi ke permukaan.

Fluida panas yang semula berada di bawah permukaan, mengalir secara konveksi menuju ke permukaan sebagai mataair panas. Mataair ini secara umum memiliki karakteristik berwarna bening, berasa tawar, berbau belerang, ada sedikit endapan belerang kekuningan, terdapat alterasi lemah, temperatur air sekitar 39°C, pH 7.42-7.56, daya hantar listrik 1824-1853 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Airpanas di daerah Amfoang bertipe air bikarbonat dengan sedikit mengandung sulfat. Hal ini mengindikasikan bahwa air panas tersebut telah dipengaruhi oleh proses pencampuran dengan air permukaan (*meteoric water*).

Besarnya potensi panas bumi untuk kelas sumberdaya spekulatif dapat diperkirakan dengan menggunakan metode

perbandingan, seperti yang tercantum dalam SNI 13-6482-2000. Luas daerah prospek yang ditemukan di daerah Amfoang sekitar 2 km² dan temperatur reservoirnya diperoleh dari perhitungan geotermometer yang menghasilkan temperatur rendah (*low entalphy*), sedangkan besarnya daya per satuan luas sebesar 5 MWe/km², sehingga estimasi potensi energi panas bumi daerah Amfoang adalah 10 MWe.

KESIMPULAN

Sistem panas bumi yang terbentuk di daerah penyelidikan berupa sistem panas bumi yang berasosiasi dengan intrusi batuan beku. Potensi panas bumi daerah Amfoang adalah 10 Mwe pada kelas sumberdaya spekulatif, sehingga pemanfaatan energi panas bumi yang bisa dikembangkan yaitu pemanfaatan secara langsung seperti untuk kawasan pariwisata.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ucapkan terima kasih kepada Koordinator Kelompok Panas Bumi, Jajaran Pimpinan Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi dan seluruh pihak yang telah membantu penyelesaian makalah ini.

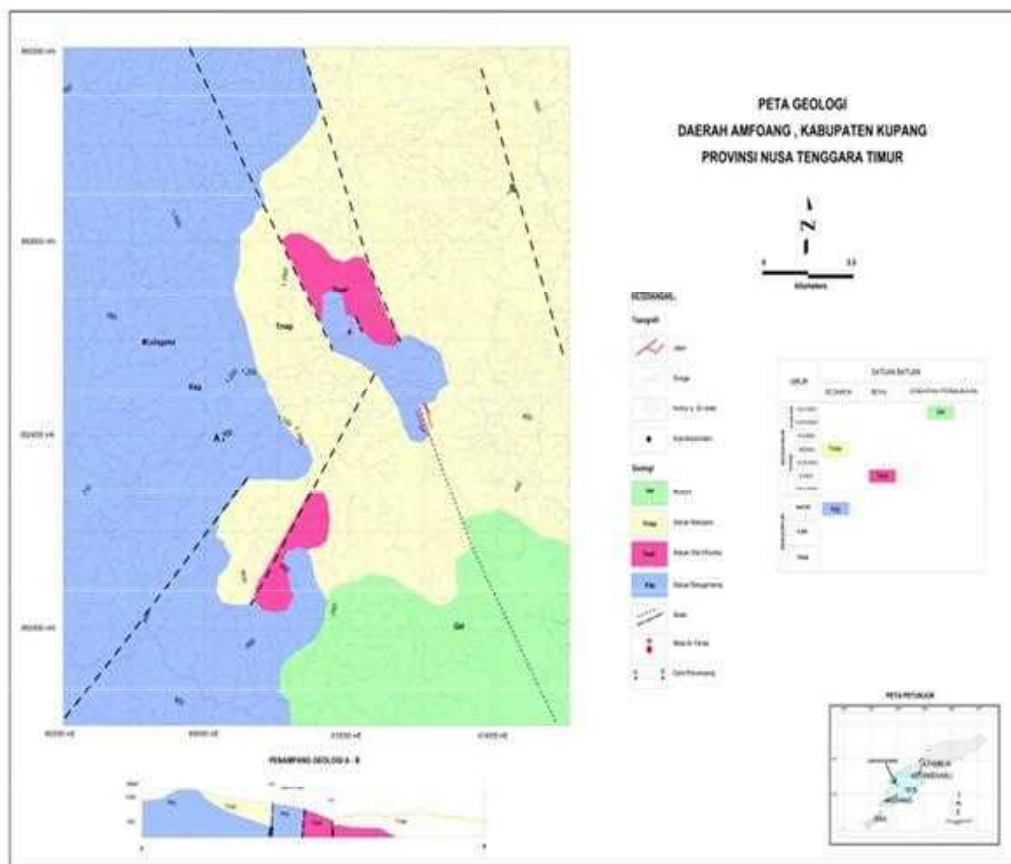
DAFTAR PUSTAKA

- Badan Geologi, 2012, Laporan Akhir Pengembangan Basis Data dan Informasi Panas Bumi, Badan Geologi, Bandung.
- Bemmelen, Van R.W., 1949, *The Geology of Indonesia Vol 1 A*, The Hague, Netherlands

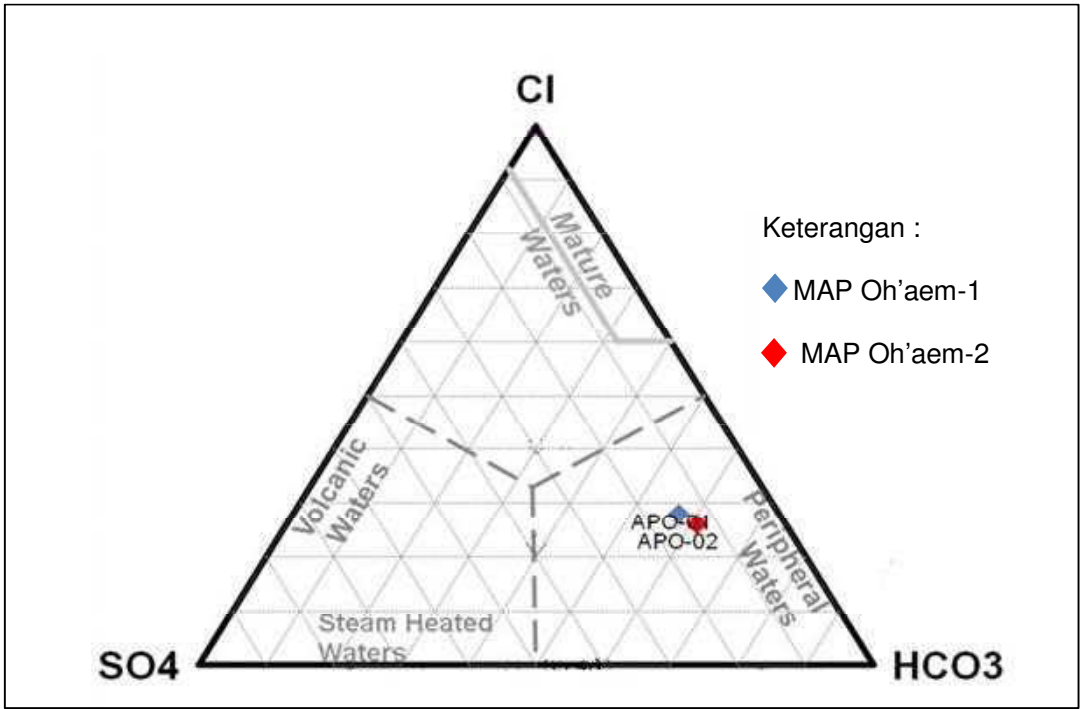
- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*. John Willey & Sons. New York.
- Franklin, Simanjuntak,S., Sunuhadi,D.N., dan Sudarya,S., 2001, Penyelidikan Mineral Logam Dasar dan Logam Besi serta Paduan Besi di Daerah Lelogama Kabupaten Kupang (Timor Barat), Provinsi Nusa Tenggara Timur, Proseding Kolokium, Direktorat Inventarisasi Mineral, Bandung.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*. *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Herdianita, N.R dan Priadi, B., 2006, Manifestasi Permukaan Sistem Panas Bumi Gunung Kendang -Angsana, Garut - Pameungpeuk, Jawa Barat., *Jurnal Geoaplika* Vol 1 hal 47-54, Bandung.
- Lawless, J., 1995, *Guidebook: An Introduction to Geothermal System*. Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977, *Chemistry and Geothermal System*, Academic Press Inc,Orlando.
- Ramli, Y.R., 2005, Penyelidikan Geokimia Regional Sistematis Lembar Atambua, Provinsi Nusa Tenggara Timur, Proseding Kolokium, Direktorat Inventarisasi Mineral, Bandung.
- Rosidi, H.M.D, Tjokrosapoetro, S. & Gafoer,S., 1996, Peta geologi Lembar Kupang – Atambua, Timor, Zona 51 L Sferoid Nasional Indonesia, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Standar Nasional SNI 13-6482-2000, Angka Parameter Dalam Estimasi Potensi Energi Panas Bumi , Badan Standarisasi Nasional, Jakarta.
- Suwitodirdjo, K., Tjokrosapoetro,S., 1996, Peta Geologi Lembar Kupang – Atambua, Timor, Zona 51 L Sferoid Nasional Indonesia, Pusat Survei Geologi, Badan Geologi Bandung



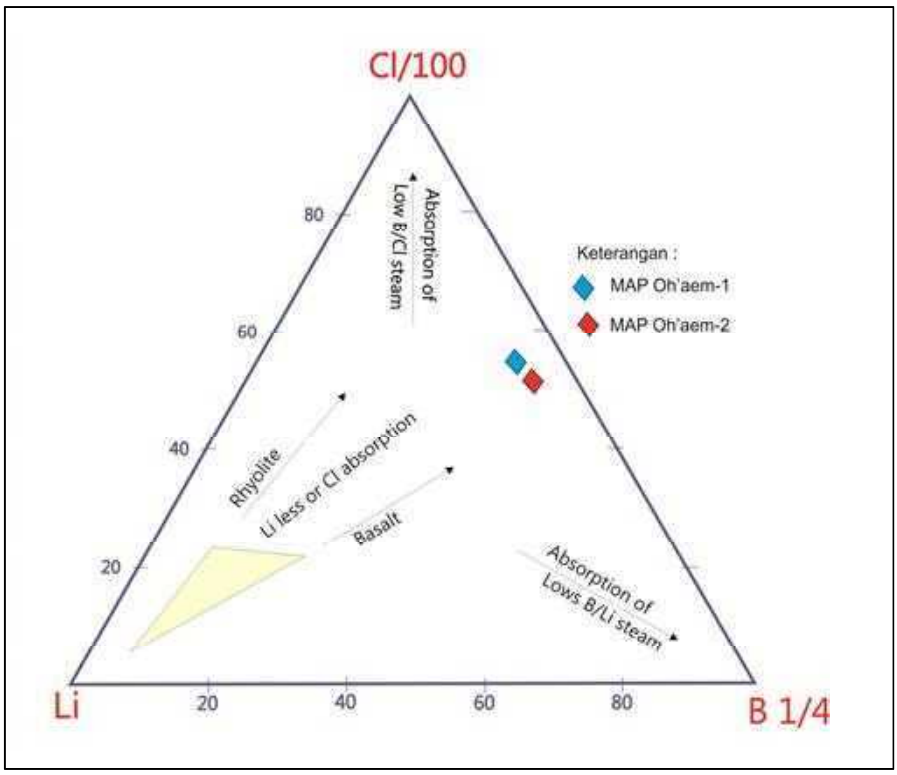
Gambar 1. Peta lokasi daerah penyelidikan



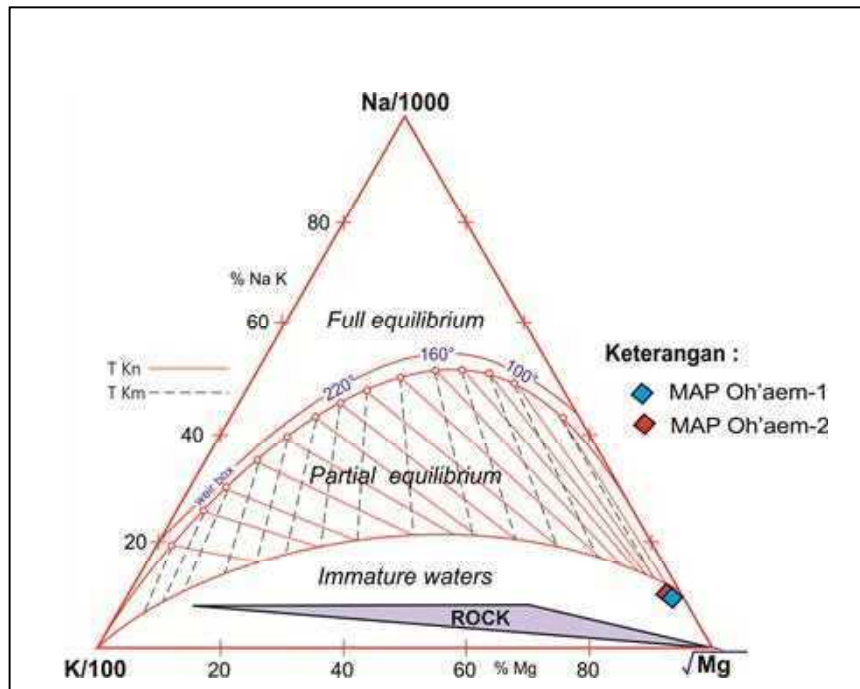
Gambar 2. Peta geologi daerah Amfoang, Kabupaten Kupang



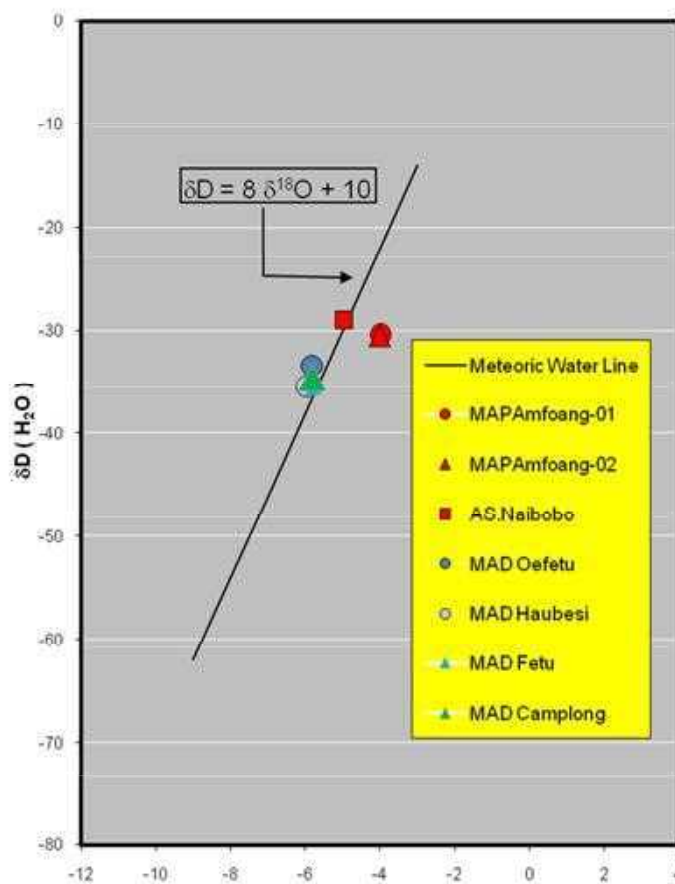
Gambar 3. Diagram segitiga Cl-SO4-HCO3 air panas



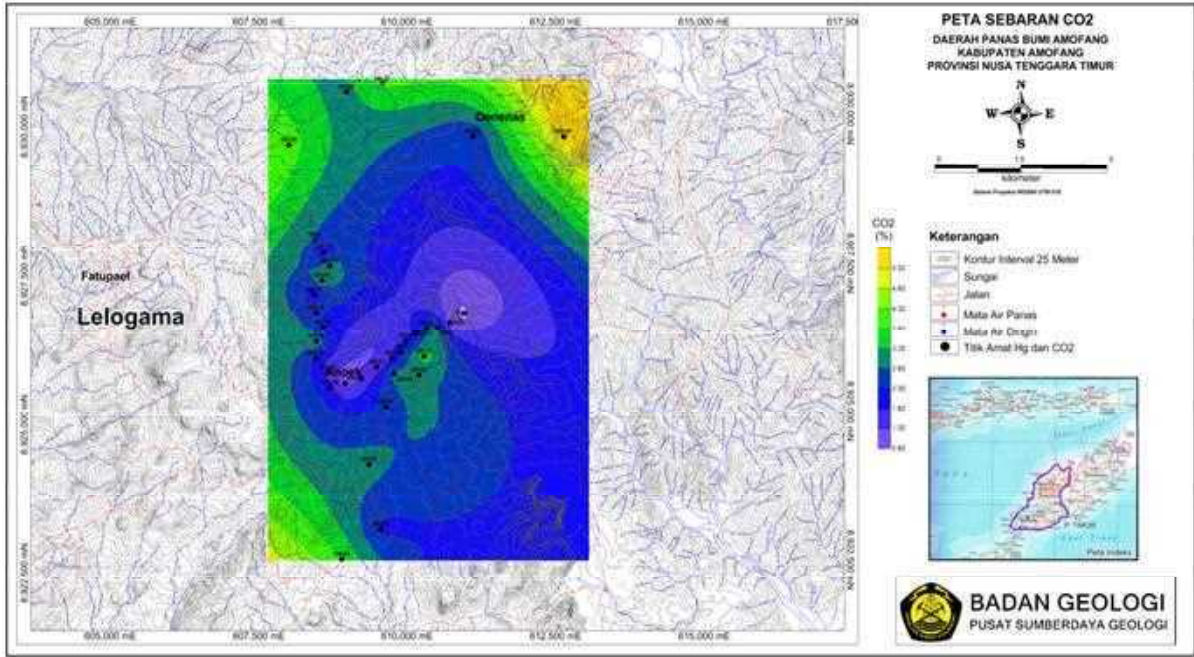
Gambar 4. Diagram segitiga Cl-Li-B air panas



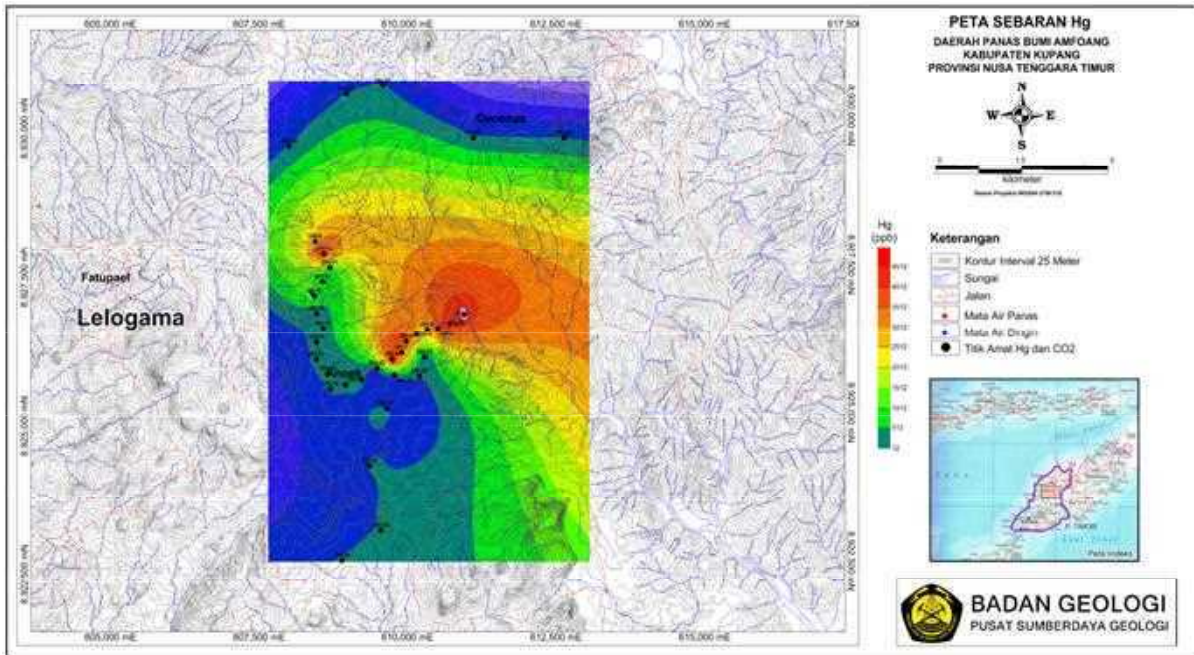
Gambar 5. Diagram segitiga Na-K-Mg air panas



Gambar 6. Grafik isotop daerah Amfoang



Gambar 7. Peta sebaran CO₂ daerah Amfoang



Gambar 8. Peta sebaran Hg daerah Amfoang

Tabel 1. Hasil Analisis Kimia Air Daerah Amfoang

No.Analisis	2381	2382	2383	2385	2384	2386	2387
Kode Sampel	MAP APOH-1	MAP APOH-2	ASN	ADHB	ADF	ADC	ADOF
LOKASI	Oh'aem-1	Oh'aem-1	S.Naibobo	Haubesi	Feku	Camplong	Oefatu
T(°C) air	39,2	39,0	18,6	24,7	23,4	26,5	29,5
pH	7,42	7,56	7,87	7,57	7,04	7,07	6,94
EC(μS/cm)	1824	1853	329	486	383	502	479
SiO ₂ (mg/L)	25,02	24,52	13,74	32,68	10,64	19,13	19,22
B	8,31	7,25	0,04	1,17	0,55	0,05	0,04
Al	0,08	0,08	0,01	0,25	0,00	0,01	0,00
Fe	0,07	0,07	0,00	0,61	0,00	0,00	0,00
Ca	32,54	32,67	42,40	15,61	73,93	99,89	81,82
Mg	17,71	18,01	12,89	20,65	3,84	3,15	3,31
Na	382,00	352,70	16,08	45,51	2,80	7,05	8,18
K	6,76	7,05	2,04	2,52	0,43	1,18	1,46
Li	0,33	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
As	0,06	0,09	0,00	0,07	0,08	0,09	0,00
NH ₄	1,06	1,06	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00
F	4,53	4,03	0,15	0,33	0,11	0,22	0,26
Cl	253,19	251,41	3,03	65,88	0,81	6,32	9,41
SO ₄	126,55	132,90	32,62	6,82	8,09	3,95	4,88
HCO ₃	593,65	515,57	181,05	150,30	233,87	306,46	252,30
CO ₃							
Meq cation	19,99	18,75	3,93	4,61	4,14	5,59	4,75
Meq anion	19,74	18,52	3,74	4,48	4,03	5,29	4,52
Ion Balance	0,62	0,63	2,46	1,39	1,36	2,67	2,51

**SURVEI TERPADU GEOLOGI DAN GEOKIMIA
DAERAH PANAS BUMI LEMOSUSU-SULILI UTARA
KABUPATEN PINRANG, PROVINSI SULAWESI SELATAN**

Edy Purwoto, Yuano Rizky, Dede Iim Setyawan

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Penyelidikan dilakukan di daerah Lemosusu-Sulili Utara, Kabupaten Pinrang, Provinsi Sulawesi Selatan. Daerah tersebut didominasi oleh batuan sedimen dan vulkanik yang berumur Miosen hingga Holosen, Tersusun dari satuan batuan tua ke muda, terdiri dari: Breksi, Batupasir, Batupasir Karbonatan, Breksi Tufa, Lava Andesit, Batulempung Tufaan, Lava Andesit Trakhitik, Batugamping, Lava Andesit Basaltik, Kolovium dan endapan Aluvium.

Sistem panas bumi daerah penyelidikan yaitu tubuh vulkanik berkomposisi andesit basaltik Buttu Tirasa yang diperkirakan berumur Plio-plistosen dan tubuh intrusif (berumur 800 ribu tahun yang lalu) yang tak terpetakan dan sebagian mungkin tidak tersingkap ke permukaan, terbentuk di dalam depresi yang terletak di bagian tengah daerah penyelidikan. Batuan penudung diperkirakan berupa zona batuan sedimen yang kaya akan mineral lempung sehingga memiliki sifat tidak lulus air atau kedap air (*impermeable*).

Air hangat Rajang bertemperatur rendah (48,8°C) bertipe Klorida karbonatan, berada sebagian pada zona *Partial Equilibrium*. Temperatur reservoir sekitar antara 80°C sampai 100°C (Na/K). Luas prospek sekitar 9 Km². energi pada tahap sumber daya hipotetis dari reservoir panas bumi daerah Rajang-Maung adalah sebesar 12 MWe. Sementara untuk daerah Lemosusu-Tanre memakai metode perbandingan, maka didapatkan nilai potensi pada kelas sumber daya spekulatif sebesar 10 MWe.

Kata Kunci: Lemosusu-Sulili Utara, panas bumi, reservoir, temperatur rendah.

1. PENDAHULUAN.

Panas bumi sebagai salah satu energi alternatif yang memiliki banyak kelebihan untuk dikembangkan. Selain cadangan yang sangat besar di Indonesia panas bumi merupakan energi yang ramah lingkungan dan relatif kompetitif untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit

listrik terutama bagi daerah yang memiliki kebutuhan energi tinggi seperti pemenuhan kebutuhan energi listrik.

Salah satu tugas pokok dan fungsi Pusat Sumber Daya Geologi adalah inventarisasi potensi sumber daya geologi di seluruh Indonesia. Dalam rangka inventarisasi sumber daya geologi khususnya energi

panas bumi, Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi tahun anggaran 2013 telah melaksanakan penyelidikan terpadu geologi dan geokimia daerah panas bumi Lemosusu-Sulili Utara.

Secara administratif daerah panas bumi Lemosusu-Sulili Utara, termasuk wilayah Kabupaten Pinrang, Provinsi Sulawesi Selatan merupakan bagian dari Lembar Majene terletak antara 780000-804000 mT dan 9590500-9620000 mS dengan luas sekitar 708 km² (Gambar 1).

Maksud penyelidikan ini untuk melokalisir pemunculan manifestasi panas bumi di permukaan dan mengidentifikasi kondisi geologi serta karakteristik geokimia, dengan tujuan untuk mengetahui daerah prospek dan potensi panas bumi daerah penyelidikan.

2. GEOLOGI.

Geomorfologi daerah Lemosusu-Sulili Utara (Gambar 2) dikelompokkan menjadi 3 satuan, yaitu Satuan Perbukitan Antiklin, Satuan Perbukitan Vulkanik, dan Satuan Pendataran.

Daerah panas bumi Lemosusu-Sulili Utara didominasi oleh batuan sedimen dan vulkanik yang berumur Miosen hingga Holosen.

Pada citra, landsat dan peta DEM menunjukkan batuan relatif beraneka relief dengan torehan erosi terjal dan bentukan struktur geologi yang cukup mudah dikenali sebagai sesar. Satuan batuan (Gambar 3)

dari tua ke muda terdiri dari: Breksi, Batupasir, Batupasir Karbonatan, Breksi Tufa, Lava Andesit, Batulempung Tufaan, Lava Andesit Trakhitik, Batugamping, Lava Andesit Basaltik, Kolovium dan Endapan Aluvium.

Struktur geologi yang menunjukkan pola struktur diklasifikasikan berdasarkan diagram roset. Didapat 3 (tiga) pola struktur yang berkembang di daerah penyelidikan, dengan urutan dari intensitas tinggi hingga rendah, yaitu

a) Sesar Normal-Mendatar

Teramati ada 2 (dua) sesar mendatar yang terbentuk pada pola struktur N80-90°E dan N260-270°E dan pola struktur N120-140°E dan N300-320°E, berupa sesar dengan pergerakan relatif normal menganan. Pergerakan relatif sesar ini ditunjang oleh data-data cermin sesar (*slicken side*), kekar gerus (*shear joint*) yang terukur di lapangan.

Tegasan regangan dengan *trend/plunge* : N083°E/28° (σ_3). Tegasan ini bekerja pada pola kelurusan N170-180°E dan N350-360°E, hingga menghasilkan pergerakan sesar yang relatif normal.

b) Sesar Normal

Teramati ada 2 (dua) sesar normal yang terbentuk pada pola struktur N120-140°E dan N300-320°E dan pola struktur Pola struktur N80-90°E dan N260-270°E. Pergerakan relatif sesar ini terlihat cukup jelas pada pengamatan citra landsat dan ASTER GDEM, disamping itu ditunjang

juga oleh data-data kekar gerus (*shear joint*) yang terukur di lapangan.

Tegasan regangan dengan *trend/plunge* : N001°E/11° (σ_3). Tegasan ini bekerja dominan pada pola kelurusan N80-90°E dan N260-270°E hingga menghasilkan pergerakan sesar relatif normal.

c) Struktur Lipatan

Terdapat di daerah tengah daerah penyelidikan yang dicirikan oleh bentuk cekungan yang terbentuk akibat pergerakan sesar - sesar normal dimana didalamnya terbentuk depresi sesar-sesar normal.

Dari analisis struktur berdasarkan data cermin sesar dan kekar gerus, didapati tegasan utama yang bekerja pada pola kelurusan ini, yaitu; Tegasan kompresi dengan *trend/plunge* : N149°E/03° (σ_1). Tegasan ini bekerja pada pola kelurusan lipatan N120-140°E dan N300-320°E, hingga menghasilkan pelipatan.

Dari ketiga pola struktur tersebut, yang paling berperan penting dalam pemunculan manifestasi panas bumi adalah pola struktur N80-90°E dan N260-270°E dan pola struktur Pola struktur N170-180°E dan N350-360°E. Diperkirakan terbentuk bukaan sesar (*dilational fault jog*) maupun sobekan sesar (*tear fault*) pada perpotongan sesar – sesar ini sehingga menjadi media jalannya fluida hidrotermal ke permukaan.

Zonasi hidrologi daerah Lemosusu-Sulili Utara menunjukkan bahwa manifestasi berada pada daerah air tanah langka pada

daerah lepasan (*recharge area*) dengan litologi Batupasir dan Breksi Sesuai dengan kondisi geologi yang memungkinkan air permukaan banyak yang terakumulasi dan dipermukaan aliran sungai membentuk *run off* berupa limpasan sungai.

3. MANIFESTASI.

Manifestasi panas bumi di daerah Lemosusu-Sulili Utara tersebar berupa air hangat Lemosusu, air hangat Rajang, air hangat Maung, dan air hangat Tanre.

Air panas Lemosusu, terletak pada kordinat (UTM), 782496 mT dan 9617832 mS, pada elevasi 189 mdpl. Temperatur air panas 41,3°C, pada temperatur udara 31°C, pH 9,2, daya hantar listrik 290 μ S/cm, debit air panas 1 L/detik, tidak berbau, tidak berasa, memiliki gelembung-gelembung gas yang kecil dan tidak menerus, serta terdapat lumut berwarna hijau di sekitar mata airnya.

Air hangat Rajang, terletak terletak pada kordinat (UTM), 792744 mT dan 9604262 mS pada ketinggian 115 mdpl. Temperatur air hangat 48,8°C pada temperatur udara 30°C, pH 9,2, daya hantar listrik 510 μ S/cm, debit 1 L/detik, Air hangatnya jernih, sedikit berbau belerang, tidak berasa, dan terdapat lumut berwarna putih di sekitar mata air dan alirannya ke Sungai Makula, serta sedikit endapan oksida besi di sekitar mata airnya.

Air hangat Maung, terletak pada kordinat (UTM), 790091 mT dan 9602785 mS pada ketinggian 39 m.dpl. Temperatur air panas

38,8°C, pada temperatur udara 30°C, pH 9,2, daya hantar listrik 460 $\mu\text{S}/\text{cm}$, debit 0,1 L/detik. Air hangatnya jernih, tidak berbau, tidak berasa, dan sedikit terdapat lumut berwarna putih di sekitar mata airnya.

Air hangat Tanre, terletak pada kordinat (UTM), 783012 mT dan 9611361 mS pada ketinggian 79 mdpl. Temperatur air panas 39°C pada temperatur udara 26,1°C, pH 9,4, daya hantar listrik 233 $\mu\text{S}/\text{cm}$ dan debit 2 L/detik. Air hangatnya jernih, tidak berbau, tidak berasa, dan terdapat lumut tipis berwarna hijau dan putih di sekitar mata air hangatnya.

4. PERHITUNGAN KEHILANGAN PANAS.

Penghitungan kehilangan panas atau *natural heat loss* dimaksudkan untuk menentukan besarnya energi panas yang dilepas oleh suatu sistem panas bumi. Dengan mengetahui besarnya energi panas yang dilepas secara alami, bisa digunakan untuk estimasi besarnya potensi energi panas bumi yang terkandung dalam sistem tersebut. Makin besar nilai *heat loss* makin besar pula potensi energi panas bumi yang terkandung. Penentuan nilai *heat loss* di daerah penyelidikan dilakukan pada 4 manifestasi yang kesemuanya berupa mata air hangat. Total kehilangan panas dari hasil perhitungan adalah sekitar $\pm 231,63 \text{ kW}_{\text{th}}$.

5. HIDROGEOLOGI.

Komponen hidrogeologi daerah penelitian secara umum terbagi menjadi areal resapan (*recharged area*) tempat terjadinya penetrasi air meteorik di permukaan bumi, dan areal limpasan (*discharged area*), tempat dimana terjadi limpasan air permukaan dan bawah permukaan. Areal resapan terletak di daerah-daerah yang berelevasi tinggi, berupa pegunungan dan perbukitan di daerah penyelidikan, sedangkan areal munculan terletak di daerah berelevasi rendah, berupa pedataran dan tekuk lereng. Dua areal inilah yang memegang peranan penting dalam hal siklus hidrologi di daerah ini. Areal resapan menempati sebagian besar morfologi perbukitan vulkanik dan perbukitan antiklin yang bearada di bagian utara dan tengah daerah penyelidikan. Sedangkan areal limpasan menempati sebagian besar morfologi pedataran yang terletak di bagian barat dan selatan daerah penyelidikan.

Kondisi litologi yang mempunyai porositas dan permeabilitas sekunder yang baik berupa rekahan, serta vegetasi berupa hutan yang cukup lebat dibagian puncak bukit, membuat daerah ini mempunyai kondisi hidrologi yang kaya akan air di beberapa tempat, baik air permukaan maupun air tanah, sehingga sangat menunjang dalam menjaga kesinambungan siklus hidrologi yang baik.

6. GEOKIMIA.

Perbandingan konsentrasi anion dan kation antara air hangat dengan air dingin dalam Grafik Schoeller (Tabel....) memperlihatkan bahwa hanya air hangat Rajang (AHRJ) saja yang memperlihatkan pola yang relatif berbeda dengan pola air dinginnya. Hal ini memperlihatkan bahwa air hangat Rajang telah berinteraksi dengan batuan relatif lebih intensif, terlihat juga dalam nilai daya hantar listrik yang lebih besar dan temperatur air yang lebih tinggi. Sementara air hangat yang lainnya berpola yang mirip dengan air dingin, diindikasikan merupakan air permukaan yang terpanaskan.

Fluida panas yang berasal dari mata air hangat Rajang menunjukkan konsistensi dalam perbandingan ion dan kationnya, air hangat bertipe klorida, berada pada zona kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*), dan berada di wilayah klorida (Cl) menuju boron (B). Air hangat Rajang diperkirakan merupakan air yang berasal dari reservoir panas bumi yang diperkirakan terbentuk pada batuan sedimen laut yang banyak mengandung unsur garam (NaCl), tercermin dari tingginya konsentrasi Na dan Cl dalam air hangatnya. Konsentrasi Na yang tinggi diperkirakan bukan hasil dari proses kesetimbangan antara fluida panas dengan batuan di reservoir, karena temperatur di reservoir diperkirakan tidak terlalu panas, yaitu tidak lebih dari 100°C. Ketika sampai ke permukaan, fluida tersebut telah

mengalami pencampuran dengan air permukaan.

Sedangkan mata air hangat Maung, Tanre, dan Lemosusu yang bertipe bikarbonat, meskipun terletak pada wilayah kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*), tidak mencerminkan bahwa fluida panasnya mengalami kesetimbangan dengan batuan reservoirnya. Sama halnya dengan mata air hangat Rajang, konsentrasi Na yang cukup tinggi diperkirakan sebagai hasil interaksi fluida panas selama melakukan perjalanan menuju permukaan, karena batuan yang dilaluinya merupakan batuan sedimen laut. Unsur klorida yang muncul tidak signifikan dibandingkan dengan air hangat Rajang yang diperkirakan sebagian kloridanya berasal dari gas magmatik, didukung dengan konsentrasi F yang cukup signifikan dibandingkan dengan air lainnya. Konsentrasi Cl dan F yang signifikan diduga sebagai akibat adanya pengaruh dari gas magmatik. Oleh karena itu, reservoir panas bumi dalam sistem panas bumi Maung, Tanre, dan Lemosusu diperkirakan memiliki temperatur di bawah 100°C. Sementara dalam fluida panas yang sampai ke permukaan sebagai air hangat diduga hanya merupakan air permukaan saja yang terpanaskan.

Geotermometri

Pendugaan temperatur reservoir didasarkan kepada hasil perhitungan metode geotermometer silika. Hal ini

diambil karena sebenarnya air hangat tersebut bukan berasal dari proses kesetimbangan antara fluida panas dengan batuan di reservoir. Hasil perhitungan dengan geotermometer silika menunjukkan bahwa temperatur reservoir panas bumi di daerah ini sekitar 100°C.

Kimia Tanah dan Udara Tanah

Secara umum survei tanah tidak memperlihatkan nilai anomali yang signifikan terhadap indikasi kehadiran sistem panas bumi di daerah ini. Distribusi temperatur lubang tanah tidak memperlihatkan anomali. Temperatur lubang umumnya hampir sama dengan temperatur di permukaan. Hal yang sama dengan pH tanah, meskipun ada anomali hanya tetapi tidak berkorelasi dengan kehadiran manifestasi panas bumi dan hanya berbeda sekitar 0,5 saja. Distribusi Hg memperlihatkan nilai anomali hanya di satu titik saja, yaitu di bagian barat mata air hangat Rajang. Dengan polanya yang melidah ke arah selatan antara mata air hangat Rajang dan Maung, diduga ada sedikit hubungan dengan aktivitas hidrotermal sebelumnya. Sedangkan distribusi CO₂ memperlihatkan adanya keterkaitan dengan keberadaan mata air hangat Rajang dan Maung, memanjang arah baratdaya.

7. DISKUSI.

Daerah penyelidikan terdiri dari perbukitan antiklin dan perbukitan vulkanik yang

terlihat terpisah sesuai dengan penyebaran litologinya. Morfologi perbukitan antiklin ini disebabkan oleh pengaruh aktivitas tektonik yang membentuk lipatan - lipatan antiklin yang relatif sejajar. Sedangkan morfologi perbukitan vulkanik terbentuk oleh penyebaran batuan vulkanik yang relatif radial dari sumber erupsinya. Morfologi yang cukup menarik di daerah penyelidikan adalah morfologi pedataran di bagian tengah yang membentuk suatu cekungan tersendiri dimana didalamnya terakumulasi sedimen yang lebih muda dan endapan permukaan. Morfologi ini terbentuk oleh perkembangan depresi yang dikontrol oleh mekanisme regangan yang berarah utara - selatan (N - S) dan sesar-sesar normal yang terbentuk di dalamnya. Batuan tertua yang tersingkap di daerah penyelidikan adalah batuan sedimen berupa satuan breksi ditindih selaras oleh satuan batupasir dan batupasir karbonatan. Batuan ini secara regional termasuk ke dalam Formasi Loka berumur Miosen Tengah - Miosen Akhir, menempati sebagian wilayah utara daerah penyelidikan. Produk ini merupakan hasil kegiatan sedimentasi batuan epiklastik gunungapi pada Kala Miosen Tengah hingga Miosen Akhir. Aktivitas vulkanik mulai berlangsung pada Kala Miosen Akhir menghasilkan produk - produk vulkanik berupa breksi, aliran lava berkomposisi andesit trakhitik hingga andesit basaltik. Produk vulkanik diendapkan seiring dengan terendapkannya satuan

batulempung tufaan yang tersebar di tengah daerah penyelidikan. Kegiatan magmatisme terus berlangsung hingga terbentuknya batuan intrusif terakhir berkomposisi andesitik-andesit basaltik yang berumur 800 ribu tahun yang lalu. Batuan intrusif diperkirakan merupakan batuan termuda yang tak terpetakan (tidak *mappable*) di daerah penyelidikan. Batuan intrusif ini diperkirakan menembus satuan batuan yang lebih tua, dan diperkirakan sebagai batuan yang berasosiasi dengan batuan di bawah permukaan yang masih menyimpan panas.

Kegiatan tektonik bekerja seiring dengan kegiatan magmatisme muda baik berupa pelipatan maupun regangan. Proses pelipatan ditandai dengan terbentuknya antiklin-sinklin pada batuan sedimen pada bagian utara penyelidikan, sedangkan proses regangan ditandai dengan terbentuknya sesar-sesar normal di bagian tengah daerah penyelidikan. Cekungan yang terbentuk akibat depresi ini diisi oleh material-material sedimen hasil rombakan batuan yang lebih tua dan material-material vulkanik yang ikut terendapkan, serta endapan aluvial.

Endapan aluvial merupakan satuan batuan termuda di daerah penyelidikan, proses pembentukannya masih terus berlangsung hingga sekarang.

Aktivitas magmatik di daerah penyelidikan terjadi mulai pada Kala Miosen Akhir. Produk-produk aktivitas magmatik ini membentuk kompleks vulkanik Buttu Tirasa

yang tersebar di bagian tengah daerah penyelidikan, yang didominasi oleh batuan vulkanik berkomposisi andesitik. Sementara itu aktivitas tektonik yang terjadi pada Kala Miosen Akhir membentuk suatu pelipatan dengan sumbu lipatan yang berarah barat-laut-tenggara. Proses geologi selanjutnya adalah proses regangan dan kegiatan magmatisme diakhiri oleh pembentukan batuan intrusif andesitik pada kala Plistosen. Tubuh-tubuh batuan intrusif ini diperkirakan sebagai produk terakhir dari aktivitas magmatik di daerah penyelidikan dan diduga berasosiasi dengan batuan di bawah permukaan yang masih menyimpan panas. Sumber panas (*heat source*) yang memiliki sisa panas dari dapur magma merupakan bagian dari sistem panas bumi daerah penyelidikan.

Sumber panas (*heat sources*) merupakan komponen utama dalam suatu sistem panas bumi, ada beberapa bentuk geologi yang bisa menjadi sumber panas, pertama berupa sisa panas dapur magma yang berasosiasi dengan kerucut gunung api muda, kedua bisa berupa tubuh batuan plutonik muda. Secara geologi ada beberapa area di daerah penyelidikan yang memungkinkan menjadi sumber panas, yaitu tubuh vulkanik berkomposisi andesit basaltik Buttu Tirasa yang diperkirakan berumur Plio-plistosen dan tubuh intrusif (berumur 800 ribu tahun yl) yang tak terpetakan dan sebagian mungkin tidak tersingkap ke permukaan, terbentuk di dalam depresi yang terletak di bagian

tengah daerah penyelidikan. Umur batuan yang muda ini memperkuat dugaan bahwa intrusif berkomposisi andesitik ini diperkirakan masih menyimpan panas yang cukup dalam sistem panas bumi daerah penyelidikan. Selanjutnya dengan adanya struktur-struktur geologi di daerah penyelidikan membentuk zona yang bersifat permeabel dan merupakan media/jalur untuk keluarnya air panas ke permukaan.

Batuan penudung (*cap rock*) mempunyai sifat tidak lulus air atau kedap air (*impermeable*) sehingga fluida hidrotermal yang terdapat di lapisan reservoir di bawahnya dapat tertahan. Gabungan dari komponen sistem panas bumi di atas (sumber panas, reservoir, dan lapisan penudung) membentuk suatu sistem panas bumi di daerah penyelidikan. Batuan penudung diperkirakan berupa zona batuan sedimen yang kaya akan mineral lempung sehingga memiliki sifat tidak lulus air atau kedap air (*impermeable*).

Reservoir

Lapisan reservoir panas bumi berdasarkan definisinya adalah wadah di bawah permukaan yang bersifat sarang dan berdaya lulus terhadap fluida, dapat menyimpan fluida panas serta mempunyai temperatur dan tekanan dari sistem panas bumi. Litologi pembentuk reservoir diduga merupakan batuan sedimen yang termalihkan, yang kaya akan rekahan dan bersifat permeabel. Sifat permeabel itu sendiri diakibatkan oleh rekahan yang

terbentuk akibat aktifitas struktur sesar yang ada.

Fluida panas yang berasal dari kedalaman (*deep water*) secara konveksi mengalir naik menuju ke permukaan melalui rekahan (permeabilitas) batuan dan zona patahan, kemudian muncul di permukaan sebagai batuan alterasi dan mata air panas bertemperatur relatif tinggi, pH air netral, pada elevasi rendah. Kontak aliran fluida hidrotermal dengan batuan yang dilewatinya telah melarutkan unsur-unsur kimia tertentu, bahkan banyak terjadi mengalami proses pencampuran dengan air meteorik, sehingga ketika tiba di permukaan fluidanya memiliki karakteristik yang berbeda sewaktu di reservoirnya.

Berdasarkan analisis beberapa karakteristik fluidanya, air hangat Rajang dan Maung berasal dari satu reservoir yang sama dengan perkiraan reservoir panas buminya terdapat persis di dekat mata air hangat Rajang. Air hangat Rajang diindikasikan sebagai air yang keluar sebagai *outflow*, namun diperkirakan mengalami aliran relatif mendekati vertikal dan dekat dari reservoirnya, sedangkan air hangat Maung mengalir horizontal dan muncul sebagai *outflow* di pinggir Sungai Maung. Dengan temperatur reservoir yang rendah, yaitu sekitar 100°C dan diperkirakan pH di bawah permukaan relatif netral, maka intensitas interaksi fluida panas dengan batuan pun tidak muncul secara signifikan pada air hangatnya. Selain itu, ketika menuju ke permukaan

fluida panasnya mengalami pencampuran dengan air permukaan.

Fluida panas bumi pada sistem panas bumi Tanre dan Lemosusu berasal dari reservoirnya masing-masing, diperkirakan keduanya merupakan aliran *outflow*. Temperatur reservoir keduanya diperkirakan tidak lebih dari 100°C, bahkan mungkin lebih rendah jika dibandingkan dengan temperatur reservoir sistem panas bumi Rajang. Pengaruh air permukaan dalam kedua air hangat tersebut lebih terlihat sebagai akibat pencampurannya yang lebih intensif sebelum mencapai permukaan.

Sebaran area prospek panas bumi daerah penyelidikan berdasarkan hasil penelitian metode geologi berada di dalam zona depresi yang terbentuk oleh struktur regangan.

Dari kompilasi data secara keseluruhan maka didapatkan deliniasi daerah prospek panas bumi Rajang - Maung seluas 9.28 km² atau jika dibulatkan menjadi 9 km². Sedangkan daerah Lemosusu - Tanre memakai asumsi area prospek pada lapangan panas bumi non vulkanik.

Potensi Energi

Daerah panas bumi Rajang-Maung mempunyai luas wilayah prospek sekitar 9 km². Temperatur reservoir berdasarkan geotermometri diduga sebesar 100°C, sehingga temperatur *cut-off* sebesar 90°C. Dengan menggunakan metode penghitungan volumetrik, melalui beberapa

asumsi yaitu tebal reservoir = 1 km, *recovery factor* = 25%, faktor konversi = 10%, dan *lifetime* = 30 tahun, maka potensi energi terduga panas bumi dapat dihitung sebagai berikut:

Potensi energi pada tahap sumber daya hipotetis dari reservoir panas bumi daerah Rajang-Maung adalah sebesar **12 MWe**. Sementara untuk daerah Lemosusu-Tanre memakai metode perbandingan, maka didapatkan nilai potensi pada kelas sumber daya spekulatif sebesar **10 MWe**.

Besarnya potensi tersebut masih perlu dibuktikan lagi dengan penambahan data geosaintifik terutama data magnetotellurik.

8. KESIMPULAN.

Tatanan tektonik daerah Lemosusu-Sulili Utara seiring kegiatan tektonik bekerja bersama dengan kegiatan magmatisme muda baik berupa pelipatan maupun regangan. Proses pelipatan ditandai dengan terbentuknya antiklin-sinklin pada batuan sedimen pada bagian utara penyelidikan, sedangkan proses regangan ditandai dengan terbentuknya sesar-sesar normal di bagian tengah daerah penyelidikan. Morfologi daerah penyelidikan terdiri dari perbukitan antiklin dan perbukitan vulkanik yang terlihat terpisah sesuai dengan penyebaran litologinya. Morfologi perbukitan antiklin ini disebabkan oleh pengaruh aktivitas tektonik yang membentuk lipatan-lipatan antiklin yang relatif sejajar. Sedangkan morfologi perbukitan vulkanik terbentuk

oleh penyebaran batuan vulkanik yang relatif radial dari sumber erupsinya. Morfologi yang cukup menarik di daerah penyelidikan adalah morfologi pedataran di bagian tengah yang membentuk suatu cekungan tersendiri dimana didalamnya terakumulasi sedimen yang lebih muda dan endapan permukaan.

Stratigrafi batuan tersusun menjadi 11 satuan batuan, yaitu Breksi, Batupasir, Batupasir Karbonatan, Breksi Tufa, Lava Andesit, Batulempung Tufaan, Lava Andesit Trakhitik, Batugamping, Lava Andesit Basaltik, Kolovium dan endapan Aluvium.

Batuan tertua berumur Miosen Tengah - Miosen Akhir. Struktur kelurusan dari diagram roset menunjukkan arah tegasan utara-selatan dan barat laut-tenggara.

Manifestasi panas bumi di daerah Lemosusu-Sulili Utara dan sekitarnya, berupa air hangat, yaitu: air hangat Lemosusu, air hangat Rajang, air hangat Maung, dan air hangat Tanre, dengan temperatur 38,8-48,8°C, semua air hangat dan air dingin mempunyai pH netral.

Konsentrasi senyawa kimia pada Air hangat di daerah Lemosusu-Sulili Utara hanya air hangat Rajang yang bertipe Klorida pada zona *partial equilibrium* kecuali air hangat Lemosusu, air hangat Maung, dan air hangat Tanre sekitarnya termasuk tipe bikarbonat, meskipun terletak pada wilayah kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*), tidak mencerminkan bahwa fluida panasnya

mengalami kesetimbangan dengan batuan reservoirnya.

Pendugaan temperatur reservoir didasarkan kepada hasil perhitungan metoda geotermometer silika. Hal ini diambil karena sebenarnya air hangat tersebut bukan berasal dari proses kesetimbangan antara fluida panas dengan batuan di reservoir. Hasil perhitungan dengan geotermometer silika menunjukkan bahwa temperatur reservoir panas bumi di daerah ini sekitar 100°C. termasuk ke dalam temperature rendah.

Distribusi Hg memperlihatkan nilai anomali hanya di satu titik saja, yaitu di bagian barat mata air hangat Rajang. Dengan polanya yang melidah ke arah selatan antara mata air hangat Rajang dan Maung, diduga ada sedikit hubungan dengan aktivitas hidrotermal sebelumnya. Sedangkan distribusi CO₂ memperlihatkan adanya keterkaitan dengan keberadaan mata air hangat Rajang dan Maung, memanjang arah baratdaya.

UCAPAN TERIMAKASIH.

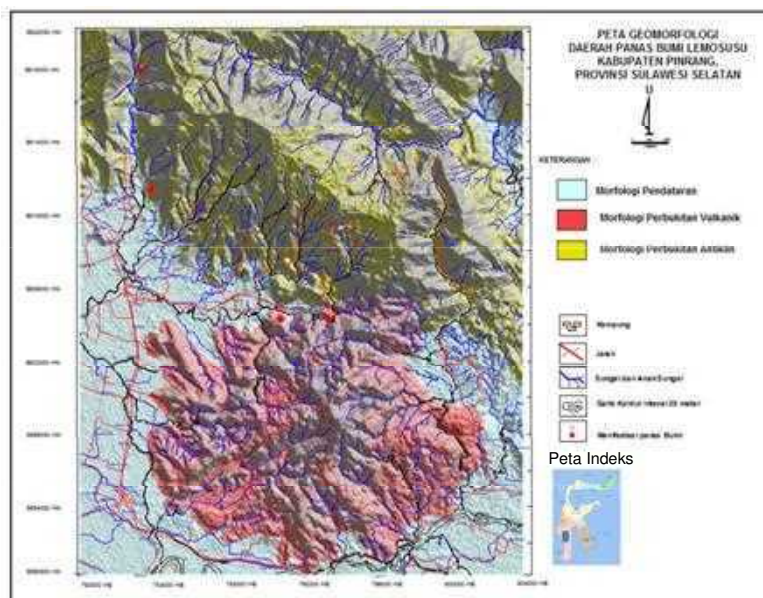
Terima kasih penulis ucapkan kepada Ketua Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, kepada pimpinan Istitusi Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, dan kepada semua pihak yang mendukung proses penulisan ini, atas akses data yang diperlukan serta saran-saran dan koreksinya.

DAFTAR PUSTAKA.

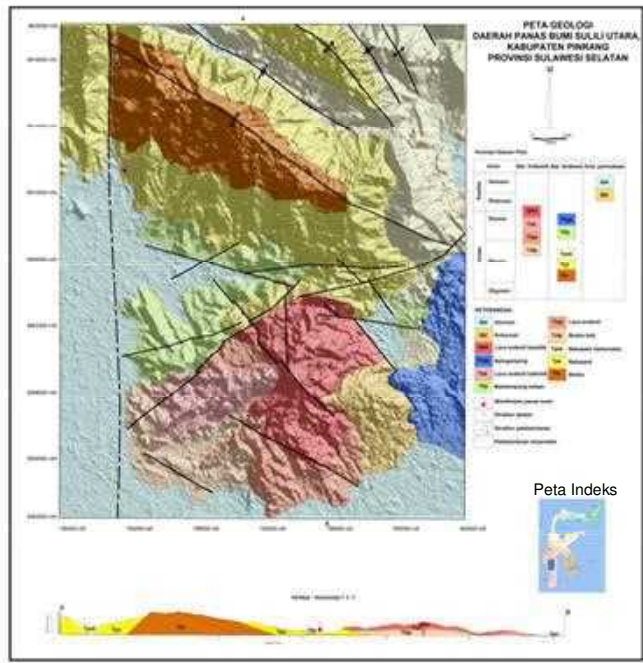
- Badan Standardisasi Nasional, 2000., Angka Parameter Dalam Estimasi Potensi energi panas bumi, SNI 13- 6482- 2000.
- Bemmelen, van R.W., 1949, *The Geology of Indonesia, Vol. I A*, The Hague. Netherlands.
- Djuri, Sudjatmiko, S. Bachri, dan Sukido (1998), Peta Geologi Regional Lembar Majene , Sulawesi Selatan skala 1:250.000, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*, John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*, *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977, *Chemistry and Geothermal System*, Academic Press Inc. Orlando.
- Sumintadireja P., 2005. Vulkanologi dan Geotermal, Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung.
- Standar Nasional SNI 13-6171-1999, Metode Estimasi Potensi Energi Panas Bumi, Badan Standarisasi Nasional.
- Tim Terpadu (2013), Laporan Survei Terpadu Geologi dan Geokimia Daerah Lemosusu-Sulili Utara, Kabupaten Pinrang, Provinsi Sulawesi Selatan, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Wohletz, K. and Heiken, G., 1992. *Volcanology and Geothermal Energy*. University of California Press, Berkeley



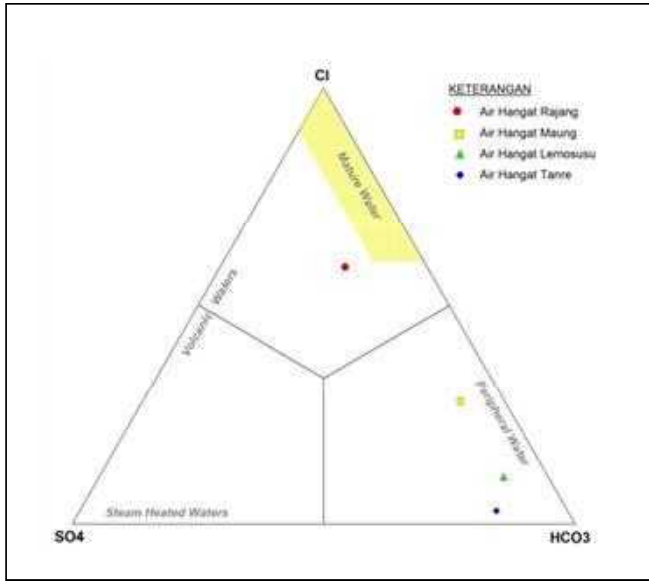
Gambar 1 Peta lokasi daerah Lemosusu- Sulili Utara Kab. Pinrang, Provinsi Sulawesi Selatan.



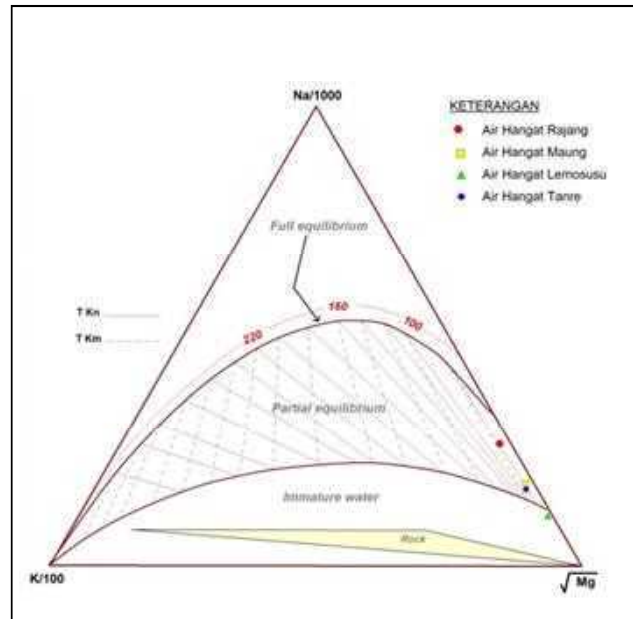
Gambar 2 Peta geomorfologi Lemosusu-Sulili Utara.



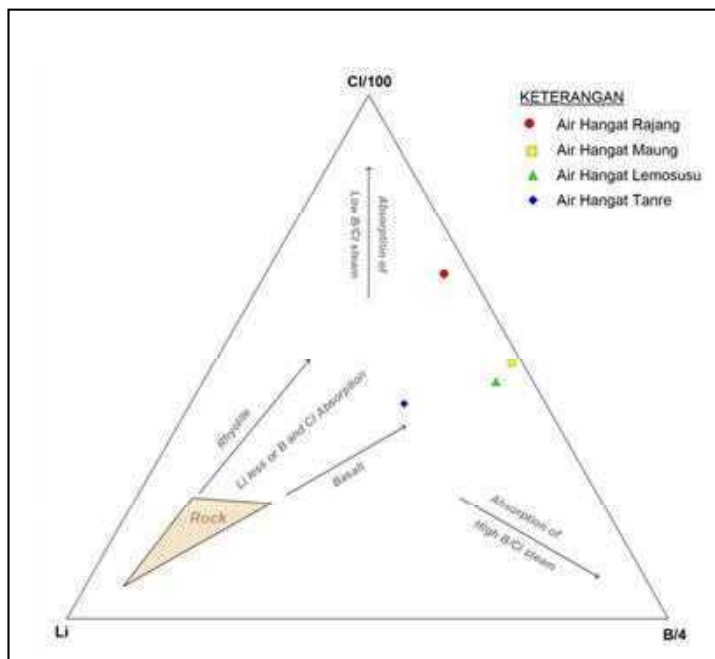
Gambar 3 Peta geologi daerah Lemosusu-Sulili Utara, Kab. Pinrang, Prov. Sulawesi Selatan.



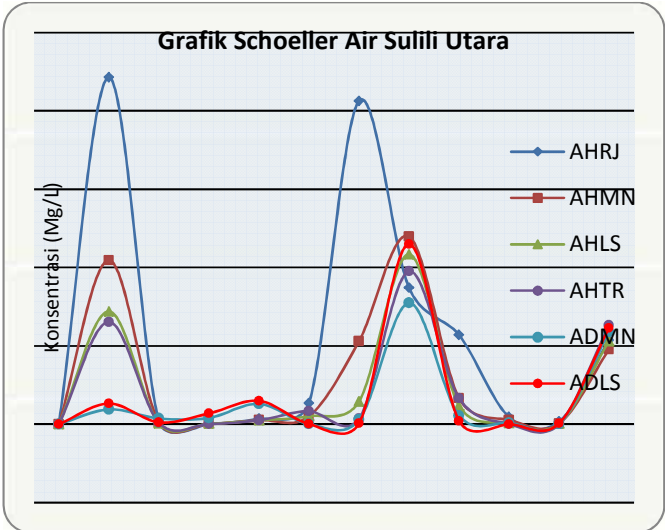
Gambar 4 *Plotting* pada diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃



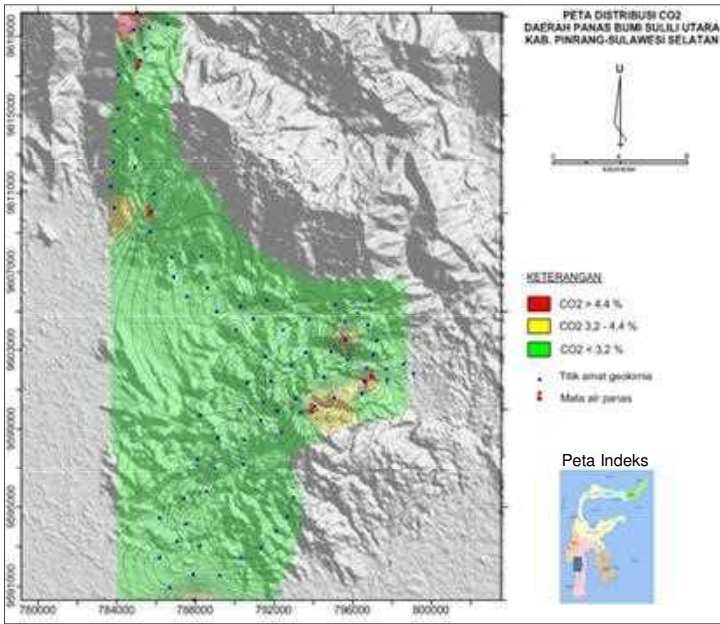
Gambar 5 *Plotting* pada diagram segi tiga Na-K-Mg.



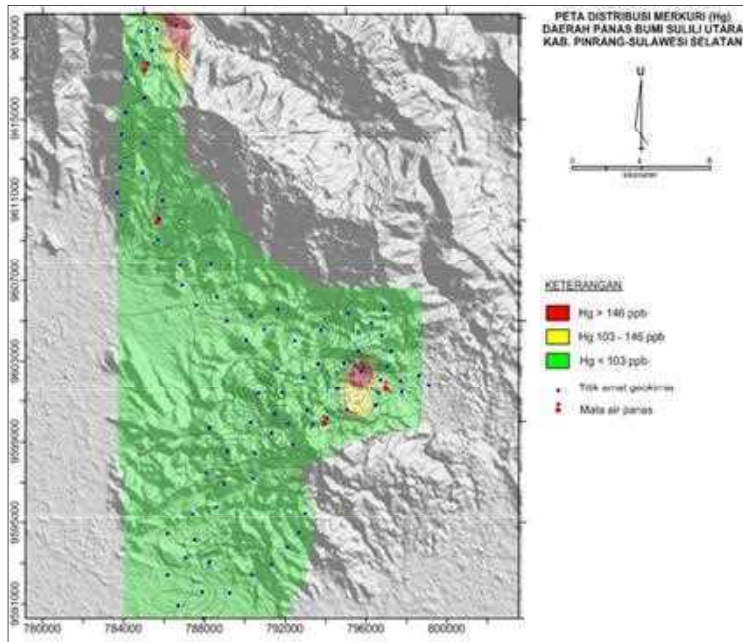
Gambar 6 *Plotting* pada diagram segi tiga Cl, Li, dan B.



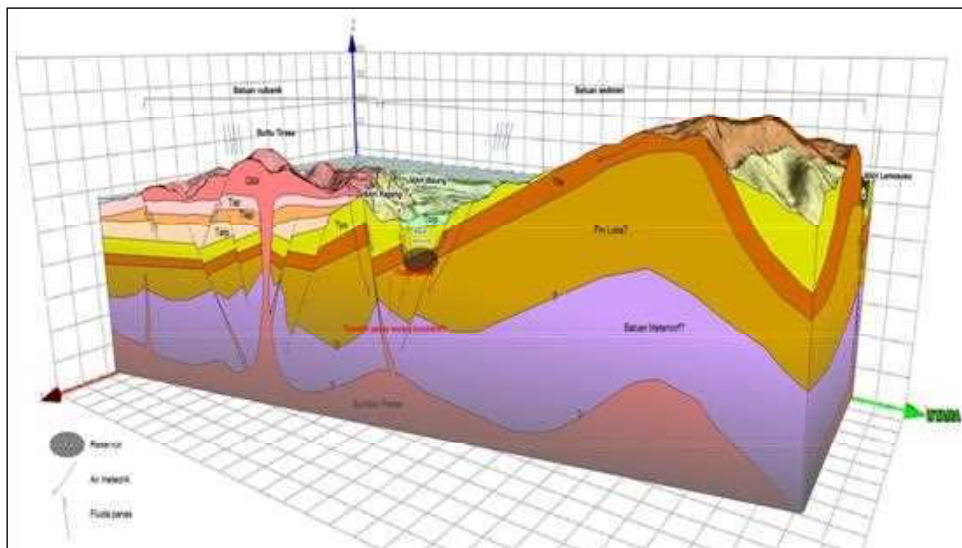
Gambar 7 Grafik Schoeller Air Lemosusu- Sulili Utara



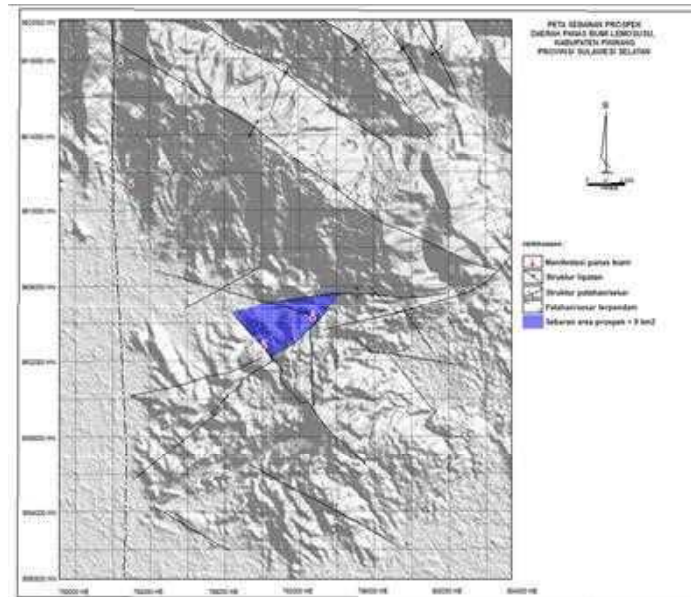
Gambar 8 Peta distribusi CO₂ udara tanah.



Gambar 9 Peta distribusi Hg tanah.



Gambar 10 Model tentatif sistem panas bumi Lemosusu-Sulili Utara.



Gambar 11 Peta Kompilasi geologi dan geokimia daerah Lemosusu-Sulili Utara, Kabupaten Pinrang, Provinsi Sulawesi Selatan

**SURVEI TERPADU GEOLOGI DAN GEOKIMIA
DAERAH PANAS BUMI LOKOP, KABUPATEN ACEH TIMUR
PROVINSI ACEH**

Dedi Kusnadi, Moch. Nur Hadi, Lano Adhitya P

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Daerah panas bumi Lokop didominasi oleh batuan metamorf dan sedimen yang berumur Pra-Tersier hingga Tersier, Tersusun dari satuan batuan tua ke muda, terdiri dari: Batusabak sisipan Dolomit, Batusabak dan Batutanduk, Kuarsit, Batugamping, Silisifikasi, Batupasir Kuarsa, BatupasirSerpilh, Lempung Hitam, Batupasir Karbonatan, Batupasir Tufaan, dan endapan Aluvium.

Sistem panas bumi Lokop termasuk daerah *medium terrain* pada lingkungan non vulkanik. Batuan granit diduga menjadi batuan konduktor panas, kemudian di kedalaman terjadi transfer panas dan memanaskan fluida yang terperangkap, di bawah daerah Lokop. Rekahan yang terbentuk kemungkinan berhubungan dengan batuan metamorfik derajat rendah sebagai reservoir tertahan oleh batuan penudung berupa batuan tersilisifikasi ataupun alterasi.

Air panas Lokop, bertemperatur tinggi (93,5 °C), keluar melalui rekahan yang dikontrol oleh sesar dan depresi Lokop, debit air panas 50 L/detik. Tipe air bikarbonat, pada zona mendekati *partial equilibrium*, temperatur reservoir diperkirakan 210°C dari geotermometer Na/K, luas area prospek 10 km², diperkirakan potensi sumber daya hipotetis panas bumi sekitar 45 MWe.

Kata Kunci: Lokop, panas bumi, reservoir, temperatur sedang.

1. PENDAHULUAN

Panas bumi sebagai salah satu energi alternatif yang memiliki banyak kelebihan untuk dikembangkan. Selain cadangan yang sangat besar di Indonesia panas bumi merupakan energi yang ramah lingkungan dan relatif kompetitif untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik terutama bagi daerah yang memiliki kebutuhan energi tinggi

seperti pemenuhan kebutuhan energi listrik.

Salah satu tugas pokok dan fungsi Pusat Sumber Daya Geologi adalah inventarisasi potensi sumber daya geologi di seluruh Indonesia. Dalam rangka inventarisasi sumber daya geologi khususnya energi panas bumi, Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi tahun

anggaran 2013 telah melaksanakan penyelidikan terpadu geologi dan geokimia daerah panas bumi Lokop.

Secara administratif daerah panas bumi Lokop, termasuk wilayah Kabupaten Aceh Timur, merupakan bagian dari Lembar Langsa dan Takengon terletak antara 334.000-344.000 mE dan 480.000-496.000 mN dengan luas sekitar 160 km² (Gambar 1).

Maksud penyelidikan ini untuk melokalisir pemunculan manifestasi panas bumi di permukaan dan mengidentifikasi kondisi geologi serta karakteristik geokimia, dengan tujuan untuk mengetahui daerah prospek dan potensi panas bumi daerah penyelidikan.

2. GEOLOGI

Geomorfologi daerah Lokop (Gambar 2) dikelompokkan menjadi 4 satuan, yaitu Satuan Pedataran, Satuan Perbukitan Landai, Satuan Perbukitan Bergelombang, dan Satuan Perbukitan Terjal.

Daerah panas bumi Lokop didominasi oleh batuan metamorf dan sedimen yang berumur Pra-Tersier hingga Tersier.

Pada citra, landsat dan peta DEM menunjukkan batuan relatif beraneka relief dengan torehan erosi terjal dan bentukan struktur geologi yang cukup mudah dikenali sebagai sesar. Satuan batuan (Gambar 3) dari tua ke muda terdiri dari: Batusabak sisipan Dolomit, Batusabak dan

Batutanduk, Kuarsit, Batugamping, Silisifikasi, Batupasir Kuarsa, BatupasirSerpilh, Lempung Hitam, Batupasir Karbonatan, Batupasir Tufaan, dan Endapan Aluvium.

Struktur geologi yang berkembang menunjukkan arah tegasan utama utara - selatan merupakan pola Sunda dan terpotong oleh sesar dengan arah baratlaut-tenggara atau pola sesar sumatera.

Intensitas rekahan yang tinggi Nampak di sekitar airpanas Lokop hingga ke bagian baratnya, kemudian muncul pula di sekitar Sungai Serbajadi dan Sembuang di utara.

Pada kelurusan citra, topografi dan kelurusan sungai maupun data kekar di lapangan memiliki pola yang berarah utara-selatan, ditunjukkan oleh sesar Bunin dan Sengkualan yang membelah daerah survei dan membentuk depresi di sekitar Bunin dimana muncul air hangat payaimbo, serta di sekitar Lokop antara sesar Trujak, Leles dan Ujung Karang yang membentuk depresi di daerah Lokop dan memfasilitasi munculnya airpanas Lokop. Pola lainnya adalah sesar dengan arah baratlaut-tenggara yang ditunjukkan oleh sesar Sembuang, sesar Jering dan Sesar Sunti, ketiganya diduga merupakan jenis sesar *strike slip* atau sesar mendatar yang berasosiasi dengan sesar Sumatera.

Zonasi hidrologi daerah Lokop menunjukkan bahwa manifestasi berada pada daerah air tanah langka pada daerah

lepasan (*recharge area*) dengan litologi kuarsit dan batupasir kuarsit. Sesuai dengan kondisi geologi yang memungkinkan air permukaan tidak akan banyak yang terakumulasi dan dipermukaan aliran sungai membentuk *run off* berupa limpasan sungai.

3. MANIFESTASI

Manifestasi panas bumi di daerah Lokop tersebar berupa air panas Lokop 1, air panas Lokop 2, air panas Lokop 3, air panas Lokop 4, dan air hangat Payaimbo.

Air panas Lokop 1, terletak pada kordinat (UTM), 335324 mT dan 486626 mU, pada elevasi 289 mdpl. Temperatur air panas 93,5°C, pada temperatur udara 26,2°C, pH 7,3, daya hantar listrik 1100 $\mu\text{S/cm}$, debit air panas 50 L/detik, berbau belerang, tidak berwarna, tidak berasa, endapan belerang, dan sinter karbonat.

Air panas Lokop 2, terletak terletak pada kordinat (UTM), 335378 mT dan 486737 mU pada ketinggian 286 mdpl. Temperatur air panas 87,0°C pada temperatur udara 27,0°C, pH 7,34, daya hantar listrik 1000 $\mu\text{S/cm}$, debit 3 L/detik, air panas berbau belerang, tidak berwarna dan tidak berasa, ada endapan belerang dan sinter karbonat

Air panas Lokop 3, terletak pada kordinat (UTM), 335324 mT dan 486606 mU pada ketinggian 290 m.dpl. Temperatur air panas 76,5°C, pada temperatur udara 27,0°C, pH 7,44, daya hantar listrik 890 $\mu\text{S/cm}$, debit 1 L/detik. Air panas berbau

belerang, tidak berwarna, tidak berasa, ada endapan belerang dan sinter karbonat

Air panas Lokop 4, terletak pada kordinat (UTM), 335256 mT dan 486332 mU pada ketinggian 306 mdpl. Temperatur air panas 51,8,5°C pada temperatur udara 27,5°C, pH 6,87, daya hantar listrik 528 $\mu\text{S/cm}$ dan debit 0,5 L/detik. berbau belerang, tidak berwarna dan tidak berasa, ada sedikit endapan belerang dan sinter karbonat.

Air hangat Payaimbo, terletak pada kordinat (UTM), 334589 mT dan 497567mU pada elevasi 181 mdpl. Temperatur air panas 37,1°C pada temperatur udara 29,4°C dengan pH 8,95, daya hantar listrik 1500 $\mu\text{S/cm}$ dan debit 0,1 L/detik. Air panas tidak berbau, tidak berwarna, dan tidak berasa.

4. PERHITUNGAN KEHILANGAN PANAS

Air panas naik ke permukaan terjadi transfer panas melalui media fluida dan batuan disekitarnya. Panas yang hilang, ditransfer baik secara konduktif melalui batuan dan tanah maupun ke udara sehingga seiring dengan kehilangan panas dan suhu air panas yang berkurang. Total kehilangan panas dari hasil perhitungan adalah sekitar 267.95 kwth.

5. HIDROGEOLOGI

Daerah Lokop secara hidrologi berada di sekitar DAS Serbajadi dan Bunin. Curah hujan rata – rata selama 10 tahun di daerah Aceh timur adalah 171.92

mm/bulan dengan waktu 15 hari/tahun dengan ketinggian sekitar 100 – 1000 mdpl (BPS Aceh Timur, 2011).

Peta zonasi hidrologi daerah survei menunjukkan bahwa manifestasi berada pada daerah air tanah langka pada daerah lepasan (*discharge area*) dengan litologi kuarsit dan batupasir kuarsit. Sesuai dengan kondisi geologi yang memungkinkan air permukaan tidak akan banyak yang terakumulasi dan dipermukaan aliran sungai membentuk *run off* berupa limpasan sungai.

Arah aliran air tanah di daerah panas bumi Lokop secara umum mengalir dari elevasi tinggi pada bagian Barat dan Tengah yang kemudian mengisi lembah-lembah dan sungai hingga bermuara ke Sungai Serbajadi.

Berdasarkan data pembagian kawasan air tanah maka daerah penyelidikan dibagi menjadi dua daerah hidrologi, yaitu wilayah resapan air dan lepasan air. Zona resapan air/imbuhan (*recharge*) di daerah survei berada pada daerah elevasi tinggi dengan sistem akifer yang terbentuk melalui rekahan maupun melalui permeabilitas pori pada perlapisan dan rekahan pada batuan sedimen seperti batupasir dan batuan metamorfik. Sedangkan di bagian tengah daerah resapan berada di sekitar perbukitan memanjang antara Sunti hingga ke Bunin. Daerah resapan memiliki luas areal sekitar 60 % dari total areal penyelidikan dan

tersebar di bagian dataran tinggi pada elevasi 300 – 1000 m.

Zona keluaran/lepasan air (*discharge*) merupakan areal tempat terkonsentrasinya titik-titik keluaran air yang berasal dari daerah resapan, air permukaan dan tempat naiknya air dari kedalaman yang kemudian muncul berupa mata air. Infiltrasi air yang masuk ke dalam zona reservoir panas bumi bisa melalui rekahan maupun ruang antar butir, dimana proses pemanasan menghasilkan densitas air yang lebih rendah dan bergerak ke atas melalui zona rekahan dan muncul berupa air panas. Luas areal lepasan sekitar 40 % dan tersebar di bagian tengah sepanjang depresi Lokop hingga ke Sembuang. Batuan didominasi batuan jenis batupasir dan lempung, pada elevasi 100-300 mdpl.

6. GEOKIMIA

Kimia air panas, air hangat, dan air dingin panas bumi Lokop terdiri dari: air panas Lokop 1, air panas Lokop 2, air panas Lokop 3, Air panas Lokop 4, dan air hangat Payaimbo.

Air panas Lokop sesuai dengan temperatur, dan debitnya yang cukup tinggi, mengandung beberapa senyawa kimia yang cukup signifikan, terutama air panas Lokop 1, yang bertemperatur paling tinggi 93,5 °C, dan debit paling besar 50 L/detik, pH netral, mengandung Silika 134,84 mg/l, dan konsentrasi Cl, SO₄, dan F⁻ cukup signifikan.

Plotting pada diagram segitiga (gambar 4), semua air panas dan air hangat bertipe HCO_3 cukup signifikan, indikasi pengaruh air permukaan yang cukup tinggi.

Plotting pada diagram Na-K-Mg (gambar 5), air panas Lokop 1, dan Loko 2, berada pada zona *immature water* mendekati zona *partial equilibrium*, indikasi adanya kesetimbangan sebagian fluida panas dengan air permukaan pada pembentukan air panas Lokop, sedangkan air hangat dan air panas lainnya berada pada zona *immature water*, mengindikasikan reaksi antara fluida dengan batuan reservoir telah tercampur oleh air dingin di permukaan dengan proporsi yang tinggi.

Pada diagram Cl-Li-B (gambar 6), air panas Lokop, berada pada posisi di tengah diagram, menunjukkan bahwa air panas tersebut terbentuk pada satu sumber yang sama, sedangkan air hangat Payaimbo, diperkirakan kontaminasi oleh aktifitas ternak di sekitar lokasi.

Isotop Oksigen 18 dan *deuterium* (gambar 7), air panas terletak di sebelah kanan dari garis *Meteoric Water Line* (MWL), ada indikasi pembentukan mata air panas berhubungan dengan adanya interaksi antara fluida panas pada sistem panas bumi dengan batuan yang dilaluinya.

Geotermometer silika *conductive cooling* dan *adiabatic cooling*, dari air panas Lokop 1, sekitar $147-155^\circ\text{C}$, temperatur rendah, karena pengaruh

pendinginan percampuran dengan air permukaan sebagaimana diindikasikan dari hasil analisis pada diagram segitiga tipe air panas yang menunjukkan sampel air panas bertipe bikarbonat pH netral.

Geotermometer Na-K berkisar $207-223^\circ\text{C}$, maka temperatur reservoir di daerah penyelidikan Lokop, sekitar 210°C .

Tanah dan udara tanah dari 103 sampel, menunjukkan temperatur sekitar $22,80-39,40^\circ\text{C}$; pH tanah sekitar $3,50-7,67$; CO_2 udara tanah sekitar $0,03-4,13\%$; Hg tanah setelah dikoreksi nilai H_2O berkisar $10-1001$ ppb. Peta distribusi CO_2 Udara tanah (gambar 8), memperlihatkan anomali tinggi $> 1,5\%$ berada di sebelah utara dan timur laut daerah penyelidikan.

Peta distribusi nilai Hg tanah (gambar 9), memperlihatkan anomali relatif tinggi >250 ppb terletak di sebelah utara daerah penyelidikan, dengan luas sekitar $(2 \times 1) \text{ km}^2$.

7. DISKUSI

Daerah Lokop berada di bagian timur bukit barisan dan sesar Sumatera. Tektonisme disana tidak lepas dari pengaruh terbukanya laut Andaman yang kemudian memicu pergerakan sesar berarah utara-selatan. Batuan metamorfik dengan jenis batusabak, kuarsit dan dolomit berkembang pada Zaman Permian hingga Kapur ikut mengalami proses tektonik yang dipengaruhi oleh tumbukan India ke Asia sehingga batuan yang telah terbentuk terkena sesar-sesar yang masih

berarah Utara-Selatan membentuk tinggian dan depresi seperti yang terjadi di sekitar Lokop dan Sembuang. Memasuki zaman Tersier kemudian terjadi proses magmatisme yang menghasilkan produk granit.

Sumber panas dari sistem panas bumi Lokop secara fisik tidak ditemukan di lokasi survei, namun indikasi adanya batuan konduktif diperoleh sekitar 10 km di luar daerah survei kearah selatan, dimana disana ditemukan granit yang berumur Tersier, sehingga diharapkan masih memiliki sisa panas dan kemungkinan lainnya adalah hasil analisis dari metode gaya berat yang menunjukkan adanya densitas tinggi di bagian baratdaya daerah survei. Interpretasi geologi menyatakan bahwa di daerah tersebut terdapat batuan konduktif yang tidak muncul kepermukaan.

Batuan penudung bersifat impermeabel yang menahan fluida dan panas untuk keluar dari sistem panas bumi. Di sekitar Sungai Serbajadi daerah Jaring, terdapat batuan metamorf yang tersilisifikasi kuat kemungkinan proses silisifikasi dan alterasi argilik yang menjadikan penahan panas dan berfungsi sebagai batuan penudung.

Reservoir merupakan media yang menyimpan fluida, melalui permeabilitas antar butir ataupun rekahan. Batuan metamorf dengan jenis kuarsit yang terkekarkan intensif memberikan peluang akan pendugaan batuan reservoir yang berkembang (Gambar 10).

Fluida pada sistem panas bumi daerah Lokop berasal dari air meteorik yang meresap ke bawah permukaan dari daerah resapan kemudian mengalami kontak dengan batuan panas di kedalaman. Kontak antara fluida dengan batuan pada temperatur tinggi akan merubah sifat kimia dari fluida tersebut. Adanya fluida magmatik, sebagaimana terindikasi dari kandungan F^- , $SO_4^{=}$, dan hasil plotting isotop Oksigen 18 dan Deuterium, diperkirakan turut merubah sifat fluida. Karena energi panas yang dikandungnya, fluida muncul sebagai mata air panas dengan pH relatif netral. Dalam pemunculannya menuju permukaan diperkirakan fluida panas tersebut mengalami pencampuran dengan air permukaan. Hal itu dapat dilihat dari hasil *plotting* pada diagram segitiga SO_4 -Cl- HCO_3 yang menunjukkan bahwa air panas daerah Lokop termasuk tipe air bikarbonat.

Temperatur reservoir diperkirakan sekitar 210 °C berdasarkan geotermometer Na-K dari air panas Lokop 1.

Sebaran area prospek panas bumi terdapat di bagian depresi Lokop. Area prospek ini didukung oleh hasil kompilasi geologi struktur, anomali geokimia CO_2 dan Hg. Didapat luas area prospek panas bumi Lokop sekitar 10 km² (Gambar 11) untuk kelas sumber daya hipotetis dengan temperatur reservoir sekitar 210°C, sehingga temperatur *cut-off* sebesar 150°C. Menggunakan metode penghitungan volumetrik, melalui beberapa

asumsi yaitu tebal reservoir = 1 km, *recovery factor* = 25%, faktor konversi = 10%, dan *lifetime* = 30 tahun, maka potensi sumber daya hipotetis daerah panas bumi Lokop adalah 45 MWe. Besarnya potensi tersebut masih perlu dibuktikan lagi dengan penambahan data geosaintifik terutama data magnetotellurik.

8. KESIMPULAN

Tatanan tektonik daerah Lokop berada di bagian timur Busur Vulkanik dan Sesar Sumatera, berada di lingkungan non vulkanik. Geomorfologi daerah Lokop terdiri dari empat satuan, yaitu Morfologi Pedataran, Perbukitan Landai, Perbukitan bergelombang dan Perbukitan Curam. Stratigrafi batuan tersusun menjadi 12 satuan batuan, yaitu Batusabak sisipan Dolomit, Batusabak, Kuarsit, Batugamping, Batupasir Kuarsit, Silisifikasi, Batupasir-Serpit, Lempung Hitam, Batupasir Karbonatan, Batupasir Tufaan, dan endapan Aluvium. Batuan tertua berumur Permian. Struktur kelurusan dari diagram roset menunjukkan arah tegasan utara-selatan dan barat laut-tenggara.

Manifestasi panas bumi di daerah Lokop dan sekitarnya, berupa air panas, dan air hangat, yaitu: air panas Lokop 1, air panas Lokop 2, air panas Lokop 3, dan air panas Lokop 4, dengan temperatur 51,8-93,5°C, serta air hangat Payaimbo bertemperatur 37,0 °C, semua air panas, air hangat dan air dingin pH netral.

Konsentrasi senyawa kimia pada Air panas di daerah Lokop dan sekitarnya termasuk tipe bikarbonat, terletak pada zona *partial equilibrium* (kecuali air hangat Payaimbo terletak pada zona *immature water*), indikasi reaksi mencapai kesetimbangan sebagian, dengan perbandingan Cl-Li-B, cukup seimbang pada kelurusan air panas satu sama lainnya, pH netral, terdapat pengkayaan oksigen 18 dari isotop.

Temperatur bawah permukaan yang diperkirakan berhubungan dengan reservoir panas bumi diperoleh dari geotermometer NaK sebesar 210 °C termasuk ke dalam temperatursedang.

Anomali konsentrasi tinggi Hg tanah (>250 ppb) terletak di sebelah utara dari lokasi air panas Lokop 1, Lokop 2, Lokop 3, dan Lokop 4, dengan luas hanya 2 km², sementara anomali konsentrasi tinggi CO₂ udara tanah (>1,5%) berada di sebelah utara dari lokasi air panas Lokop.

UCAPAN TERIMAKASIH

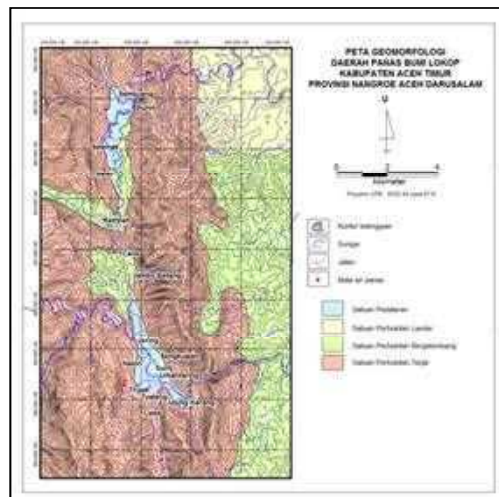
Terima kasih penulis ucapkan kepada Ketua Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, kepada pimpinan Institusi Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, dan kepada semua pihak yang mendukung proses penulisan ini, atas akses data yang diperlukan serta saran-saran dan koreksinya.

DAFTAR PUSTAKA.

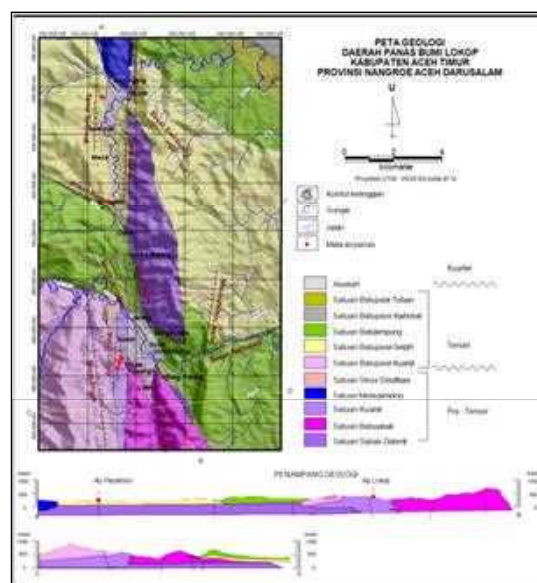
- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering*, "Geothermal System: Principles and Case Histories", John Willey & Sons, New York.
- Giggenbach, W.F., and Goguel, 1988, *Methods for the collection and analysis of geothermal and volcanic water and gas samples*, Petone New Zealand.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*, *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Lawless, J., 1995, *Guidebook: An Introduction to Geothermal System. Short course*. Unocal Ltd. Jakarta.
- K. Kusumadinata, 1979, Data Dasar Gunungapi Indonesia, Direktorat Vulkanologi.
- Mahon K., Ellis, A.J., (1977), *Chemistry and Geothermal system*, Academic Press, Inc. Orlando.
- N.R.Cameron, dkk 1981 dan 1983., Peta Geologi Lembar Langsa, Sumatera dan Peta Geologi Lembar Takengon, Sumatera Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Sumintadireja P., 2005. *Vulkanologi dan Geotermal*, Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung.
- Standar Nasional SNI 13-6171-1999, *Metode Estimasi Potensi Energi Panas Bumi*, Badan Standarisasi Nasional.
- Tim Terpadu (2013), *Laporan Survei Terpadu Geologi dan Geokimia Daerah Panas Bumi Lokop, Kabupaten Aceh Timur, Provinsi Nangroe Aceh Darussalam*, Pusat Sumber Daya Geologi.



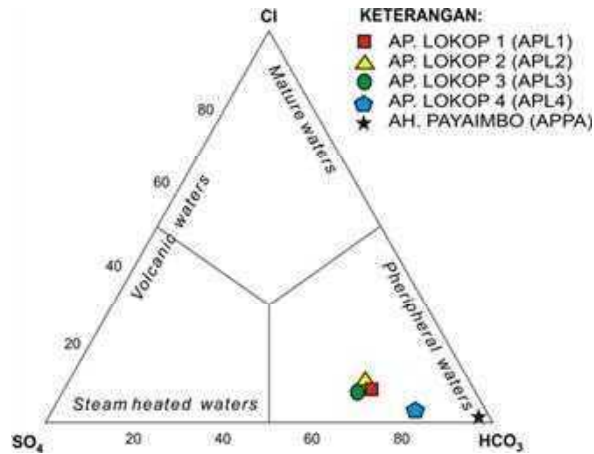
Gambar 1 Peta lokasi daerah Lokop.



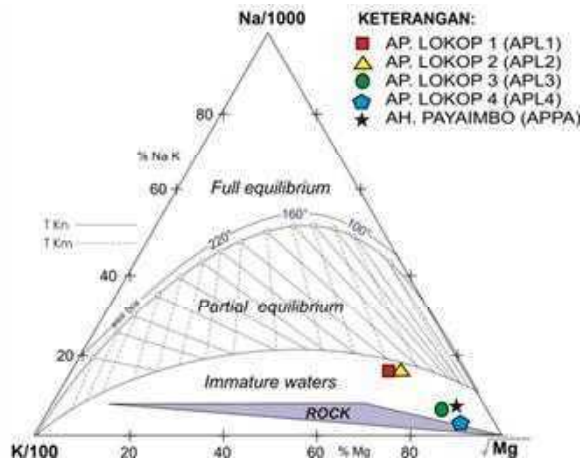
Gambar 2 Peta geomorfologi Lokop.



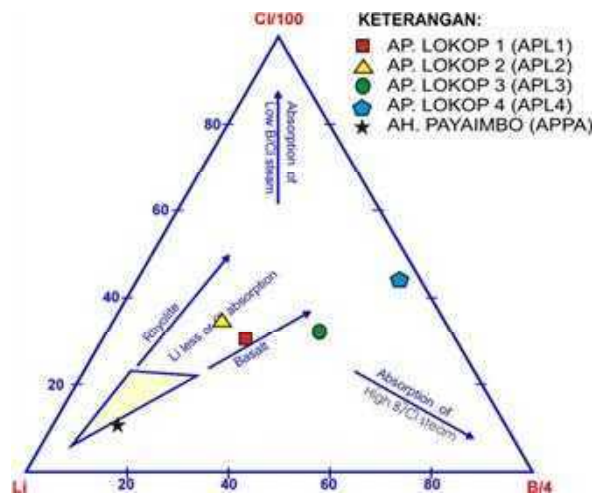
Gambar 3 Peta geologi daerah Lokop.



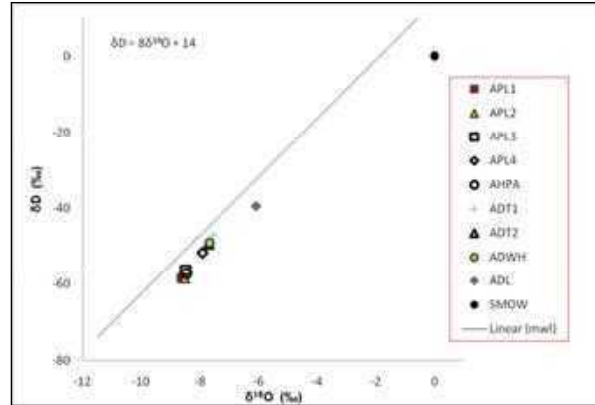
Gambar 4 *Plotting* pada diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃.



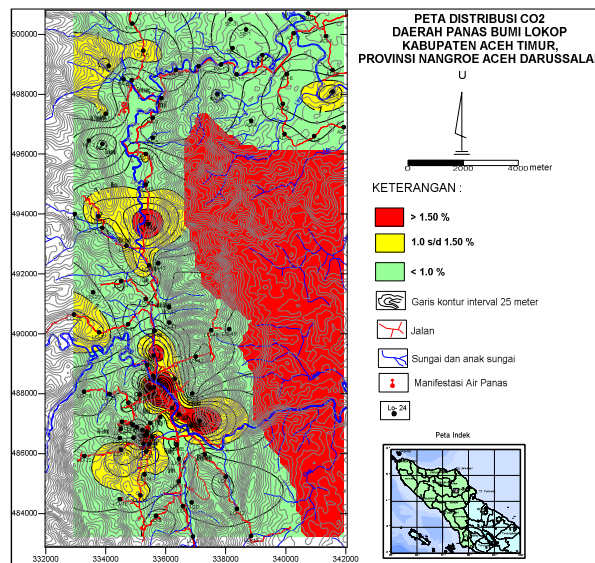
Gambar 5 *Plotting* pada diagram segi tiga Na-K-Mg.



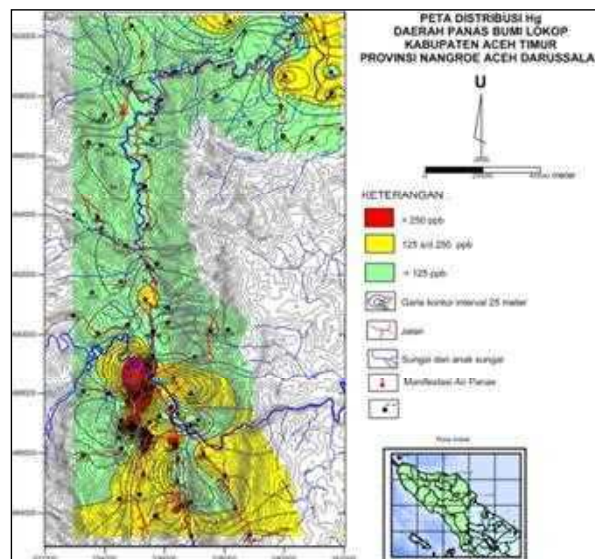
Gambar 6 *Plotting* pada diagram segi tiga Cl, Li, dan B.



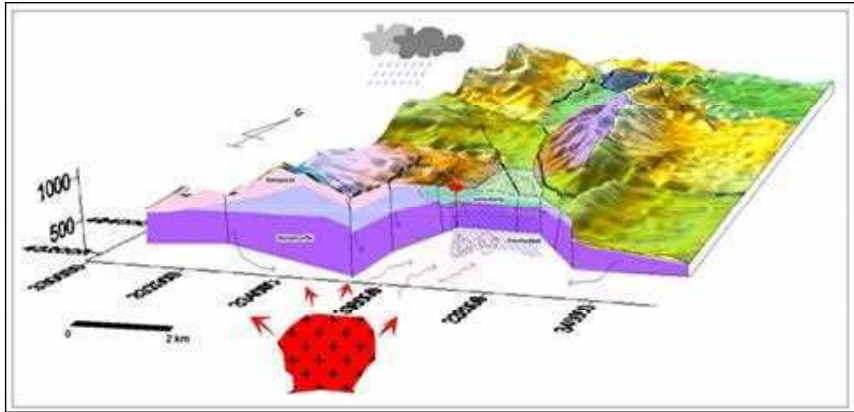
Gambar 7 Plotting isotop δD vs $\delta^{18}O$.



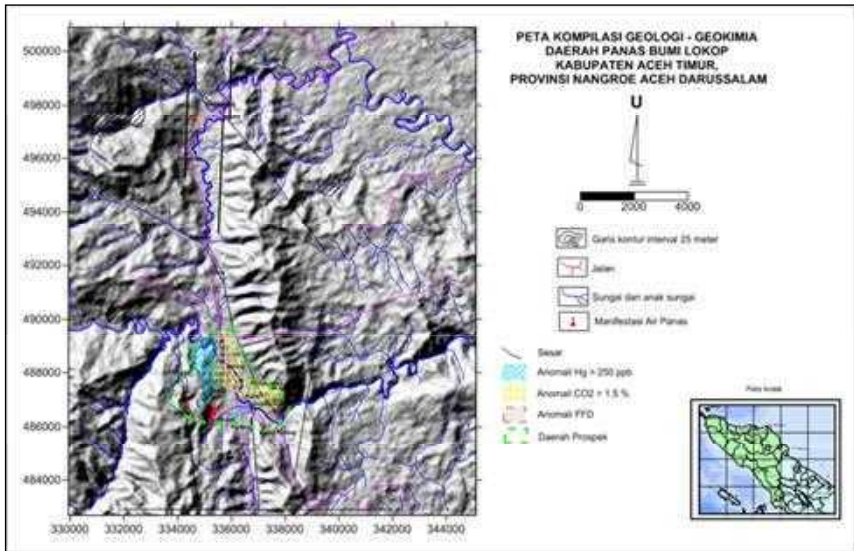
Gambar 8 Peta distribusi CO₂ udara tanah.



Gambar 9 Peta distribusi Hg tanah.



Gambar 10 Model tentatif sistem panas bumi Lokop.



Gambar 11 Peta Kompilasi geologi dan geokimia daerah Lokop.

SURVEI TERPADU GEOLOGI DAN GEOKIMIA DAERAH PANAS BUMI TALAGO BIRU KABUPATEN TANAH DATAR, SUMATERA BARAT

Dedi Kusnadi, Moch. Nur Hadi, Suwarno

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Daerah panas bumi Talago Biru didominasi oleh batuan sedimen klastik yang berumur Tersier dan granit Pra -Tersier, sedangkan batuan vulkanik seperti lava dan aliran piroklastik Kuartar muncul hanya di beberapa tempat saja. Tersusun dari satuan batuan tua ke muda terdiri dari: Batusabak-Skiss, Batugamping, Granit, Batupasir Serpihan, Batupasir Kuarsaan, Batupasir Konglomeratan, Aliran Piroklastik Tua, Lava Basal, Aliran Piroklastik Sulit Air, Aliran Piroklastik Sago, Aliran Piroklastik Marapi, dan jatuhan Piroklastik Talago.

Sistem panas bumi di daerah ini termasuk gabungan antara sistem vulkanik dan lingkungan sedimen, sumber panas berasal dari aktifitas vulkanik G. Marapi. Batuan reservoir diperkirakan berada pada satuan vulkanik tua Marapi dengan kedalaman belum dapat ditentukan. Batuan penutuping diperkirakan berasal dari batuan sedimen berupa batupasir serpihan dan batuan ubahan.

Air panas bertipe sulfat, berada pada zona *Partial Equilibrium*. Temperatur reservoir sekitar 150°C (Na/K). Luas prospek sekitar 10 km². Potensi sistem panas bumi Talago Biru sekitar 27 MWe pada kelas sumber daya hipotetis.

Kata Kunci: Talago Biru, panas bumi, reservoir, temperatur sedang.

1. PENDAHULUAN.

Pemanfaatan energi panas bumi secara tidak langsung untuk tenaga listrik diharapkan dapat memenuhi kebutuhan tenaga listrik di Indonesia yang diperkirakan terus meningkat. Panas bumi sebagai salah satu energi alternatif ramah lingkungan untuk mengurangi ketergantungan akan energi fosil. Dalam hal ini pemerintah telah mengupayakan program percepatan pengembangan panas bumi, dimana salah satunya meningkatkan status penyelidikan panas bumi yang

belum memiliki data lengkap hingga belum dapat diajukan menjadi wilayah kerja panas bumi (WKP).

Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi pada tahun anggaran 2013 telah melaksanakan survei terpadu geologi dan geokimia daerah panas bumi Talago Biru.

Lokasi Daerah survei secara administratif termasuk ke dalam wilayah Kabupaten Tanah Datar, Provinsi Sumatera Barat. Sekitar (20 x 20) km² pada posisi geografis 100° 34' 54"- 100°

46' 22"BT dan 0° 26' 04" - 0° 37' 25"LS atau pada sistem koordinat UTM, zona 47 belahan bumi selatan pada 675.984–697.286mT dan 9.951.973– 9.931.031mS (Gambar 1).

Maksud penyelidikan ini untuk melokalisir pemunculan manifestasi panas bumi di permukaan dan mengidentifikasi kondisi geologi serta karakteristik geokimia, dengan tujuan untuk mengetahui daerah prospek dan potensi panas bumi daerah penyelidikan.

2. GEOLOGI.

Geomorfologi Talago Biru terbagi menjadi 4 satuan, yaitu morfologi perbukitan landai, perbukitan bergelombang, perbukitan curam, dan kubah landai. (gambar 2).

Daerah panas bumi Talago Biru didominasi oleh batuan sedimen klastik berumur Tersier dan granit Pra-Tersier, sedangkan batuan vulkanik seperti lava dan aliran piroklastik Kuartar muncul hanya di beberapa tempat saja.

Pada citra, ditemukan kelurusan struktur-struktur yang umumnya berarah baratlaut-tenggara. pengamatan melalui citra *landsat* dan pemetaan geologi daerah panas bumi Talago Biru, dibagi menjadi 13 unit satuan geologi, dari tua ke muda terdiri dari: Batusabak-Skiss, Batugamping, Granit, Batupasir Serpihan, Batupasir Kuarsaan, Batupasir Konglomeratan, Aliran Piroklastik Tua, Lava Basal, Aliran Piroklastik Sulit Air, Aliran Piroklastik Sago,

Aliran Piroklastik Marapi, dan jatuhan Piroklastik Talago.

Struktur geologi yang berkembang menunjukkan arah tegasan utama baratlaut-tenggara yang dikontrol oleh pola sesar Semangko dengan arah tegasan utama berasal dari wilayah barat Samudera Hindia, sejajar dengan arah subduksi antara samudra Hindia terhadap lempeng Asia.

Berdasarkan analisis *Fracture and Fault Density* (FFD) menunjukkan intensitas banyaknya rekahan berada di bagian utara daerah survei terutama pada daerah bukit Mantabak dan Sopan. Munculnya air hangat di bagian utara yang keluar dari batuan gamping dengan karakteristik batuan berongga dan elevasi tinggi, air meteorik masuk dan meresap ke dalam sistem panas bumi Talago Biru.

Pola sesar dibagi menjadi tiga pola kelurusan, yaitu arah baratlaut-tenggara, barat daya-timurlaut, dan utara-selatan.

Pola Baratlaut-tenggara ditunjukkan oleh sesar Bukittamusu, Sawahluas, Kotoalam, Kubanglandai, Sungaisalak, Taraktak, dan Pangian. Bukti sesar berupa kelurusan dari penarikan hasil analisis citra dan juga berupa gawir dan cermin sesar.

Pola Baratdaya-timurlaut ditunjukkan oleh sesar Simpangtigo, Rawan, Pangian. Bukti sesar selain dari kelurusan citra, juga berupa gawir dan longoran bukit yang mencerminkan zona lemah.

Pola Utara-Selatan ditunjukkan oleh sesar Balung dan Talago. Sesar Balung memotong batuan granit sedangkan sesar Talago diduga memfasilitasi terbentuknya batuan vulkanik berupa sinder *scorea cone* membentuk danau kawah.

3. MANIFESTASI.

Manifestasi panas bumi tersebar berupa air panas Padang Ganting, air hangat Sopan Didih, air hangat Pangian dan alterasi, namun terdapat pula manifestasi yang di luar daerah seperti air panas Pariangan dan Tanggalo.

Air panas Padang Ganting terletak pada kordinat (UTM), 689582 mT dan 9942585 mS pada elevasi 280 mdpl. Temperatur air panas 52,7°C, pada temperatur udara 32,76°C, pH 8,75, daya hantar listrik 536 $\mu\text{S}/\text{cm}$, debit 5 L/detik.

Air panas Sopan Didih, terletak pada kordinat (UTM), 677828 mT dan 9948061 mS pada elevasi 449 mdpl. Temperatur air hangat 35,50°C pada temperatur udara 31,80°C, pH 6,20, daya hantar listrik 1990 $\mu\text{S}/\text{cm}$, debit 2 L/detik, berada pada batuan vulkanik produk G.Marapi berupa aliran piroklastik.

Air hangat Gua Pangian, terletak pada kordinat (UTM), 693858 mT dan 9947357 mS pada elevasi 304 mdpl. Air hangat berada di dalam gua gamping, temperatur air hangat 32,86°C pada temperatur udara 27,00°C, pH 7,13, daya hantar listrik 455 $\mu\text{S}/\text{cm}$ dan debit 2 L/detik.

Air hangat Gua Pangian 2 terletak pada kordinat (UTM), 694336 mT dan 9947292 mS pada elevasi 320 mdpl. Temperatur air hangat 34,78°C pada temperatur udara 25,93°C, pH 7,05, daya hantar listrik 427 $\mu\text{S}/\text{cm}$ dan debit 1 L/detik.

Air panas Pariangan, terletak pada kordinat (UTM), 666059 mT dan 9949316 mS pada elevasi 797 mdpl. Temperatur air panas 49,10°C, temperatur udara 26,50°C, pH 6,30, daya hantar listrik 2940 $\mu\text{S}/\text{cm}$, debit 10 L/detik. Muncul disekitar lingkungan lava basal produk G. Marapi.

Air panas Tanggalo, terletak pada kordinat (UTM), 732114 mT dan 9924608 mS pada elevasi 312 mdpl. Temperatur air panas 40,00°C, pada temperatur udara 30,50°C, pH 7,30, daya hantar listrik 274 $\mu\text{S}/\text{cm}$, debit 10 L/detik.

Batuan alterasi terdapat di dua titik, berupa ubahan pada satuan batupasir berwarna abu terang yang berubah menjadi mineral lempung dan telah teroksidasi dan pada batuan aliran piroklastik produk Sulit Air. Penyebarannya hanya sekitar 1 m, dan tidak ditemukan air panas di sekitarnya.

4. PERHITUNGAN KEHILANGAN PANAS

Fluida panas naik ke permukaan mengalami transfer panas melalui batuan sekitarnya, mengakibatkan air panas di permukaan mengalami pendinginan. Panas yang hilang ditransfer ke permukaan secara konduktif atau secara konvektif ke

udara, panas yang hilang sekitar 35.17 kwth.

5. HIDROGEOLOGI.

Pola hidrologi sangat dipengaruhi oleh besarnya infiltrasi air meteorik yang masuk kedalam reservoir dan hal tersebut didukung oleh curah hujan daerah sekitar manifestasi. Secara hidrologi berada di sekitar DAS Batang Selo di baratlaut, di bagian barat Daerah Aliran Sungai (DAS) Batang Ombilin dan di timurlaut Batang Sinamar pada bagian graben. Curah hujan 11,45 mm/bulan, selama 19 hari/bulan dengan ketinggian sekitar 200-1000 mdpl.

Pola zonasi hidrologi menunjukkan manifestasi berada pada daerah setempat akuifer produktif pada daerah lepasan (*discharge area*), sesuai dengan kondisi geologi yang memungkinkan air permukaan tidak banyak yang terakumulasi. Dipermukaan aliran sungai membentuk *run off* berupa limpasan sungai. Namun air panas juga terakumulasi di daerah air tanah langka sekitar lingkungan batugamping.

Arah aliran air tanah di daerah panas bumi Talago Biru secara umum mengalir dari elevasi tinggi bagian Utara dari G. Marapi, mengisi lembah-lembah dan sungai hingga bermuara ke Sungai Batang Selo, Batang Umbilin dan Batang Sinamar mengalir ke arah tenggara.

Berdasarkan data pembagian kawasan air tanah daerah penyelidikan

dibagi menjadi dua daerah hidrologi, yaitu wilayah resapan air dan lepasan air. Zona resapan air/imbuan (*recharge*) berada pada daerah elevasi tinggi dengan sistem akifer yang terbentuk melalui rekahan maupun melalui permeabilitas pori pada perlapisan dan rekahan pada batuan sedimen seperti gamping dan batupasir dan juga pada granit yang telah lapuk untuk sisi utara daerah survei memanjang hingga ke barat. Di bagian tengah daerah resapan berada di sekitar Guguktabesi dan Sawahkubung. Daerah resapan memiliki luas areal sekitar 45 % dari total areal penyelidikan dan tersebar di bagian dataran tinggi pada elevasi 300 –1000 m.

Zona keluaran/lepasan air (*discharge*) merupakan areal tempat terkonsentrasinya titik-titik keluaran air berasal dari daerah resapan, air permukaan dan tempat naiknya air dari kedalaman kemudian muncul berupa mata air. Infiltrasi air masuk ke dalam zona reservoir panas bumi bisa melalui rekahan maupun ruang antar butir, dimana proses pemanasan menghasilkan densitas air lebih rendah dan bergerak ke atas melalui zona rekahan dan muncul berupa air panas. Luas areal lepasan sekitar 55 % dan tersebar di bagian tengah sepanjang aliran Sungai Batang Selo dan baratdaya sekitar Sulit Air. Batuan didominasi jenis batupasir dan piroklastik.

6. GEOKIMIA

Komposisi Air panas dan air hangat di daerah Talago Biru mengandung Silika relatif rendah termasuk air panas Padang Ganting (hanya 73,47 mg/l), sedangkan air panas Pariangan mengandung silika cukup tinggi (172,29 mg/l), berlokasi di sebelah barat laut di luar peta daerah penyelidikan.

Plotting pada diagram segitiga (gambar 4), air panas Padang ganting dan Pariangan bertipe sulfat, dengan konsentrasi HCO_3 cukup signifikan, yang lainnya bertipe bikarbonat.

Plotting pada diagram Na-K-Mg (gambar 5), air panas Padang Ganting berada pada zona *partial equilibrium*, indikasi adanya kesetimbangan sebagian fluida panas dengan air permukaan pada pembentukan air panas Padang Ganting, sedangkan air hangat dan air panas lainnya berada pada zona *immature water*, mengindikasikan reaksi antara fluida dengan batuan reservoir telah tercampur oleh air dingin di permukaan dengan proporsi yang tinggi.

Pada diagram Cl-Li-B (gambar 6), air panas Padang Ganting, air hangat Sopan Didih, air hangat Gua Pangian, dan air panas Pariangan, berada pada posisi garis lurus Cl-Li, indikasi air panas dan air hangat tersebut terbentuk pada satu sumber yang sama pada lingkungan vulkanik, sedangkan air panas Tanggalo diperkirakan selama perjalanannya mengalami kontak dengan batuan sedimen sehingga cenderung mendekati sudut B.

Plotting isotop pada grafik δD terhadap $\delta^{18}\text{O}$ (gambar 7), air panas terletak di sebelah kanan dari garis *Meteoric Water Line* (MWL), ada indikasi pembentukan mata air panas berhubungan dengan adanya interaksi antara fluida panas pada sistem panas bumi dengan batuan yang dilaluinya.

Geotermometer silika *conductive cooling dan adiabatic cooling*, Air panas Padang Ganting sekitar 119-121°C. indikasi temperatur rendah untuk daerah panas bumi di daerah penyelidikan. Disebabkan adanya pengaruh proses fisika seperti pencampuran dengan air permukaan sebagaimana diindikasikan dari hasil analisis pada diagram segitiga tipe air panas yang menunjukkan sampel air panas bertipe sulfat pH netral.

Geotermometer Na-K berkisar 131-151°C, maka temperatur reservoir di daerah penyelidikan Talago Biru, sekitar 150 °C, merupakan *out flow* dari aliran sebelah barat laut ditunjukkan adanya air hangat Sopan Didih dan air panas Pariangan diperkirakan sebagai zona *up flow*.

Tanah dan udara tanah dari 130 sampel, menunjukkan temperatur sekitar 23,75-31,11°C; pH tanah sekitar 5,23-7,78; CO_2 udara tanah sekitar 0,03-2,57%; Hg tanah setelah dikoreksi nilai H_2O berkisar 3-333 ppb. Peta distribusi CO_2 Udara tanah (gambar 8), terdapat anomali tinggi > 1,0 % di tengah-tengah dan di barat laut membentuk spot-spot.

Peta distribusi nilai Hg tanah (gambar 9), memperlihatkan anomali relatif tinggi >130 ppb terletak di sebelah barat laut dan timurlaut daerah penyelidikan.

7. DISKUSI.

Talago Biru berlokasi di belakang jajaran Bukit Barisan sebelah timur dari jalur vulkanik aktif Sumatera dengan kondisi morfologi berupa perbukitan sedimen bergelombang. Mata air panas berada di Padang Ganting merupakan refleksi dari air permukaan yang meresap ke bagian reservoir dan terpanaskan. Berdasarkan analisis komposisi kimianya diduga airpanas Padang Ganting merupakan *outflow* dari sistem panas bumi yang terbentuk di lereng Gunung Marapi dikarenakan nilai komposisi kimia air panas Pariangan di luar daerah survei memiliki komposisi kimia yang merepresentasikan kandungan silika dan daya hantar listrik yang lebih tinggi, walaupun keduanya sama berada di zona *partial equilibrium*.

Sumber panas umumnya berupa batuan yang masih memiliki sisa panas dari aktifitas magmatisme atau vulkanisme atau dapat juga berupa aktifitas tektonik aktif seperti pada jalur sesar Sumatera. Sumber panas dari sistem ini berasal dari aktifitas vulkanik aktif gunung Marapi. Panas yang terbentuk tertransfer melalui media konduktor pada batuan granit yang luas di sekitar daerah survei. Munculnya batuan vulkanik berumur Plistosen $0,3 \pm$

0,1 juta tahun yang lalu di daerah Talago Biru berupa sinder *cone* tidak dapat dijadikan acuan sebagai sumber panas dikarenakan dimensinya relatif tidak terlalu besar dan periode pembentukannya dengan jenis *strombolian* dan tidak nampak terbentuknya lelehan lava.

Batuan penudung berkaitan dengan aktifitas alterasi batuan atau batuan sedimen bersifat lempungan berfungsi untuk menahan panas dan keluarnya fluida ke permukaan. Di daerah survei indikasi tersebut nampak pada dominasi batuan sedimen dengan tipikal batupasir selang seling batulempung dan juga terdapat batuan alterasi yang muncul di beberapa tempat saja. Kemungkinan yang menjadi batuan penudungnya adalah batulempung yang tersebar pada batupasir serpihan, ketebalan masih belum dapat ditentukan.

Reservoir diperkirakan berhubungan dengan vulkanik tua Marapi. Mengingat daerah Padang Ganting dan sekitarnya merupakan *outflow* dari sistem panas bumi Marapi maka diduga reservoir berada di bagian lereng Marapi atau di bagian utara daerah survei. Indikasi tersebut nampak dari besarnya nilai anomali Hg dan CO₂ di sekitar Batusangkar. Ketebalan dan kedalaman-nya masih belum dapat ditentukan, hanya diasumsikan memiliki ketebalan sekitar 1 km (Gambar 10).

Fluida pada sistem panas bumi berasal dari air meteorik yang meresap ke bawah permukaan dari daerah resapan

kemudian mengalami kontak dengan batuan panas di kedalaman. Kontak antara fluida dengan batuan pada temperatur tinggi akan merubah sifat kimia dari fluida tersebut. Adanya fluida magmatik, sebagaimana terindikasi dari kandungan F^- , SO_4^{2-} , dan hasil *plotting* isotop Oksigen 18 dan Deuterium, diperkirakan turut merubah sifat fluida. Karena energi panas yang dikandungnya, fluida muncul sebagai mata air panas dengan pH relatif netral. Fluida panas mengalami pencampuran dengan air permukaan. Dimana pada *plotting* pada diagram segitiga SO_4 -Cl- HCO_3 yang menunjukkan bahwa air panas daerah Talago Biru termasuk tipe air sulfat pH netral, dan tipe bikarbonat.

Temperatur reservoir diperkirakan sekitar $150^\circ C$ berdasarkan geotermometer Na-K dari manifestasi air panas Padang Ganting, yang merupakan *out flow* di bagian tengah dan zona *upflow* terletak di sekitar air hangat Sopan didih di bagian barat laut daerah penyelidikan.

Sebaran area prospek panas bumi terdapat di bagian barat laut lokasi survei di sekitar arah Batusangkar, didukung oleh hasil kompilasi geologi struktur, anomali geokimia CO_2 dan Hg. Didapat luas area prospek panas bumi Talago Biru sekitar 10 km^2 (Gambar 11), untuk kelas sumber daya hipotetis dengan temperatur reservoir sekitar $150^\circ C$, sehingga temperatur *cut-off* sebesar $120^\circ C$. Menggunakan metode penghitungan volumetrik, melalui beberapa asumsi yaitu tebal reservoir = 1 km,

recovery factor = 25%, faktor konversi = 10%, dan *lifetime* = 30 tahun, maka potensi sumber daya hipotetis daerah panas bumi Talago Biru adalah 27 MWe. Besarnya potensi tersebut masih perlu dibuktikan lagi dengan penambahan data geosaintifik terutama data magnetotellurik.

8. KESIMPULAN.

Sistem panas bumi di daerah Talago Biru termasuk gabungan sistem vulkanik dan lingkungan sedimen, sumber panas berasal dari aktifitas vulkanik G. Marapi. Batuan reservoir diperkirakan berada pada satuan vulkanik tua Marapi dengan kedalaman belum dapat ditentukan.

Batuan penudung diperkirakan berasal dari batuan sedimen berupa batupasir serpihan dan batuan ubahan.

Air panas bertipe sulfat, pH netral berada pada zona *Partial Equilibrium*. Geotermometer Na/K $150^\circ C$. Luas prospek sistem panas bumi Talago Biru sekitar 10 km^2 . Potensi sistem panas bumi sekitar 27 MWe pada kelas sumber daya hipotetis.

Daerah panas bumi Talago Biru, berdasarkan data sementara dinilai memiliki potensi yang tidak terlalu besar namun data geosain dinilai masih kurang memadai untuk digunakan sebagai wilayah kerja panas bumi, terutama data bawah permukaannya. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut perlu dipertimbangkan metode yang cocok seperti Magnetotellurik

dan TDEM sehingga dapat melengkapi data geologi dan kimia ini.

UCAPAN TERIMAKASIH.

Terima kasih penulis ucapkan kepada Ketua Kelompok Penyelidikan

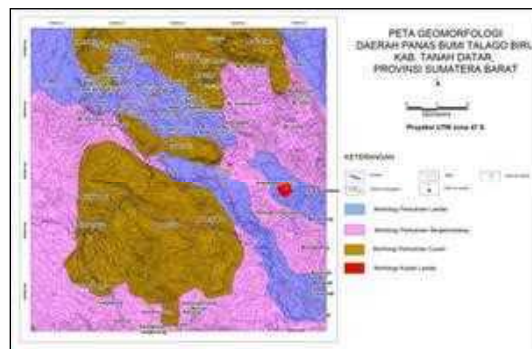
Panas Bumi, kepada pimpinan Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, dan kepada semua pihak yang mendukung proses penulisan ini, atas akses data yang diperlukan serta saran-saran dan koreksinya.

DAFTAR PUSTAKA.

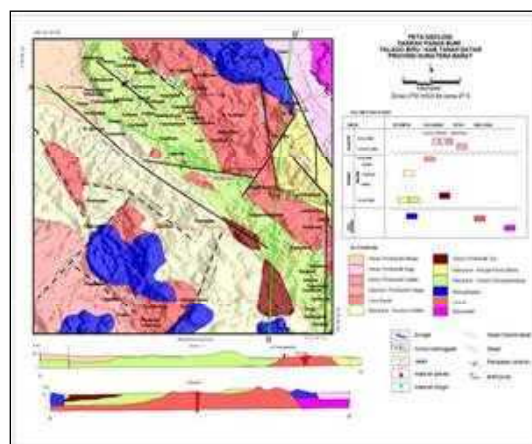
- Akbar, N dkk (1972), Inventarisasi dan penyelidikan pendahuluan terhadap gejala-gejala panas bumi di daerah Sumatera Barat.
- Bakosurtanal, 1991. Peta Rupa Bumi Indonesia Lembar Peta Tanah Datar ed.1.
- Bemmelen, R.W. Van (1949), dalam bukunya *The Geology of Indonesia* .
- Fournier, R.O., (1981), *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, "Geothermal Sistem : Principles and Case Histories". John Willey & Sons, New York.*
- Giggenbach, W.F., (1988), *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na – K - Mg – Ca Geo Indicators, Geochemica Acta 52, 2749 – 2765.*
- K. Kusumadinata, 1979, Data Dasar Gunungapi Indonesia, Direktorat Vulkanologi.
- Mahon K., Ellis, A.J., (1977), *Chemistry and Geothermal sistem, Academic Press, Inc. Orlando.*
- Sumintadireja P., 2005. Vulkanologi dan Geotermal, Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung.
- Standar Nasional SNI 13-6171-1999, Metode Estimasi Potensi Energi Panas Bumi, Badan Standarisasi Nasional.
- Tim Terpadu (2013), Laporan Survei Terpadu Geologi dan Geokimia Daerah Panas Bumi Talago Biru, Kabupaten Tanah Datar, Provinsi Sumatera Barat, Pusat Sumber Daya Geologi.



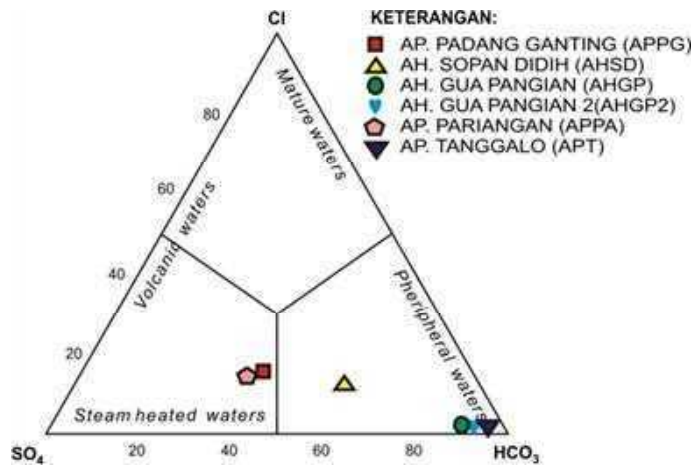
Gambar 1 Peta lokasi daerah Talago Biru



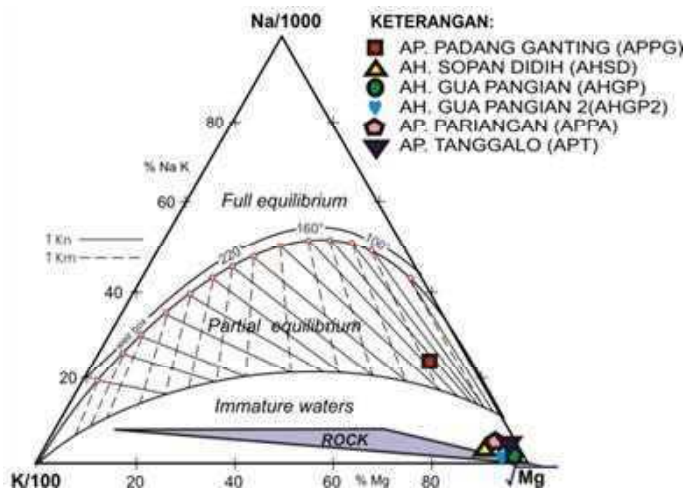
Gambar 2 Peta geomorfologi Talago Biru



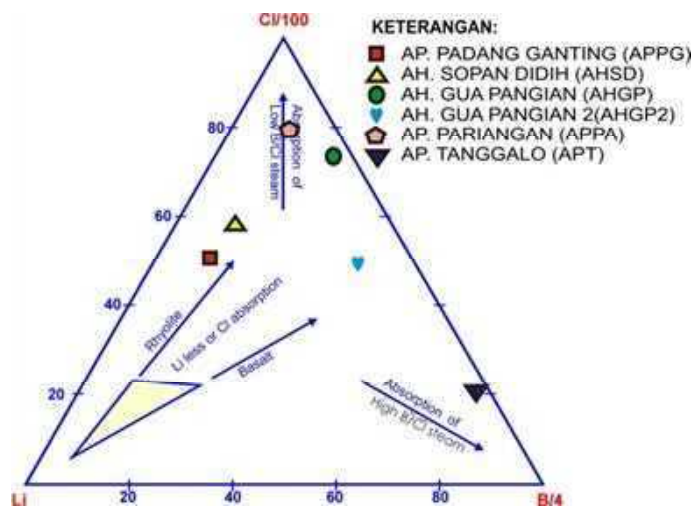
Gambar 3 Peta geologi daerah Talago Biru.



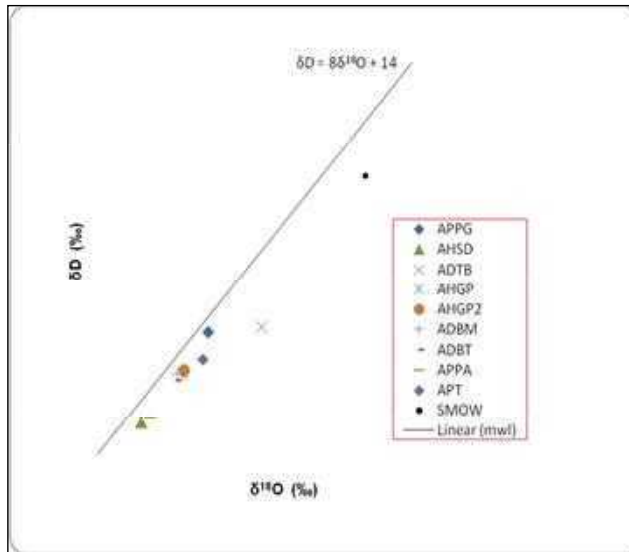
Gambar 4 *Plotting* pada diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃.



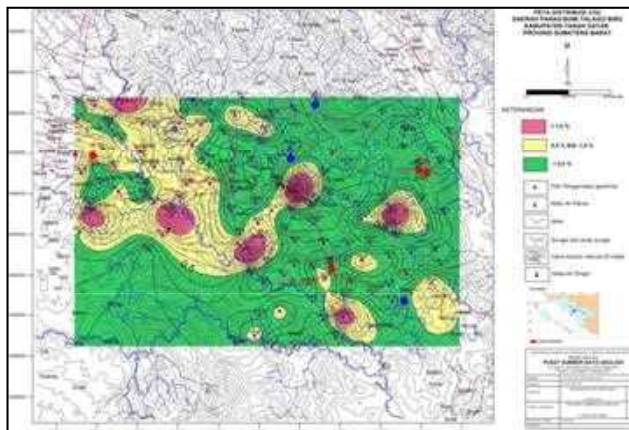
Gambar 5 *Plotting* pada diagram segi tiga Na-K-Mg.



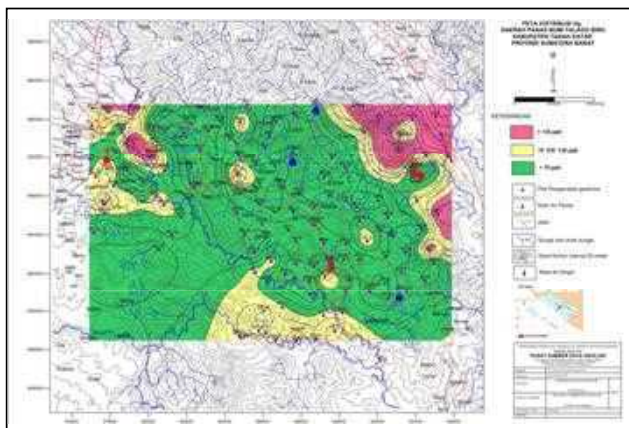
Gambar 6 *Plotting* pada diagram segi tiga Cl, Li, dan B.



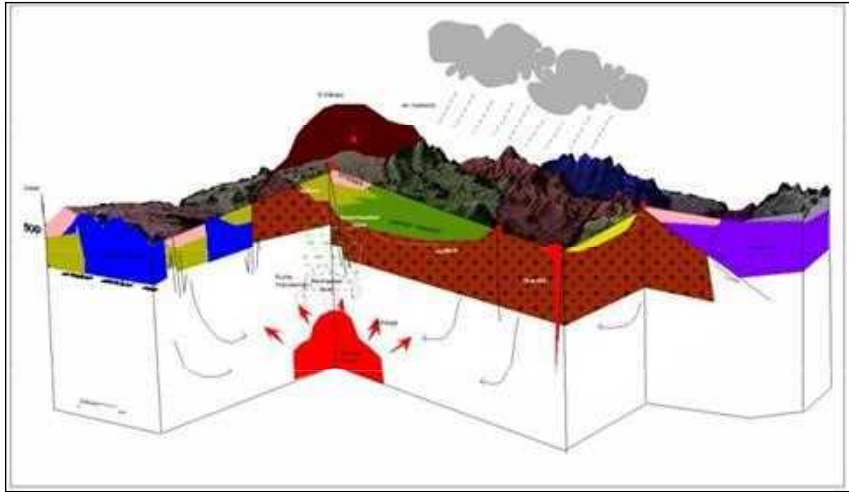
Gambar 7 Plotting isotop δD vs $\delta^{18}O$.



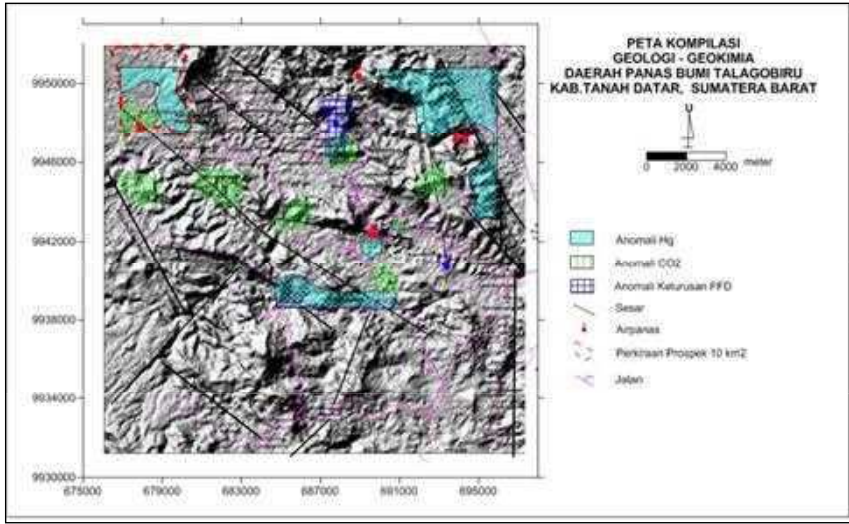
Gambar 8 Peta distribusi CO_2 udara tanah.



Gambar 9 Peta distribusi Hg tanah.



Gambar 10. Model tentatif sistem panas bumi Talago Biru.



Gambar 11 Peta Kompilasi geologi dan geokimia daerah Talago Biru.

SURVEI LANDAIAN SUHU BITTUANG

Yuanno Rezky, Dudu Hermawan, Dikdik Risdianto

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Secara administrasi daerah panas bumi Bittuang termasuk dalam wilayah Kabupaten Tana Toraja, Propinsi Sulawesi Selatan. Lokasi bor terletak pada posisi 796,654 mT dan 9,673,814 mU dengan elevasi sekitar 1501 m dpl.

Batuan penyusun sumur landaian suhu BTG-1 mulai dari permukaan hingga kedalaman 158.00 m disusun oleh batuan vulkanik berupa perselingan breksi tufa, dan andesit serta sisipan tufa dan breksi lapili dengan dominasi oleh batuan breksi tufa yang diduga sebagai produk aliran piroklastik dari Gunung Karua. Kemudian dari kedalaman 158.00 m hingga kedalaman akhir (362.40 m) disusun oleh batuan sedimen berupa batulempung, batulanau, dan batupasir, serta breksi. Pada umumnya batuan di sumur BTG-1 telah dipengaruhi oleh proses hidrotermal, hal ini diperlihatkan oleh mineral ubahan yang dijumpai di beberapa interval kedalaman. Hasil analisis megaskopis dari inti bor dijumpai ubahan mulai dari permukaan hingga kedalaman akhir dengan intensitas ubahan bervariasi dari lemah hingga sedang-kuat ($SM/TM = 13 - 71\%$). Secara keseluruhan tipe ubahan didominasi tipe *argillic* (didominasi mineral lempungan, kaolinit, montmorilonit, smektit) yang berfungsi sebagai batuan penudung panas (*caprock*).

Permeabilitas dan porositas primer batuan sebagian besar cukup baik, dibentuk oleh rongga antar butir pada batuan piroklastik berupa breksi tufa. Permeabilitas sekunder dibentuk oleh intensitas rekahan, kekar dan breksiasi yang cukup tinggi pada beberapa interval kedalaman, khususnya dijumpai pada satuan sedimen. Kemunculan kekar-kekar sebagian terisi oleh mineral lempung, dan kuarsa yang membentuk *veinlet network*, serta striasi (gores garis) pada beberapa zona. Hilang sirkulasi sebagian (*partial loss circulation*) dijumpai di kedalaman 320.35 m.

Berdasarkan temperatur formasi pada posisi kedalaman pengukuran 130 m, 295 m, dan 362 m, diperoleh landaian suhu di sumur BTG-1 dari kedalaman 0 - 130 m sebesar $\pm 10^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ dan mulai dari kedalaman 0 m hingga 295 m sebesar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$, dan mulai dari kedalaman 0 m hingga 362 m sebesar $\pm 6^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ atau sekitar 2 x landaian suhu rata-rata bumi, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 362 \text{ m}$ adalah 45°C .

Kata kunci : Bittuang, panas bumi, landaian suhu.

1. PENDAHULUAN

Penyelidikan kepanasbumian secara terpadu dengan metode geologi, geokimia dan geofisika dilakukan oleh Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi tahun anggaran 2009. Selanjutnya penyelidikan geofisika dengan metode Magnetotellurik (MT) juga telah dilakukan pada tahun anggaran 2012.

Secara administrasi daerah panas bumi Bittuang termasuk dalam wilayah Kabupaten Tana Toraja, Propinsi Sulawesi Selatan. Terletak pada posisi 119° 36' 57,24" – 119° 45' 1,70" Bujur Timur (BT) dan 2° 50' 1,53" – 3° 0' 0,86" Lintang Selatan (LS), atau 790.832 – 806.000 mT dan 9.668.000 – 9.686.453 mU pada sistem koordinat UTM, zona 50 belahan bumi selatan, dimana lokasi bor terletak pada posisi 796,654 mT dan 9,673,814 mU dengan elevasi sekitar 1501 m dpl (**Gambar 1**).

Hasil survei MT dikompilasikan dengan data geosain lainnya yang meliputi data geologi, geokimia, dan geofisika (**Gambar 2**). Berdasarkan peta kompilasi tersebut, daerah prospek panas bumi Bittuang berada dibagian selatan Gunung Karua yaitu disekitar mata air panas Balla. Luas daerah prospek ini sekitar 10 km².

Pengeboran sumur landaian suhu Bittuang (*strike hole*) dilakukan dengan mesin bor tipe *Atlas Cop Co 10* dengan target kedalaman 500 m (**Gambar 3**). Ruang lingkup pekerjaan survei landaian suhu Bittuang meliputi kegiatan geologi sumur

(*wellsite geology*) yang meliputi analisis/deskripsi batuan (*cutting/coring*) secara megaskopik maupun mikroskopik, dan pengukuran *logging* temperatur yang dimaksudkan untuk mengetahui temperatur (*initial temperature*) aktual formasi.

2. GEOLOGI SUMUR

Litologi sumur BTG-1 dari permukaan hingga kedalaman akhir (362,40 m) berdasarkan analisis megakospis dari contoh batuan bor disusun oleh beberapa satuan batuan (**Gambar 4**), antara lain:

1) Andesit (A), Breksi Tufa (BT), Breksi Lapili (BL), Tufa (T), dijumpai hingga kedalaman 131,40 m. 2) Perselingan Breksi Tufa dan Batulempung (SBT), Batulempung (Bl), Batupasir (Bp), sisipan Breksi (BS), dijumpai dari kedalaman 131,40 m hingga kedalaman akhir (362,40 m)

Batuan telah mengalami ubahan hidrotermal, dengan mineral-mineral ubahan dalam contoh batuan secara lebih rinci dibahas sebagai berikut.

- **Mineral lempung**, (2 - 45% dari total mineral), dijumpai hampir di semua kedalaman terdiri dari jenis smektit dan montmorilonit. Berwarna abu-abu keputih-putihan dan sedikit kehijauan. Kehadiran mineral lempung ini pada batuan vulkanik terutama sebagai hasil proses argilitisasi terhadap mineral primer (plagioklas, piroksen, hornblende?) dan gelas vulkanik. Sementara pada batuan sedimen

sebagai hasil proses pengayaan mineral lempungan yang diduga juga sebagai proses hidrotermal.

- **Oksida besi**, (2 – 15% dari total mineral), dijumpai sebagian besar di batuan vulkanik. Berwarna coklat, sedikit kekuningan, kemerahan. Kadang terdapat pada bagian pinggir fragmen dan mengisi rongga/rekahan di batuan. Hadir sebagai hasil ubahan dari mineral piroksen, plagioklas, dan gelas vulkanik.
- **Klorit** (1 - 20 % dari total mineral), dijumpai di beberapa interval kedalaman, berwarna kehijauan, hadir mengisi urat-urat halus dan rongga-rongga batuan.
- **Kuarsa sekunder** (1 - 45 % dari total mineral), hadir sebagai hasil ubahan dari masadasar dan fragmen, banyak dijumpai mulai dari kedalaman 162 m. Berwarna colorless, hadir mengisi rekahan berupa urat-urat halus dan mengisi rongga-rongga batuan.
- **Pirit** (1 - 10 % dari total mineral), dijumpai mulai dari kedalaman 210 m dalam jumlah sedikit. Berwarna kuning, sedikit kecoklatan, berbentuk kubus. Kadang hadir pada bagian pinggir *vein* dan mengisi rongga/rekahan di batuan.
- **Epidot** (5 - 12% dari total mineral), dijumpai mulai dari kedalaman 233 m dalam jumlah sedikit, berwarna hijau kekuningan. Hadir sebagai hasil ubahan dari fragmen dan setempat pada masadasar.

Dari hasil analisis didapatkan porositas dari kedalaman 0-362 m antara 16 % hingga 52 % dengan nilai tertinggi didapatkan dari conto inti bor di kedalaman 12.80 m. Rata-rata nilai porositas di sumur BTG-1 sekitar 34 %. Kemudian nilai permeabilitas antara 5.17 E-04 cm/sec hingga 9.94 E-03 cm/sec , dengan nilai tertinggi didapatkan dari conto inti bor di kedalaman 32.15 m.

Konduktivitas panas berkisar antara 2,94 – 3,53 W/mK.

Selama kegiatan pengeboran sumur landaian suhu BTG-1 sampai kedalaman akhir, terjadi hilang sirkulasi lumpur pembilas secara partial (PLC) di kedalaman 320,35 m. Banyak dijumpai kekar-kekar gerus, rekahan-rekahan dan breksiasi yang sebagian terisi mineral lempung, oksida besi dan kuarsa sekunder. Hasil pengukuran temperatur lumpur masuk (*Tin*) dan temperatur keluar (*Tout*) sumur BTG -1 adalah sebagai berikut ; (*Tin*) 19.0-24.9 °C, (*Tout*) 20.04-28.0 °C. $dT \text{ max} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$.

3. LOGGING TEMPERATUR

Pengukuran *logging* temperatur pada lubang sumur bor BTG-1 dilakukan pada kedalaman 130, 295, dan 362 meter. Dari pekerjaan *logging* temperatur tahap pertama dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 130 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol terukur sebesar 16.7 °C. Sedangkan pada dasar lubang bor (130 meter) terukur 27,20 °C

setelah *logging tool temperature* direndam di kedalaman 130 m selama ± 8 jam, temperature maksimum terbaca sebesar $30,80^{\circ}\text{C}$. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 0 - 130 m sebesar \pm **$10^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$** (3x landaian suhu rata-rata bumi) (**Gambar 5**).

Kemudian dari pekerjaan *logging* temperatur tahap kedua dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 295 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol terukur sebesar $18,60^{\circ}\text{C}$. Sedangkan pada dasar lubang bor (295 meter) terukur $41,70^{\circ}\text{C}$ setelah *logging tool temperature* direndam di kedalaman 295 m selama ± 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar $41,90^{\circ}\text{C}$. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 0 - 295 m berkisar \pm **$8^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$** (2x landaian suhu rata-rata bumi) (**Gambar 6**).

Pengukuran *logging* temperatur terakhir dilakukan dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 362 meter, temperatur di permukaan terukur sebesar $24,40^{\circ}\text{C}$. Sedangkan pada dasar lubang bor (362 meter) terukur $42,40^{\circ}\text{C}$ setelah *logging tool* direndam di kedalaman 362 m selama ± 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar $45,00^{\circ}\text{C}$. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 0 - 362 m berkisar \pm **$6^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$** (2x landaian suhu rata-rata bumi) (**Gambar 7**).

4. PEMBAHASAN

Dari hasil pengeboran landaian suhu BTG-1 diketahui bahwa batuan penyusun sumur landaian suhu BTG-1 mulai dari permukaan hingga kedalaman 158.00 m disusun oleh batuan vulkanik berupa perselingan breksi tufa, dan andesit serta sisipan tufa dan breksi lapili dengan dominasi oleh batuan breksi tufa yang diduga sebagai produk aliran piroklastik dari Gunung Karua. Kemudian dari kedalaman 158.00 m hingga kedalaman akhir (362.40 m) disusun oleh batuan sedimen berupa batulempung, batulanau, dan batupasir, serta breksi.

Pada umumnya batuan di sumur BTG-1 telah dipengaruhi oleh proses hidrotermal, hal ini diperlihatkan oleh mineral ubahan yang dijumpai di beberapa interval kedalaman. Hasil analisis megaskopis dari inti bor dijumpai ubahan mulai dari permukaan hingga kedalaman akhir dengan intensitas ubahan bervariasi dari lemah hingga sedang-kuat ($\text{SM/TM} = 13 - 71\%$). Secara keseluruhan tipe ubahan didominasi tipe *argillic* (didominasi mineral lempungan, kaolinit, montmorilonit, smektit) yang berfungsi sebagai batuan penutup panas (*caprock*). Hadirnya mineral-mineral ubahan di sumur BTG-1 hingga kedalaman akhir mendukung data survei terpadu sebelumnya, yang menunjukkan bahwa di kedalaman tersebut lapisan batuan memiliki tahanan jenis rendah (*low resistivity*) dimana zona tahanan jenis rendah ini terdeteksi hingga kedalaman

1500 m. Permeabilitas dan porositas primer batuan pada sumur BTG-1 sebagian besar cukup baik, dibentuk oleh rongga antar butir pada batuan piroklastik berupa breksi tufa. Permeabilitas sekunder formasi batuan pada sumur BTG-1 dibentuk oleh intensitas rekahan, kekar dan breksiasi yang cukup tinggi pada beberapa interval kedalaman, khususnya dijumpai pada satuan sedimen. Kemunculan kekar-kekar sebagian terisi oleh mineral lempung, dan kuarsa yang membentuk *veinlet network*, serta striasi (gores garis) pada beberapa zona.

Hilang sirkulasi sebagian (partial loss circulation) dijumpai di kedalaman, yakni hilang sirkulasi lumpur pembilas secara partial (PLC) di kedalaman 320,35 m. Banyak dijumpai kekar-kekar gerus, rekahan-rekahan dan breksiasi yang sebagian terisi mineral lempung, oksida besi dan kuarsa sekunder. PLC diduga disebabkan oleh permeabilitas sekunder berupa rekahan, pengekar hingga breksiasi pada satuan sedimen dan permeabilitas primer yang cukup tinggi berupa rongga antar butir pada batuan piroklastik.

Berdasarkan temperatur formasi pada posisi kedalaman pengukuran 130 m, 295 m, dan 362 m, diperoleh landaian suhu di sumur BTG-1 dari kedalaman 0 - 130 m sebesar $\pm 10^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ dan mulai dari kedalaman 0 m hingga 295 m sebesar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$, dan mulai dari kedalaman 0 m hingga 362 m sebesar $\pm 6^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ atau

sekitar 2 x landaian suhu rata-rata bumi, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 362 \text{ m}$ adalah 45°C .

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Beberapa kesimpulan dapat dibuat mengenai kepanasbumian di daerah penyelidikan, yaitu, sbb:

- Sumur landaian suhu BTG-1 mempunyai kedalaman akhir 362,40 m, disusun oleh batuan vulkanik berupa breksi tufa, breksi lapili dan lava berkomporsi andesitik yang menindih tak selaras batuan sedimen dibawahnya berupa perselingan batulempung dan batupasir.
- Sumur BTG-1 secara umum memperlihatkan ubahan hidrotermal dengan tipe ubahan didominasi tipe silisifikasi hingga argilik. Berdasarkan hal ini maka ubahan batuan yang terbentuk di sumur BTG-1 diperkirakan berfungsi sebagai batuan penudung panas (*caprock*) pada sistem panas bumi Bittuang.
- Dengan munculnya nilai porositas diatas 52% dapat diperkirakan bahwa batuan penyusun di sumur BTG-1 pada umumnya belum terkompaksi kuat hingga menyebabkan rongga antar butir memiliki volume cukup tinggi.
- Permeabilitas di sumur BTG-1 cukup tinggi dan diperkirakan merupakan permeabilitas primer dan sekunder.
- Hasil pengukuran temperatur lumpur masuk (*T_{in}*) dan temperatur keluar (*T_{out}*) memperlihatkan belum adanya lonjakan

temperatur yang cukup signifikan pada sumur BTG-1 hingga kedalaman akhir.

- *Initial Temperature* (temperatur formasi) di kedalaman 130 m sebesar 30,8°C, di kedalaman 295 m sebesar 41,9°C, di kedalaman 362 m sebesar 45,0°C.
- Nilai landaian suhu dari kedalaman 0 - 130 m sebesar $\pm 10^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$, nilai landaian suhu dari kedalaman 0 - 295 m berkisar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$, dan nilai landaian suhu dari kedalaman 0 - 362 m berkisar $\pm 6^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$

Untuk pengembangan daerah panas bumi Bittuang di masa mendatang, disarankan untuk melakukan pengeboran eksplorasi dengan target kedalaman 2000 – 2500 m di dalam zona prospek yang sudah dievaluasi, serta pengeboran landaian

suhu di beberapa titik dengan target kedalaman 750 – 1000 m terutama di sekitar manifestasi Balla.

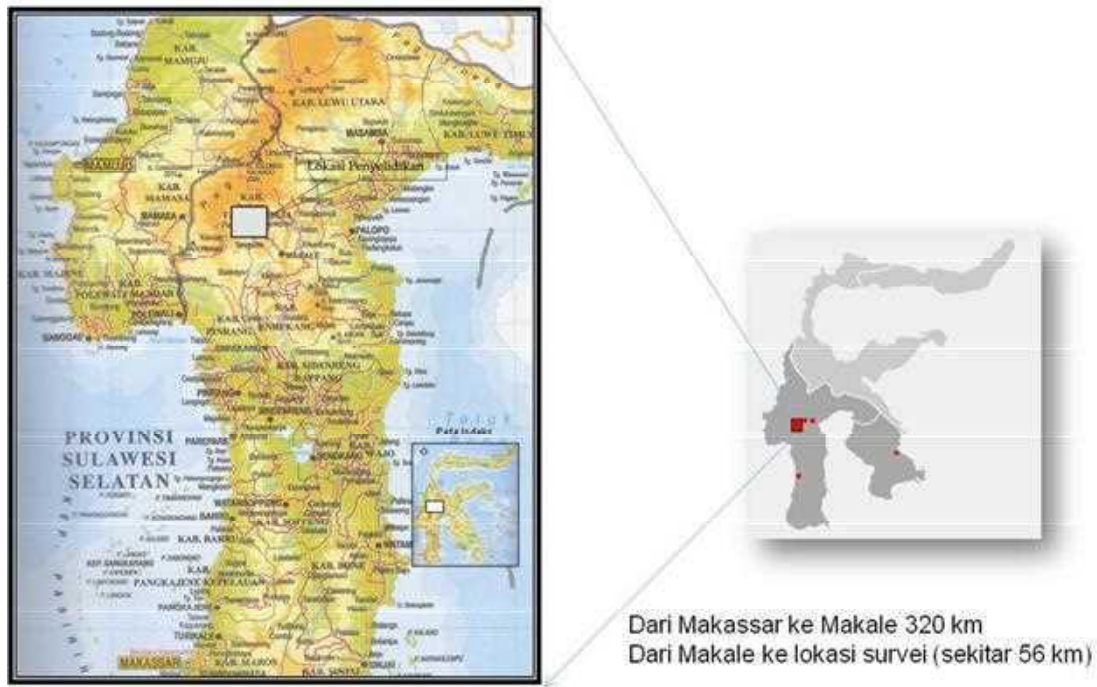
UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh tim Pengeboran Landaian Suhu BTG-1 Bittuang, Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, Pusat Sumber Daya Geologi yang telah banyak membantu dalam proses penyelidikan hingga terselesaikannya tulisan ini. Serta kepada Pemerintah Kabupaten Tana Toraja, Dinas ESDM Makale, serta seluruh instansi terkait yang telah memberikan dukungan dan bantuannya dalam proses pengeboran landaian suhu daerah Bittuang.

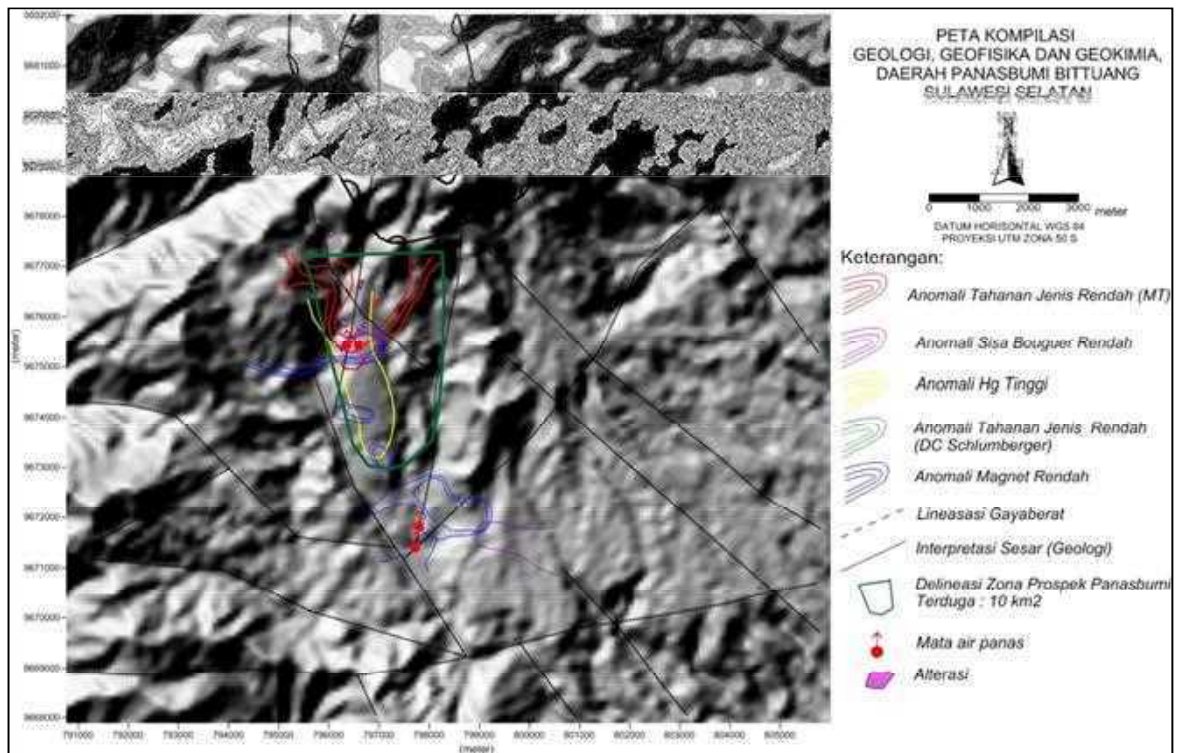
DAFTAR PUSTAKA

- Arif. M., dkk, 2008 Proposal Pemboran Sumur Landaian Suhu PRA-1, Lapangan Panas Bumi Pararra, Kecamatan Sabbang, Kabupaten Luwu Provinsi Sulawesi Selatan, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.
- Badan Geologi, 2010, Status Potensi Panas Bumi Indonesia Tahun 2010.
- Badan Pusat Statistik Kabupaten Tana Toraja, 2008. "Tana Toraja dalam Angka 2008".
- Bakrun, dkk., 2008., Laporan Survei Terpadu GEFISIKA Daerah Panas Bumi Bittuang, Tana Toraja, Sulawesi Tengah, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.
- Radja, Vincent, 1970. "*Geothermal Energy Prospect in South Sulawesi*". Power Research Indonesia. Jakarta.
- Tim Survei Terpadu, 2008., Laporan Survei Terpadu Geologi dan Geokimia Daerah Panas Bumi Bittuang, Tana Toraja, Sulawesi Tengah, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.
- Tim Aliran Panas, 2012., "Laporan Aliran Panas, Daerah Panas Bumi Bittuang, Kabupaten Tana Toraja, Provinsi Sulawesi Selatan", Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.

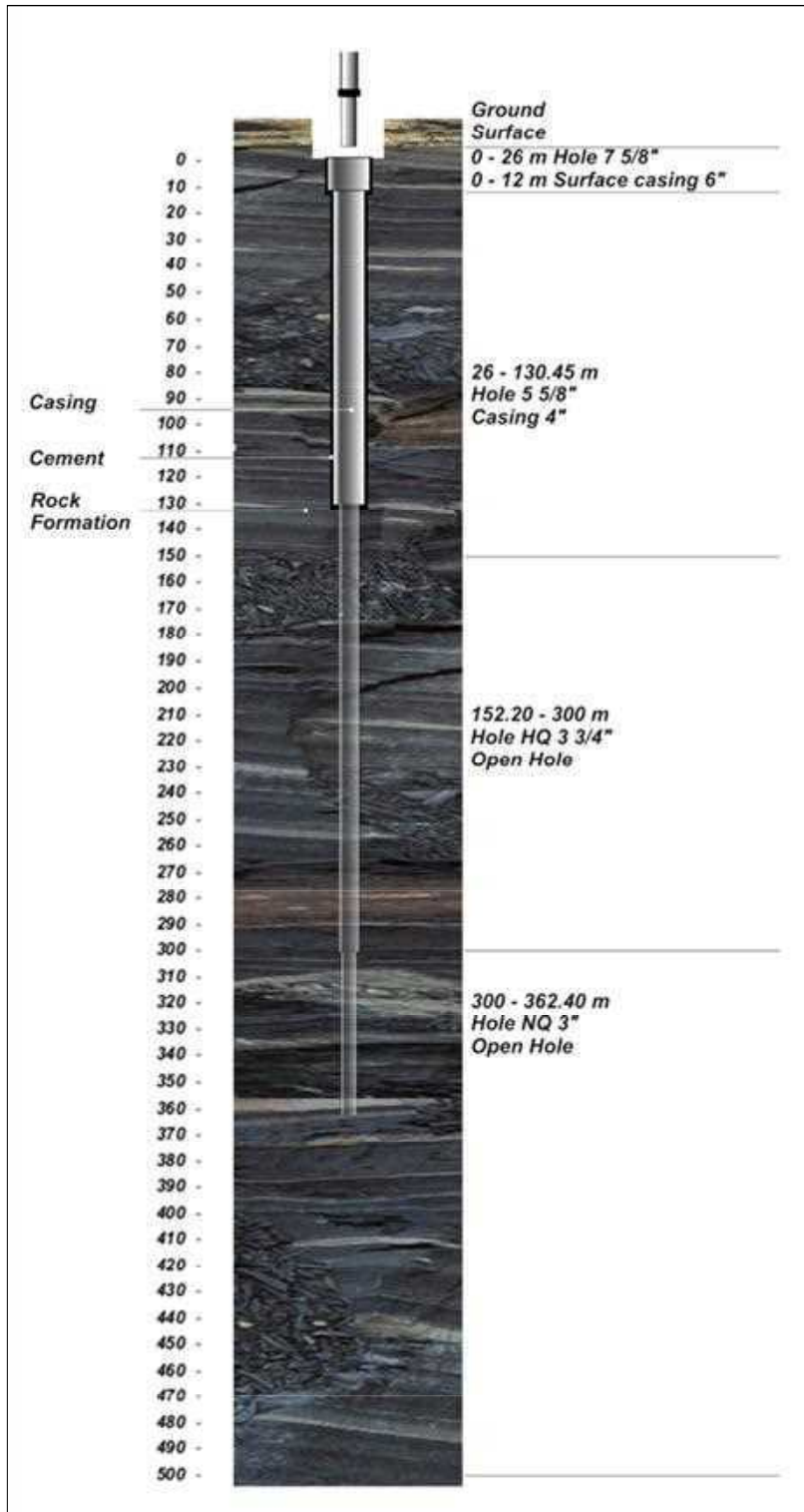
Tim Survei MT, 2012., "Laporan Survei Magnetotelurik Daerah Panas Bumi Bittuang, Kabupaten Tana Toraja, Provinsi Sulawesi Selatan", Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.



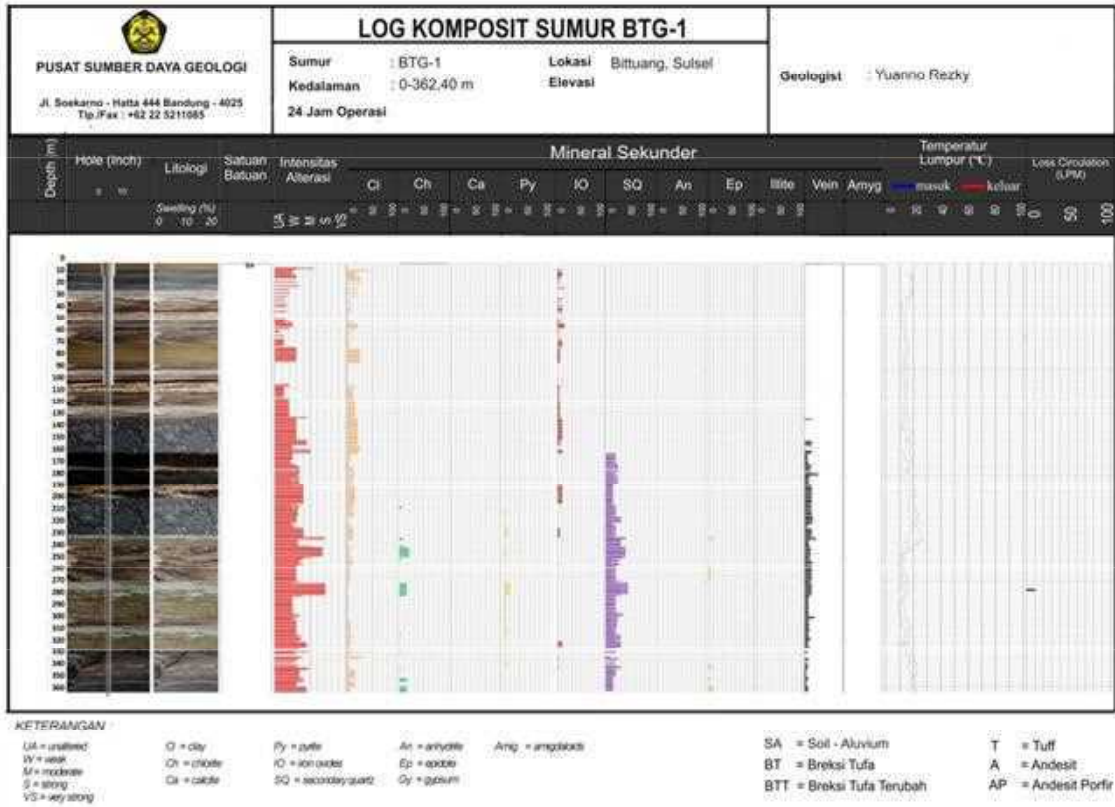
Gambar 1. Peta Lokasi daerah panas bumi Bittuang



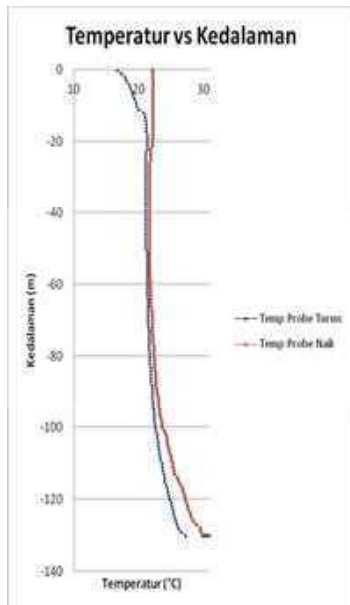
Gambar 2. Peta Kompilasi Geosains Daerah Panas Bumi Bittuang



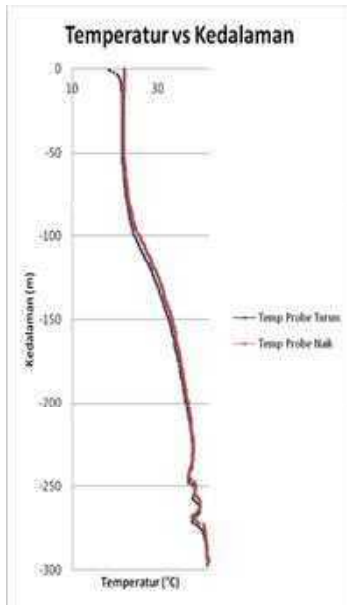
Gambar 3. Konstruksi sumur landaian suhu BTG-1, Bittuang



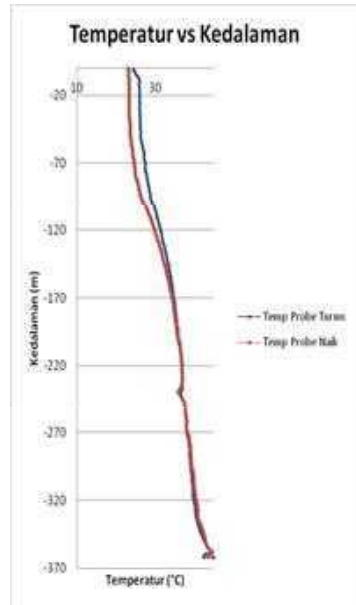
Gambar 4. Composite Log sumur landaian suhu BTG-1, Bittuang



Gambar 5. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor BTG-1 di Kedalaman 130 m



Gambar 6. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor BTG-1 di Kedalaman 295 m



Gambar 7. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor BTG-1 di Kedalaman 362 m

SURVEI LANDAIAN SUHU BUKIT KILI - GUNUNG TALANG

Yuanno Rezky, Arif Munandar, Dedi Djukardi

Kelompok Program Penelitian Panas Bumi

SARI

Secara administrasi daerah panas bumi Bukit Kili - Gunung Talang termasuk ke dalam Kabupaten Solok, Provinsi Sumatera Barat, dimana lokasi sumur TLG-1 terletak pada posisi 684,706.49 mT dan 9,898,158.17 mU dengan elevasi sekitar 820 m dpl.

Batuan penyusun sumur landaian suhu TLG-1 mulai dari permukaan hingga kedalaman akhir (803,00 m) disusun oleh batuan vulkanik berupa perselingan breksi tufa, dan andesit yang diduga sebagai produk aliran piroklastik dari Gunung Talang, serta batuan sedimen. Pada umumnya batuan di sumur TLG-1 mulai dari kedalaman 800 meter telah dipengaruhi oleh proses hidrotermal, namun sebagian besar merupakan ubahan fosil. Hal ini diperlihatkan oleh intensitas ubahan dengan intensitas cukup kuat namun memiliki temperatur rendah dari hasil logging. Hasil analisis megaskopis dari inti bor dijumpai ubahan mulai dari kedalaman 118 m dengan intensitas lemah (SM/TM = 10 – 20 %), dan di beberapa interval kedalaman dengan intensitas sedang - kuat (SM/TM = >40 %), oleh proses ubahan argilitisasi, silisifikasi/devitrifikasi, oksidasi, dan kloritisasi. Secara keseluruhan litologi sumur landaian suhu TLG -1 memiliki tipe ubahan didominasi tipe *argillic* (didominasi mineral montmorilonit, smektit) hingga propilitik (didominasi mineral klorit, epidot) yang bersifat *overburden* dan juga sebagai fosil ubahan hidrotermal. Ubahan batuan diperkirakan belum berfungsi sebagai batuan penudung panas (*caprock*) pada sistem panas bumi G. Talang - B. Kili.

Berdasarkan temperatur formasi pada posisi kedalaman pengukuran 150 m, 300 m, 500, 642, 700, dan 800 m, diperoleh gradien termal di sumur TLG-1 dari kedalaman 475 m sebesar $\pm 16^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ atau sekitar 4 x gradien rata-rata bumi, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 500 \text{ m}$ adalah 29°C . Kemudian dari pekerjaan *logging* temperatur tahap berikutnya dari permukaan sampai kedalaman 642 meter, temperatur dipermukaan terukur sebesar $19,6^{\circ}\text{C}$. Sedangkan pada dasar lubang bor (642 meter) terukur $28,18^{\circ}\text{C}$ setelah direndam selama ± 8 jam, temperatur maksimum sebesar $28,91^{\circ}\text{C}$. Dari data ini didapatkan landaian suhu kembali turun dari kedalaman 500 - 642 m. Dari data logging 700 m didapatkan landaian suhu masih sekitar $\pm 3^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$. Pengukuran *logging* temperatur terakhir dilakukan dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 800 meter, temperatur maksimum setelah probe direndam selama ± 12 jam terbaca sebesar $38,60^{\circ}\text{C}$, atau sekitar 43°C (temperatur *underestimate*) setelah dikoreksi menggunakan metode Horner Plot,

namun belum terkoreksi data properti batuan (masih dalam proses pengerjaan). Dari data ini didapatkan landaian suhu di sumur TLG-1 dari kedalaman 500 - 800 m sebesar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 800 \text{ m}$ adalah 43°C .

Kata kunci : Bukit Kili, Gunung Talang, panas bumi, landaian suhu.

1. PENDAHULUAN

Penelitian kepanasbumian telah dilakukan di daerah panas bumi Bukit Kili dan sekitarnya mulai tahun 1972 oleh Direktorat Geologi, dilanjutkan oleh Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi pada tahun 1995 dan Direktorat Vulkanologi dan Mitigasi Bencana Geologi pada tahun 2001. Penyelidikan kepanasbumian secara terpadu dengan metode geologi, geokimia dan geofisika dilakukan oleh Direktorat Inventarisasi Sumber Daya Mineral, Badan Geologi tahun anggaran 2003 dan 2004. Selanjutnya penyelidikan geofisika dengan metode Magnetotellurik (MT) juga telah dilakukan pada tahun anggaran 2011.

Secara administrasi daerah panas bumi Bukit Kili - Gunung Talang termasuk ke dalam Kabupaten Solok, Provinsi Sumatera Barat. Secara geografis, daerah survei berada pada koordinat antara 677.250 – 694.000 mT dan 9.890.700 – 9.914.000 mU pada sistem koordinat UTM WGS 84, zona 47 belahan bumi selatan (**Gambar 1**), dimana lokasi bor terletak pada posisi 684706,49 mT s.d. 9898158,17 mU dengan elevasi 820 m.

Hasil survei MT dikompilasikan dengan data geosain lainnya yang meliputi data geologi, geokimia, dan geofisika (**Gambar 2**). Berdasarkan peta kompilasi tersebut,

daerah prospek panas bumi Bukit Kili - Gunung Talang berada dibagian selatan yaitu disekitar mata air panas Batu Berjanjang daerah Gunung Talang. Daerah prospek ini dibatasi oleh kontras tahanan jenis di sebelah utara dan selatannya dan dibatasi struktur geologi di sebelah barat dan timurnya. Luas daerah prospek ini sekitar 25 km².

Pengeboran sumur landaian suhu Bukit Kili - G. Talang (*strike hole*) dilakukan dengan mesin bor tipe *Atlas Cop Co 14* dengan target kedalaman 800 m (**Gambar 3**). Ruang lingkup pekerjaan survei landaian suhu Bukit Kili - G. Talang Sumatera Barat meliputi kegiatan geologi sumur (*well site geology*) yang meliputi analisis/deskripsi batuan (*cutting/coring*) secara megaskopik maupun mikroskopik, dan pengukuran *logging* temperatur yang dimaksudkan untuk mengetahui temperatur (*initial temperature*) aktual formasi.

2. GEOLOGI SUMUR

Litologi sumur TLG-1 dari permukaan hingga kedalaman akhir (803,00 m) berdasarkan analisis megakospis dari contoh batuan bor disusun oleh beberapa satuan batuan (**Gambar 4**), antara lain:

1) soil/aluvium, 2) Breksi Tufa (BT), Breksi Tufa Terubah (BTT), Andesit (A), Tufa (T),

Breksi Lava (BL), dijumpai hingga kedalaman 733,05 m. 3) Konglomerat (KI), Batulempung (BI), Batupasir (Bp), sisipan Breksi Tufa (BT), dijumpai dari kedalaman 733,05 m hingga kedalaman akhir (803,00 m)

Batuan telah mengalami ubahan hidrotermal, dengan mineral-mineral ubahan dalam contoh batuan secara lebih rinci dibahas sebagai berikut.

- **Mineral lempung**, (1 - 50% dari total mineral),
- **Oksida besi**, (1 - 20% dari total mineral),
- **Klorit**, (2 - 20% dari total mineral),
- **Kalsit** (1 - 20% dari total mineral),
- **Pirit dan kalkopirit** (< 2% dari total mineral),
- **Kuarsa sekunder** (2 - 50% dari total mineral),
- **Anhidrit** (2 - 5% dari total mineral),
- **Illit** (2 - 5% dari total mineral),
- **Epidot** (1 - 10% dari total mineral),
- **Zeolit** (2 - 5% dari total mineral).

Analisis laboratorium dengan menggunakan metode PIMA dan XRD, secara umum, mineral-mineral ubahan yang hadir didominasi oleh mineral-mineral lempung berjenis montmorilonit – alunit – haloisit - dickit, Illite, Kaolinite, juga dijumpai zoisit, topaz, diaspor, gipsit, dan nontronit di beberapa kedalaman yang berbeda. Kemudian dijumpai Quartz, Anorthite, zeolit, serta epidot mulai di kedalaman 500 m.

Dari hasil analisis didapatkan porositas dari kedalaman 0-500 m antara 20 % hingga 52 % dengan nilai tertinggi didapatkan dari conto inti bor di kedalaman 161.90 m. Sedangkan hasil analisis dari kedalaman 500-803 m didapatkan nilai porositas 24% hingga 38% dengan nilai tertinggi didapatkan dari conto inti bor di kedalaman 715 m. Kemudian nilai permeabilitas antara 0.2019 mdarcy hingga 143.2648 mdarcy, dengan nilai tertinggi didapatkan dari conto inti bor di kedalaman 161.90 m. Sedangkan hasil analisis dari kedalaman 500-803 m didapatkan nilai permeabilitas 29.7793 mdarcy hingga 91.9675 mdarcy dengan nilai tertinggi didapatkan dari conto inti bor di kedalaman 678 m.

Konduktivitas panas berkisar antara 2,16 – 2,56 W/mK untuk kedalaman 0 - 500 m dan 3,24 - 3,56 W/mK untuk kedalaman 500 - 803 m.

Selama kegiatan pengeboran sumur landaian suhu TLG-1 sampai kedalaman 803,00 m, terjadi hilang sirkulasi lumpur pembilas secara partial (PLC) di kedalaman 8,20 m dan terjadi hilang sirkulasi lumpur pembilas secara total (TLC) di kedalaman 83,50 m, 187,50 m, 473,35 m, dan di kedalaman 524,00 m. Banyak dijumpai kekar-kekar gerus, rekahan-rekahan dan breksiasi yang sebagian terisi mineral lempung, oksida besi, kuarsa dan kalsit.

Hasil pengukuran temperatur lumpur masuk (*T_{in}*) dan temperatur keluar (*T_{out}*) sumur TLG -1 adalah sebagai berikut ;

(T_{in}) 22.1-26.3 °C, (T_{out}) 22.4-27.6 °C. $dT_{max} = 1.7$ °C.

3. LOGGING TEMPERATUR

Pengukuran *logging* temperatur pada lubang sumur bor TLG-1 dilakukan pada kedalaman 150, 300, 500, 642, 700, 800 meter.

Dari pekerjaan *logging* temperatur tahap pertama dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 150 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol terukur sebesar 22 °C. Sedangkan pada dasar lubang bor (150 meter) terukur 20,10 °C setelah *t-logging tool* direndam di kedalaman 150 m selama ± 8 jam, temperature maximum terbaca sebesar 19,20°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 0 - 150 m cenderung menurun (**Gambar 5**).

Kemudian dari pekerjaan *logging* temperatur tahap kedua dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 300 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol terukur sebesar 21,10 °C. Sedangkan pada dasar lubang bor (300 meter) terukur 22,5 °C setelah *t-logging tool* direndam di kedalaman 300 m selama ± 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar 21,00°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 0 - 300 m masih dibawah $\pm 3^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ (landaian suhu rata-rata bumi) (**Gambar 6**).

Pengukuran *logging* temperatur kemudian dilakukan dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 500 meter. Pada dasar lubang bor (500 meter) temperature terukur 28,00 °C setelah dilakukan pengukuran *logging* temperatur sebanyak 4 kali *run* dalam 4 hari, temperatur maksimum terbaca sebesar 28,80°C (**Gambar 7**), atau sekitar 28,9°C setelah dikoreksi menggunakan metode Horner Plot. Dari data ini didapatkan landaian suhu di sumur TLG-1 dari kedalaman 425 - 475 m sebesar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ dan mulai dari kedalaman 475 m hingga 500 m sebesar $\pm 16^{\circ}\text{C} / 100 \text{ m}$ atau sekitar 4 x landaian suhu rata-rata bumi, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 500 \text{ m}$ adalah 28,9°C.. Kemudian dari pekerjaan *logging* temperatur tahap berikutnya dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 642 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol terukur sebesar 19,6 °C. Sedangkan pada dasar lubang bor (642 meter) terukur 28,18 °C setelah *t-logging tool* direndam di kedalaman 642 m selama ± 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar 28,91°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu kembali turun dari kedalaman 500 - 642 (**Gambar 8**). Kemudian dari pekerjaan *logging* temperatur tahap berikutnya dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 700 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol

terukur sebesar 28 °C. Sedangkan pada dasar lubang bor (700 meter) terukur 29,90 °C setelah *t- logging tool* direndam di kedalaman 700 m selama \pm 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar 30,40°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 642 - 700 m landaian suhu rata-rata bumi (**Gambar 9**). Pengukuran *logging* temperatur terakhir dilakukan dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 800 meter, temperatur maksimum setelah probe direndam selama \pm 12 jam terbaca sebesar 38,60°C (Gambar 3.21). Dari data ini didapatkan landaian suhu di sumur TLG-1 dari kedalaman 500 - 800 m sekitar \pm 7-8°C / 100 m, dengan temperatur formasi terukur di kedalaman \pm 800 m adalah 38,60°C (Gambar 10).

4. PEMBAHASAN

Dari hasil pengeboran landaian suhu TLG-1 jika dilihat secara keseluruhan maka pada umumnya batuan di sumur TLG-1 mulai dari kedalaman 118 meter telah dipengaruhi oleh proses hidrotermal, namun di beberapa zona kedalaman yang memiliki intensitas ubahan kuat sebagian besar merupakan ubahan fosil. Hal ini diperlihatkan oleh intensitas ubahan dengan intensitas cukup kuat namun memiliki temperatur rendah ketika diukur dengan *logging* temperatur. Selain itu mineral ubahan yang terbentuk pada umumnya hanya pada level-level kedalaman tertentu atau bisa dikatakan

tidak menerus mengikuti kedalaman dan tidak membentuk zonasi ubahan yang kontinyu. Berdasarkan hal ini maka ubahan batuan yang terbentuk di sumur TLG-1 dapat disimpulkan bersifat *overburden* dan juga sebagai fosil ubahan hidrotermal. Ubahan batuan di titik sumur TLG-1 hingga kedalaman akhir (803 m) diperkirakan belum berfungsi sebagai batuan penudung panas (*caprock*) pada sistem panas bumi G. Talang - B. Kili.

Porositas dan permeabilitas di sumur TLG-1 tergolong cukup tinggi, sehingga memungkinkan fluida untuk lolos dari permukaan dan mempengaruhi data *logging* temperatur yang terlihat tidak mengalami kenaikan (cenderung *flat*) hingga kedalaman 425 m. Hilang sirkulasi (PLC dan TLC) diduga disebabkan oleh permeabilitas sekunder berupa rekahan, pengekaran hingga breksiasi pada satuan lava dan permeabilitas primer yang cukup tinggi berupa rongga antar butir pada batuan piroklastik.

Berdasarkan temperatur formasi pada posisi kedalaman pengukuran 150 m, 300 m, 500, 642, 700, dan 800 m, diperoleh gradien termal di sumur TLG-1. Temperatur terukur di kedalaman 150 m sebesar 20,1°C dan di kedalaman 300 m sebesar 22,8°C dan setelah dikoreksi menggunakan metode Horner Plot didapatkan nilai temperatur sebesar 20,5°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu dari kedalaman 0 - 300 m masih dibawah \pm 3°C / 100 m (landaian suhu

rata-rata bumi). Pengukuran *logging* temperatur berikutnya dilakukan dari kedalaman 300 m sampai kedalaman lubang bor 500 meter, dimana temperatur di kedalaman 300 m terukur sebesar 21,90 °C, sedangkan pada dasar lubang bor (500 meter) terukur 28,00 °C setelah dilakukan pengukuran *logging* temperatur sebanyak 4 kali *run* dalam 4 hari, temperatur maksimum terbaca sebesar 28,80°C, atau sekitar 28,9°C setelah dikoreksi menggunakan metode Horner Plot.

Dari data sebelumnya didapatkan landaian suhu di sumur TLG-1 dari kedalaman kedalaman 300 - 425 m masih dibawah $\pm 3^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$, baru setelah kedalaman 425 - 475 m ada kenaikan landaian suhu, yakni sebesar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$ dan mulai dari kedalaman 475 m hingga 500 m sebesar $\pm 16^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$ atau sekitar 4 x landaian suhu rata-rata bumi, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 500\text{ m}$ adalah 28,9°C.

Kemudian dari pekerjaan *logging* temperatur tahap berikutnya dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 642 meter, temperatur dipermukaan tanah/posisi kedalaman sama dengan nol terukur sebesar 19,6°C. Sedangkan pada kedalaman lubang bor 642 meter terukur 28,18°C setelah *logging tool temperature* direndam di kedalaman 642 m selama ± 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar 28,91°C, dan setelah dikoreksi

menggunakan metode Horner Plot didapatkan nilai temperatur sebesar 30,03°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu kembali turun atau cenderung *flat* dari kedalaman 500 - 642 m. Dan jika digabungkan dengan data sebelumnya, maka kenaikan landaian suhu di kedalaman 475 - 500 m dapat diabaikan karena tidak menerus bahkan kembali turun.

Selanjutnya dari data *logging* 700 m terukur 30,1 °C setelah *t-logging tool* direndam selama ± 8 jam, temperatur maksimum terbaca sebesar 30,4°C, dan setelah dikoreksi menggunakan metode Horner Plot didapatkan nilai temperatur sebesar 31.15°C. Dari data ini landaian suhu kembali naik dari kedalaman 642 - 700 m.

Pengukuran *logging* temperatur terakhir dilakukan dari permukaan sampai kedalaman lubang bor 800 meter, temperatur maksimum setelah probe direndam selama ± 12 jam terbaca sebesar 38,60°C, dan setelah dikoreksi menggunakan metode Horner Plot didapatkan nilai temperatur sebesar 39,21°C. Dari data ini didapatkan landaian suhu di sumur TLG-1 dari kedalaman 500 - 800 m sebesar $\pm 8^{\circ}\text{C} / 100\text{ m}$, dengan temperatur formasi di kedalaman $\pm 800\text{ m}$ **adalah 39,21°C.**

Berdasarkan temperatur formasi terkoreksi, maka dapat ditarik nilai landaian suhu dari permukaan hingga kedalaman 150 m cenderung turun, dan mulai bergerak naik

hingga kedalaman 300 m. Secara keseluruhan nilai landaian suhu dari permukaan hingga 300 m masih cenderung turun hingga *flat*. Hal ini kemungkinan disebabkan oleh pengaruh pendinginan air permukaan yang masuk ke formasi batuan, didukung oleh data porositas dan permeabilitas yang cukup tinggi hingga kedalaman ini.

Kemudian dari kedalaman 300 m hingga 500 m nilai landaian suhu secara keseluruhan diperoleh sekitar **4,2 °C/100 meter**. Pada posisi kedalaman pengukuran 475 - 500 m, diperoleh harga *thermal gradient* (landaian suhu) dijumpai adanya lonjakan nilai landaian suhu yaitu sebesar **16°C/100 meter**. Nilai yang melonjak ini diperkirakan sebagai akibat dari hilangnya pengaruh pendinginan oleh air permukaan yang loss melalui zona TLC di kedalaman 473,35 m. Hal ini disimpulkan berdasarkan perolehan tambahan data dari kedalaman 500 m - 800 m dimana nilai landaian suhu kembali menurun dibawah kedalaman 500 m.

Selanjutnya nilai landaian suhu dari kedalaman 500 m hingga 700 m kembali turun dengan nilai sebesar **1,12 °C/100 meter** dan kembali naik hingga kedalaman akhir (803 m) dengan nilai landaian suhu sebesar **8,06°C/100 meter**.

Dari keseluruhan data tersebut jika ditarik rata-rata landaian suhu secara keseluruhan maka didapatkan nilai landaian suhu pada sumur TLG-1 sebesar **3,25 °C/100 meter (Gambar 11)** atau sebanding dengan nilai

landaian suhu bumi normal ($\pm 3^{\circ}\text{C}$ per 100 m). Hal ini menunjukkan bahwa sumur TLG-1 belum memperlihatkan adanya potensi panas bumi, maka disarankan untuk mengevaluasi batas dan luasan daerah prospek panas bumi Gunung Talang – Bukit Kili berdasarkan data ini.

5. KESIMPULAN DAN SARAN

Beberapa kesimpulan dapat dibuat mengenai kepanasbumian di daerah penyelidikan, yaitu, sbb:

- Sumur landaian suhu TLG-1 mempunyai kedalaman akhir 803,00 m, disusun oleh batuan vulkanik berupa breksi tufa dan lava berkomposisi andesitik yang menindih tak selaras batuan sedimen dibawahnya berupa batulempung dan batupasir.
- Sumur TLG-1 secara umum memperlihatkan ubahan hidrotermal dengan tipe ubahan didominasi tipe *argillic*, namun mineral ubahan yang tidak membentuk zonasi ubahan yang kontinyu. Berdasarkan hal ini maka ubahan batuan yang terbentuk di sumur TLG-1 dapat disimpulkan masih bersifat *overburden* dan juga diperkirakan sebagai fosil ubahan hidrotermal. Ubahan batuan di titik sumur TLG-1 diperkirakan belum berfungsi sebagai batuan penudung panas (*caprock*) pada sistem panas bumi G. Talang - B. Kili.
- Dengan munculnya nilai porositas diatas 25% dapat diperkirakan bahwa batuan

penyusun di sumur TLG-1 pada umumnya belum terkompaksi kuat hingga menyebabkan rongga antar butir memiliki volume cukup tinggi.

- Permeabilitas di sumur TLG-1 cukup tinggi dan diperkirakan merupakan permeabilitas primer dan sekunder.
- Hasil pengukuran temperatur lumpur masuk (*T_{in}*) dan temperatur keluar (*T_{out}*) memperlihatkan belum adanya lonjakan temperatur yang cukup signifikan pada sumur TLG-1 hingga kedalaman akhir.
- *Initial Temperature* (temperatur formasi) di kedalaman 150 m sebesar 20,1°C, di kedalaman 300 m sebesar 20.5°C, di kedalaman 500 m sebesar 28.9°C, di kedalaman 642 m sebesar 30.03°C, di kedalaman 700 m sebesar 31.15°C, dan di kedalaman 800 m sebesar 39.21°C.
- Nilai landaian suhu dari kedalaman 300 m hingga kedalaman 500 m sebesar **4,2°C/100m**. Kemudian dari kedalaman 500 m hingga 700 m sekitar **1,12°C/100m**. Selanjutnya dari kedalaman 700 m hingga kedalaman akhir (803 m) sekitar **8,06°C/100m**.
- Dari keseluruhan data tersebut jika ditarik rata-rata landaian suhu secara keseluruhan maka didapatkan nilai landaian suhu pada sumur TLG-1 sebesar **3,25 °C/100 meter** atau sebanding dengan nilai landaian suhu bumi normal ($\pm 3^\circ\text{C}$ per 100 m). Hal ini

menunjukkan bahwa sumur TLG-1 belum memperlihatkan adanya potensi panas bumi yang cukup menarik.

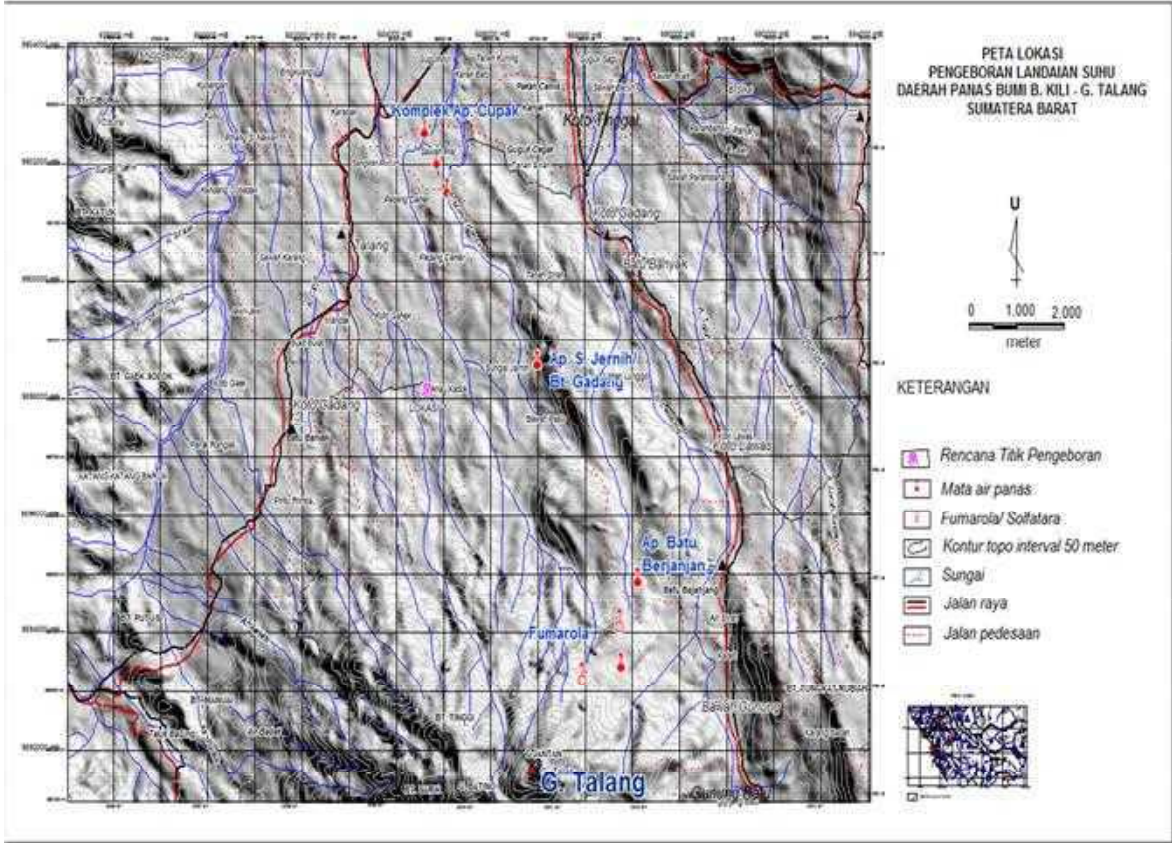
Disarankan untuk mengevaluasi batas dan luasan daerah prospek panas bumi Gunung Talang – Bukit Kili berdasarkan data sumur TLG-1 ini. Untuk pengembangan daerah panas bumi Gunung Talang – Bukit Kili di masa mendatang, disarankan untuk melakukan pengeboran eksplorasi dengan target kedalaman 2000 – 2500 m di dalam zona prospek yang sudah dievaluasi, serta pengeboran landaian suhu di beberapa titik dengan target kedalaman 750 – 1000 m terutama di sekitar daerah Gabuo Bawah.

UCAPAN TERIMA KASIH

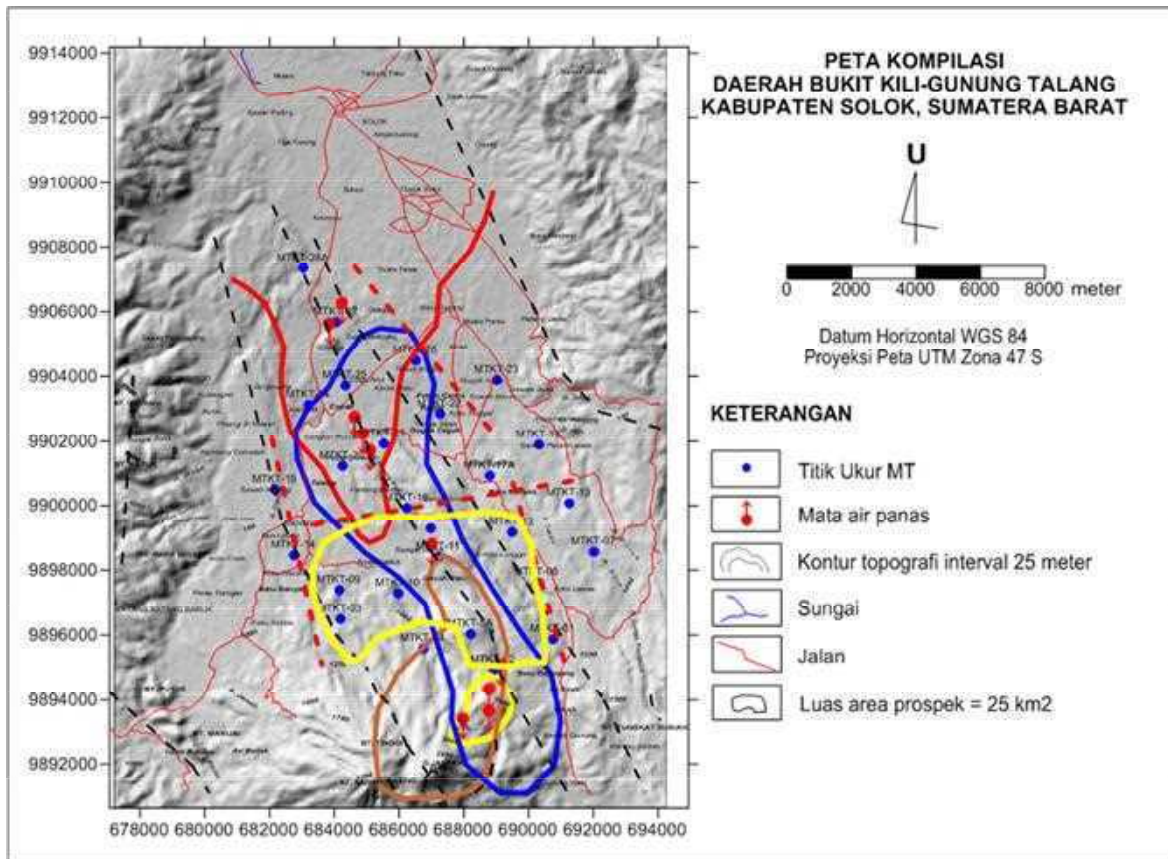
Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh tim Pengeboran Landaian Suhu TLG-1 Bukit Kili – Gunung Talang, Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, Pusat Sumber Daya Geologi yang telah banyak membantu dalam proses penyelidikan hingga terselesaikannya tulisan ini. Serta kepada Pemerintah Kabupaten Solok, Dinas ESDM Solok, serta seluruh instansi terkait yang telah memberikan dukungan dan bantuannya dalam proses pengeboran landaian suhu daerah Bukit Kili – Gunung Talang.

DAFTAR PUSTAKA

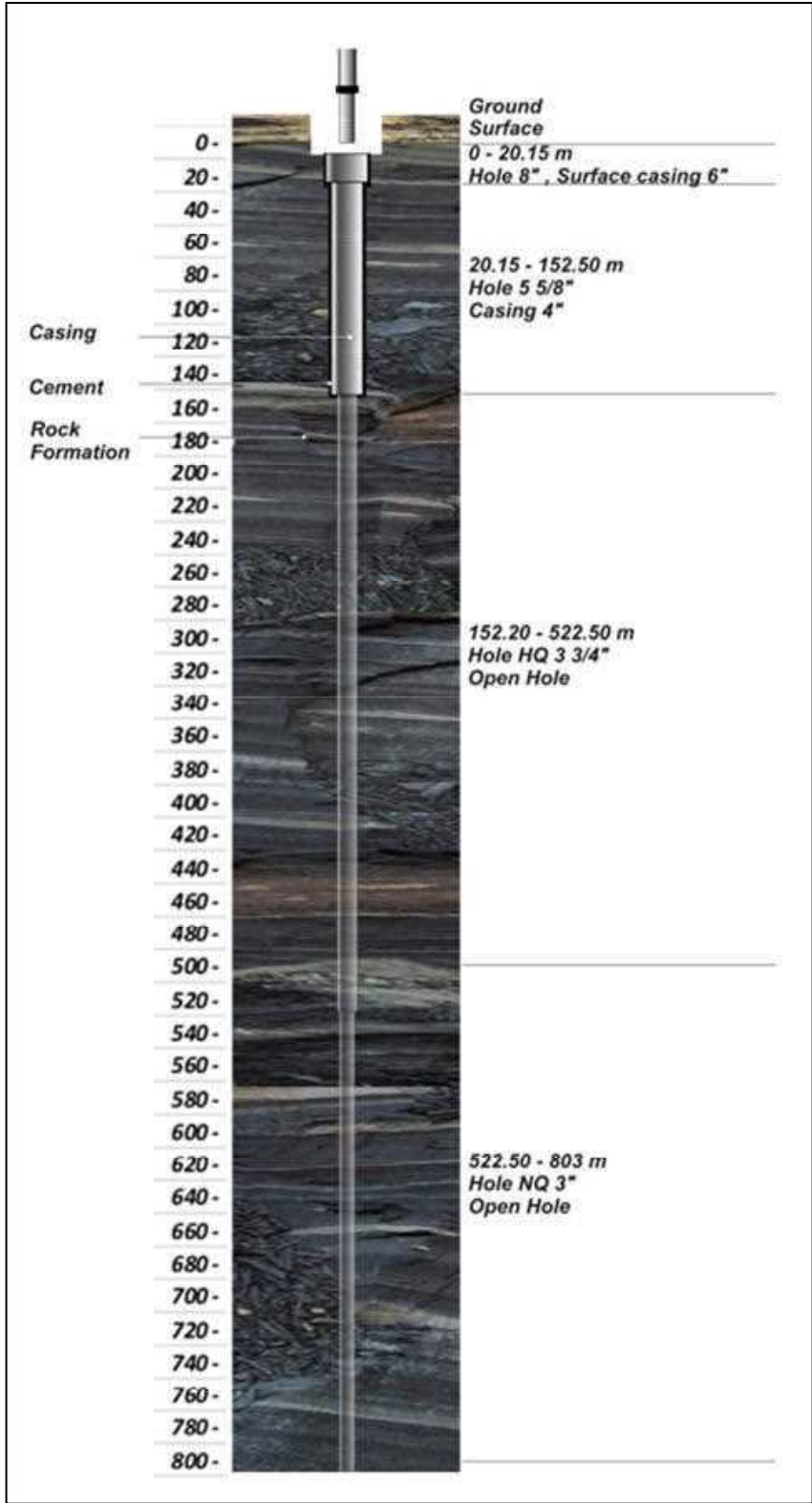
- Akbar, N., 1972. Inventarisasi dan Penyelidikan Pendahuluan terhadap gejala-gejala Panas bumi di daerah Sumatera Barat, Direktorat Geologi.
- Badan Geologi, 2010., Status Potensi Panas Bumi Indonesia Tahun 2010.
- Bemmelen, van R.W., 1949. “*The Geology of Indonesia*”. Vol. I A. The Hague. Netherlands.
- Kholid M dkk, 2011., Survei Magnetotellurik daerah Panas Bumi Bukit Kili-Gunung Talang Lapangan Panas Bumi Bukit Kili – Gunung Talang, Provinsi Sumatera Barat, Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi.
- Purbawinata, M.A., dkk., 2001, Laporan Penyelidikan Peningkatan Kegiatan G. Talang, Kab. Solok, Sumatera Barat, Direktorat Vulkanologi dan Mitigasi Bencana Geologi, Bandung.
- Rodi, W. & Mackie, R.L., 2001. Nonlinear conjugate gradients algorithm for 2-D magnetotelluric inversions, *Geophysics*, 66, 174–187.
- Silitonga dan Kastowo., 1995, edisi 2, Peta Geologi Lembar Solok, Sumatera Barat Skala 1:250.000. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi. Bandung.
- Tim Survei Terpadu, 2003, Penyelidikan terpadu geologi, geokimia dan geofisika daerah panas bumi Gunung Talang, Kabupaten Solok-Sumatera Barat. Dit. Inventarisasi Sumber Daya Mineral. Laporan.
- Tim Survei Terpadu, 2004, Penyelidikan terpadu geologi, geokimia dan geofisika daerah panas bumi Bukit Kili, Kabupaten Solok-Sumatera Barat. Dit. Inventarisasi Sumber Daya Mineral. Laporan.



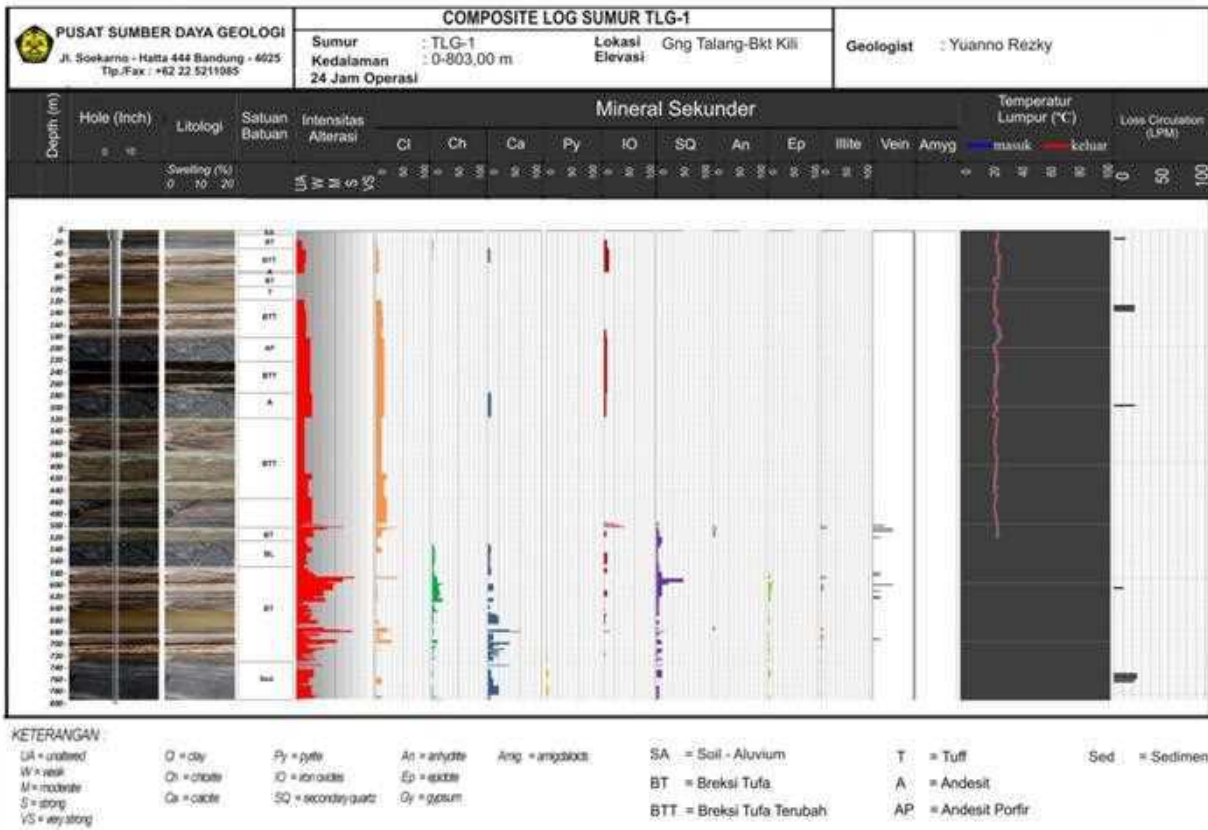
Gambar 1. Peta Lokasi daerah panas bumi Bukit Kili – Gunung Talang



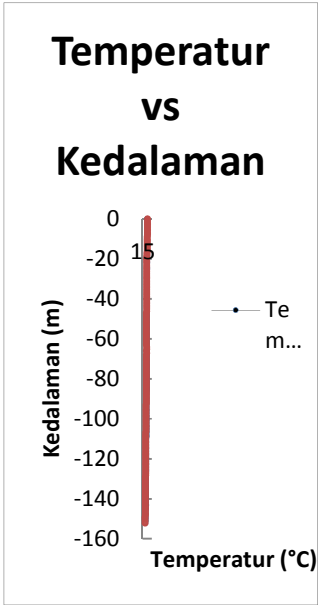
Gambar 2. Peta Kompilasi Geosains Daerah Panas Bumi Bukit Kili – Gunung Talang, Pusat Sumber Daya Geologi, 2011



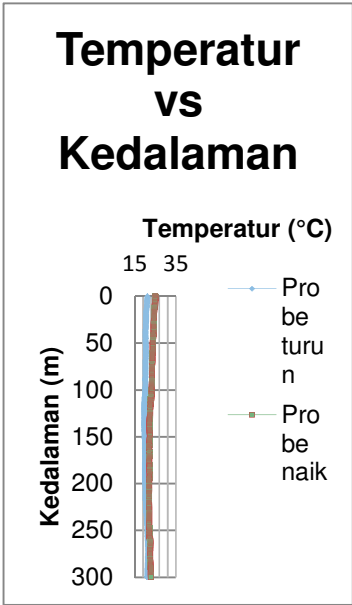
Gambar 3. Konstruksi sumur landaian suhu TLG-1, Bukit Kili – Gunung Talang



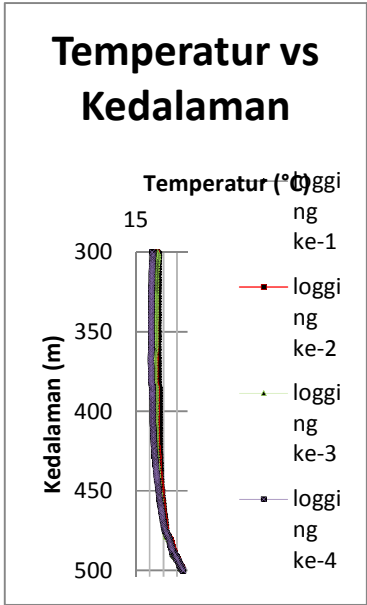
Gambar 4. Composite Log sumur landaian suhu TLG-1, Bukit Kili – Gunung Talang



Gambar 5. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor TLG-1 di Kedalaman 150 m



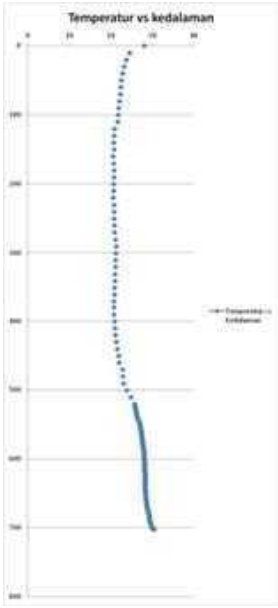
Gambar 6. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor TLG-1 di Kedalaman 300 m



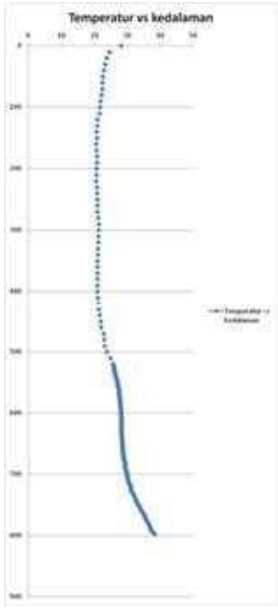
Gambar 7. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor TLG-1 di Kedalaman 500 m



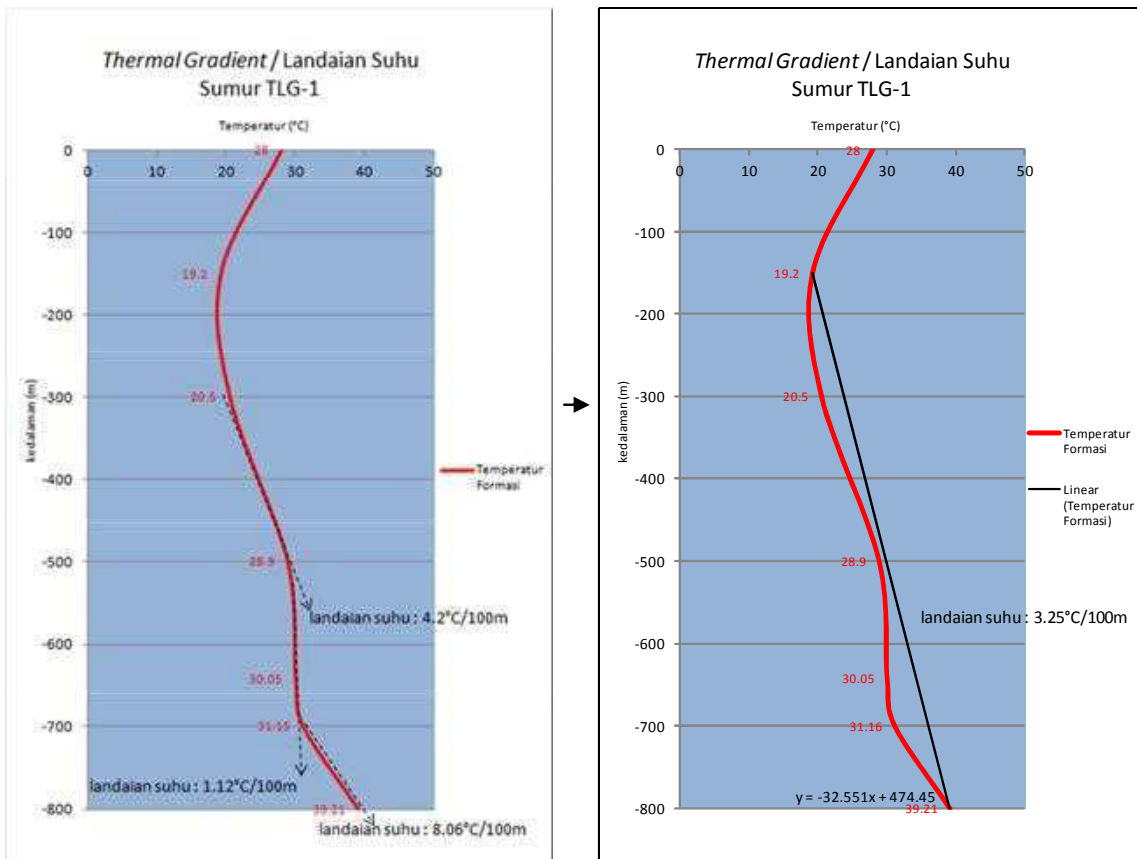
Gambar 8. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor TLG-1 di Kedalaman 642 m



Gambar 9. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor TLG-1 di Kedalaman 700 m



Gambar 10. Grafik temperatur vs kedalaman sumur bor TLG-1 di Kedalaman 800 m



Gambar 11. Thermal gradient (landaian suhu) sumur TLG-1

SURVEI ALIRAN PANAS DAERAH PANAS BUMI BANDA BARU KABUPATEN MALUKU TENGAH, PROVINSI MALUKU

Robertus S. L. Simarmata, Arif Munandar, Moch. Budiraharja

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Secara administratif daerah panas bumi Banda Baru termasuk dalam wilayah Kabupaten Maluku Tengah, Provinsi Maluku.

Manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan berupa pemunculan kelompok mata air panas Banda Baru dengan temperatur berkisar antara 37,3 - 67°C.

Temperatur dasar lubang bor berkisar antara 27,38 hingga 41,02 °C dengan luas daerah anomali mencapai $\pm 1,44 \text{ km}^2$, nilai gradien temperatur permukaan berkisar antara 0,001 hingga 0,517 °C/m dengan total luas zona anomali adalah $\pm 1,13 \text{ km}^2$ dan nilai aliran panas (*heat flow*) berkisar antara 0,003 hingga 1,509 W/m² dengan total luas zona anomali adalah $\pm 1,19 \text{ km}^2$.

Kompilasi dari hasil penyelidikan aliran panas dengan hasil penyelidikan geologi, geokimia, dan geofisika menunjukkan bahwa semua zona anomali berkorelasi dengan daerah prospek panas bumi Banda Baru dimana terdapat konsistensi yaitu berada di sekitar pemunculan mata air panas Banda Baru dan konsistensi ini dikontrol oleh struktur – struktur yang berkembang di daerah penyelidikan.

Kata Kunci : Banda Baru, panas bumi, aliran panas, temperatur

PENDAHULUAN

Daerah panas bumi Banda Baru dipilih sebagai salah satu daerah penyelidikan setelah mengkaji data hasil Survei Terpadu (Geologi, Geokimia dan Geofisika Daerah Panas bumi Banda Baru, pada tahun 2011). Manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan berupa pemunculan kelompok mataair panas Banda Baru dengan temperatur berkisar antara 37,3 - 67°C.

Secara administratif daerah penyelidikan termasuk dalam beberapa

wilayah desa di sekitar Desa Banda Baru, Kecamatan Amahai, Kabupaten Maluku Tengah, Provinsi Maluku. (Gambar 1).

Penyebaran manifestasi panas bumi di daerah survei terletak di daerah Banda Baru dan Sungai Nua berupa pemunculan mata air panas dengan temperatur 37 °C sampai 67 °C. Pemunculan manifestasi-manifestasi ini dikontrol oleh aktivitas sesar mendatar sinistral yang berarah relatif baratdaya-timurlaut dan baratlaut-tenggara serta

sesar obliq berarah baratdaya-timurlaut (Gambar 2).

Aktivitas tektonik daerah survei diperkirakan telah terjadi sejak Trias Tengah yang didominasi oleh gerakan menurun akibat tarikan (*rifting*) yang terus berlangsung sampai Oligosen. Pada Jura-Kapur terjadi aktivitas magmatik yang mengakibatkan terjadinya terobosan batuan beku basa berupa gabro yang menerobos batuan malihan yang lebih tua. Pada Kala Miosen sampai Pliosen terjadi proses tektonik yang sangat kuat sebagai akibat dari pembenturan kerak samudera laut Seram dengan Pulau Seram. Aktivitas tektonik ini menyebabkan terjadinya kegiatan gunungapi pada Jalur Magma Uliaser (Haruku, Saparua, Nusalaut) di atas zona Benioff. Pada Kala Pliosen Atas kegiatan tektonik akibat subduksi tersebut berkurang secara drastis sehingga kegiatan vulkanisme terhenti. Berkurangnya kegiatan ini kemungkinan disebabkan oleh pengaruh sesar Tarera-Aiduna yang memanjang berarah timur-barat dari Papua sampai tenggara Pulau Seram dan mulainya pembenturan antara Pulau Seram dengan kerak Benua Australia (*plate collision*). Kegiatan *collision* ini juga diperkirakan memicu terjadinya terobosan batuan beku (intrusi) pada zona lemah. Sisa panas dari dapur magma yang berasosiasi dengan aktivitas plutonik atau intrusi ini lah yang berperan sebagai sumber panas yang memanasi air bawah permukaan yang kemudian naik melalui

celah-celah/rekahan dan terperangkap dalam reservoir panas bumi.

Pada Kala Plio-Plistosen terjadi pengendapan batuan sedimen karbonatan berupa batupasir yang diperkirakan diendapkan pada lingkungan laut dangkal. Daerah Banda Baru yang berada pada zona struktur yang kompleks menjadikan daerah ini memiliki kemampuan untuk meloloskan air permukaan (*meteoric water*) ke bawah permukaan. Sebagian air meteorik tersebut kemudian berinteraksi dengan fluida magmatik dan gas-gas vulkanik yang berasal dari tubuh magma dan terjadi rambatan panas yang menghasilkan fluida panas. Fluida panas yang terbentuk kemudian terakumulasi dalam lapisan reservoir yang berdaya lulus tinggi (*permeable*).

METODOLOGI

Penyelidikan aliran panas ini dimaksudkan untuk memetakan aliran panas secara vertikal dan horizontal pada daerah anomali dan daerah prospek di sekitar manifestasi panas bumi dengan mengkaji morfologi, satuan batuan, pola struktur, serta mempelajari semua parameter geologi yang berperan dalam pembentukan sistem panas bumi di daerah Banda Baru.

Tahapan penyelidikan aliran panas yang dilakukan, yaitu kajian literatur dan hasil, penyelidikan terpadu lapangan dan pengolahan data serta analisis laboratorium.

Penyelidikan lapangan terdiri dari tahapan pengamatan lokasi, pengeboran 5 hingga 10 meter, pengukuran temperatur, pengambilan sampel dan pengolahan data serta penghitungan aliran panas (*Heat Flow*).

HASIL PENYELIDIKAN

Dalam penyelidikan aliran panas ini pengeboran menggunakan *hand auger* dan mesin bor portabel, dengan jumlah lubang sebanyak 30 lubang bor yang mempunyai kedalaman rata-rata antara 5 - 10 meter dengan diameter lubang berukuran 2 ½" (Gambar 3).

Pengukuran Konduktivitas Panas Sampel Batuan/Tanah

Pengambilan contoh batuan/tanah diambil mulai di sekitar kedalaman 5 – 10 meter dari setiap lubang dan selanjutnya sampel batuan/tanah diseleksi untuk keperluan analisis konduktivitas panas.

Secara umum nilai konduktivitas panas daerah panas bumi Banda Baru ini memiliki perbedaan nilai yang tidak terlalu besar. Sebaran nilai konduktivitas panas daerah Banda Baru ini terbagi menjadi 2 (dua) zona yaitu zona yang mempunyai nilai konduktivitas panas relatif tinggi dan relatif rendah (Gambar 4).

Daerah dengan nilai konduktivitas panas relatif tinggi (warna merah hingga kuning pada peta) berada pada sisi Barat dan Timur dari lokasi titik bor di daerah penyelidikan, berasosiasi dengan batuan

segar berupa batuan sedimen berjenis konglomerat sebelah Timur dan endapan permukaan disebelah Barat. Daerah dengan nilai konduktivitas panas relatif rendah (warna hijau hingga biru) berada di tengah, memanjang dari Utara sampai ke Selatan di daerah penyelidikan, berasosiasi dengan batuan metamorf berjenis sekis yang kemungkinan telah mengalami ubahan dan endapan permukaan.

Sebaran Temperatur Dasar Lubang Bor

Temperatur dasar lubang berkisar antara 27,38 hingga 41,02 °C dengan rata-rata 29,72 °C. dan sebaran temperatur dasar lubang di daerah penyelidikan terlihat pada Gambar 5, dimana penyebaran zona anomali temperatur hanya meliputi lokasi di sekitar manifestasi air panas Banda Baru 1 dan 2 ke arah Selatan dimana lingkungan geologinya berada pada batuan metamorf dan endapan permukaan. Zona anomali ini berada pada zona struktur yang kompleks sehingga menjadikan daerah ini memiliki kemampuan untuk meloloskan air permukaan (*meteoric water*) ke bawah permukaan, berinteraksi dengan fluida magmatik dan gas-gas vulkanik yang berasal dari tubuh magma dan terjadi rambatan panas yang menghasilkan fluida panas.

Luas areal daerah anomali temperatur dasar lubang bor daerah penyelidikan mencapai $\pm 1,44 \text{ km}^2$ (garis hitam putus-putus).

Sebaran Gradien Temperatur Permukaan

Nilai gradien temperatur permukaan yang terukur berkisar antara 0,001 hingga 0,517 °C/m dengan rata – rata 0,042 °C/m. Sebaran zona anomali dari gradien temperatur permukaan tidak terlalu luas dan hanya berada di sekitar pemunculan manifestasi air panas Banda Baru 1 dan 2 (Gambar 6) dan zona anomali gradien temperatur permukaan daerah penyelidikan berasosiasi lingkungan geologi batuan metamorf dan endapan permukaan yang berada pada zona struktur yang kompleks. Total zona anomali gradien temperatur permukaan di daerah penyelidikan mencapai $\pm 1,13 \text{ km}^2$ (garis hitam putus-putus).

Sebaran Aliran Panas Permukaan

Nilai aliran panas (*heat flow*) permukaan daerah penyelidikan berkisar antara 0,003 hingga 1,509 W/m², dengan rata-rata 0,127 W/m² dan sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) permukaan di lokasi penyelidikan terlihat pada Gambar 7.

Secara umum zona anomali aliran panas permukaan daerah penyelidikan mempunyai sebaran yang sama dengan sebaran gradien temperatur permukaan dimana penyebaran zona anomali aliran panas permukaan daerah penyelidikan berasosiasi lingkungan geologi batuan metamorf dan endapan permukaan yang berada pada zona struktur yang kompleks.

Luas zona anomali aliran panas di daerah penyelidikan dengan mengambil nilai latar 0,434 W/m² mencapai 1,19 km² (garis hitam putus-putus).

PEMBAHASAN

Aktivitas tektonik daerah penyelidikan diperkirakan telah terjadi sejak Trias Tengah yang didominasi oleh gerakan menurun akibat tarikan (*rifting*) yang terus berlangsung sampai Oligosen. Pada Jura-Kapur terjadi aktivitas magmatik yang mengakibatkan terjadinya terobosan batuan beku basa berupa gabro yang menerobos batuan malihan yang lebih tua. Pada Kala Miosen sampai Pliosen terjadi proses tektonik yang sangat kuat sebagai akibat dari pembenturan kerak samudera laut Seram dengan Pulau Seram. Aktivitas tektonik ini menyebabkan terjadinya kegiatan gunungapi pada Jalur Magma Uliaser (Haruku, Saparua, Nusalaut) di atas zona Benioff (S.Gafoer, 1984). Pada Kala Pliosen Atas kegiatan tektonik akibat subduksi tersebut berkurang secara drastis sehingga kegiatan vulkanisme terhenti. Berkurangnya kegiatan ini kemungkinan disebabkan oleh pengaruh sesar Tarera-Aiduna yang memanjang berarah timur-barat dari Papua sampai tenggara Pulau Seram dan mulainya pembenturan antara Pulau Seram dengan kerak Benua Australia (*plate collision*). Kegiatan *collision* ini juga diperkirakan memicu terjadinya terobosan batuan beku (intrusi) pada zona lemah. Sisa panas dari dapur magma yang

berasosiasi dengan aktivitas plutonik atau intrusi ini lah yang berperan sebagai sumber panas yang memanasi air bawah permukaan yang kemudian naik melalui celah-celah/rekahan dan terperangkap dalam reservoir panas bumi.

Hasil pengukuran temperatur dasar sumur, gradien temperatur permukaan dan aliran panas permukaan di daerah penyelidikan menunjukkan bahwa seluruh zona anomali berada di sekitar pemunculan mata air panas Banda Baru 1 dan 2 yang lingkungan geologinya berada pada batuan metamorf dan endapan permukaan. Struktur – struktur yang cukup kompleks yang mempengaruhi daerah penyelidikan terutama struktur yang berarah Baratlaut – Tenggara dan Timurlaut – Baratdaya turut mengontrol sebaran zona – zona anomali tersebut dan menjadikan daerah ini memiliki kemampuan untuk meloloskan air permukaan (*meteoric water*) ke bawah permukaan, berinteraksi dengan fluida magmatik dan gas-gas vulkanik yang berasal dari tubuh magma dan terjadi rambatan panas yang menghasilkan fluida panas.

Kompilasi dari hasil penyelidikan aliran panas dengan hasil penyelidikan geologi, geokimia, dan geofisika (Gambar 8) menunjukkan bahwa semua zona anomali berkorelasi dengan daerah prospek panas bumi Banda Baru dimana terdapat konsistensi yaitu berada di sekitar pemunculan mata air panas Banda Baru

dan konsistensi ini dikontrol oleh struktur – struktur yang berkembang di daerah penyelidikan.

KESIMPULAN

Dari hasil penyelidikan aliran panas daerah Banda Baru diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut :

- Temperatur dasar lubang bor berkisar antara 27,38 hingga 41,02 °C, temperatur tertinggi adalah 41,02 °C yang didapat dari dasar lubang BB-27 yang berada di dekat manifestasi permukaan berupa mata air panas Banda Baru 2 dan luas daerah anomali mencapai $\pm 1,44 \text{ km}^2$.
- Sebaran nilai gradien temperatur permukaan di daerah penyelidikan berkisar antara 0,001 hingga 0,517 °C/m dengan total luas zona anomali adalah $\pm 1,13 \text{ km}^2$.
- Sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) di daerah penyelidikan berkisar antara 0,003 hingga 1,509 W/m² dengan total luas zona anomali adalah $\pm 1,19 \text{ km}^2$.
- Kompilasi dari hasil penyelidikan aliran panas dengan hasil penyelidikan geologi, geokimia, dan geofisika menunjukkan bahwa semua zona anomali berkorelasi dengan daerah prospek panas bumi Banda Baru dimana terdapat konsistensi yaitu berada di sekitar pemunculan mata air panas Banda Baru dan konsistensi ini dikontrol oleh struktur – struktur yang berkembang di daerah penyelidikan.

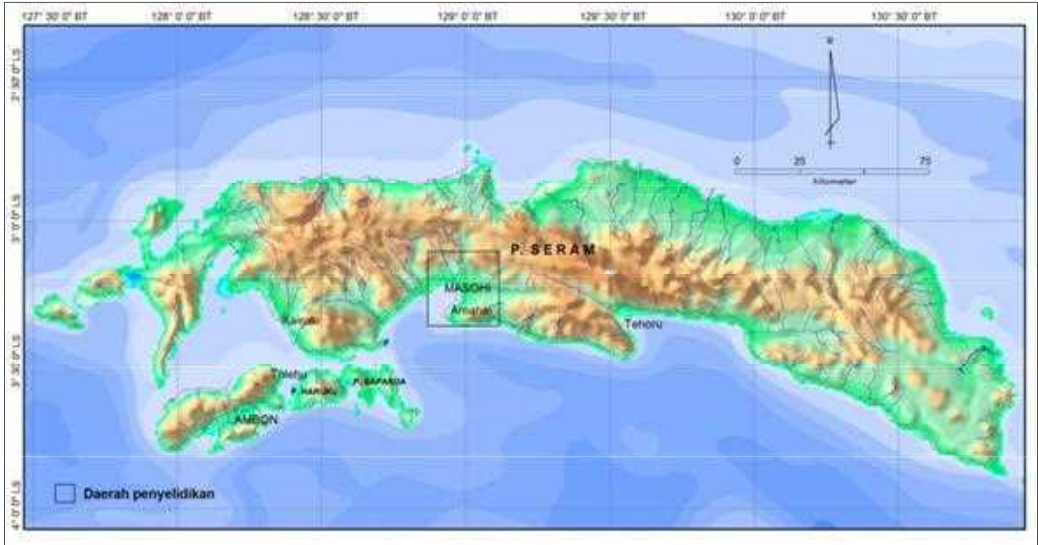
UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kami ucapkan kepada semua pihak yang membantu

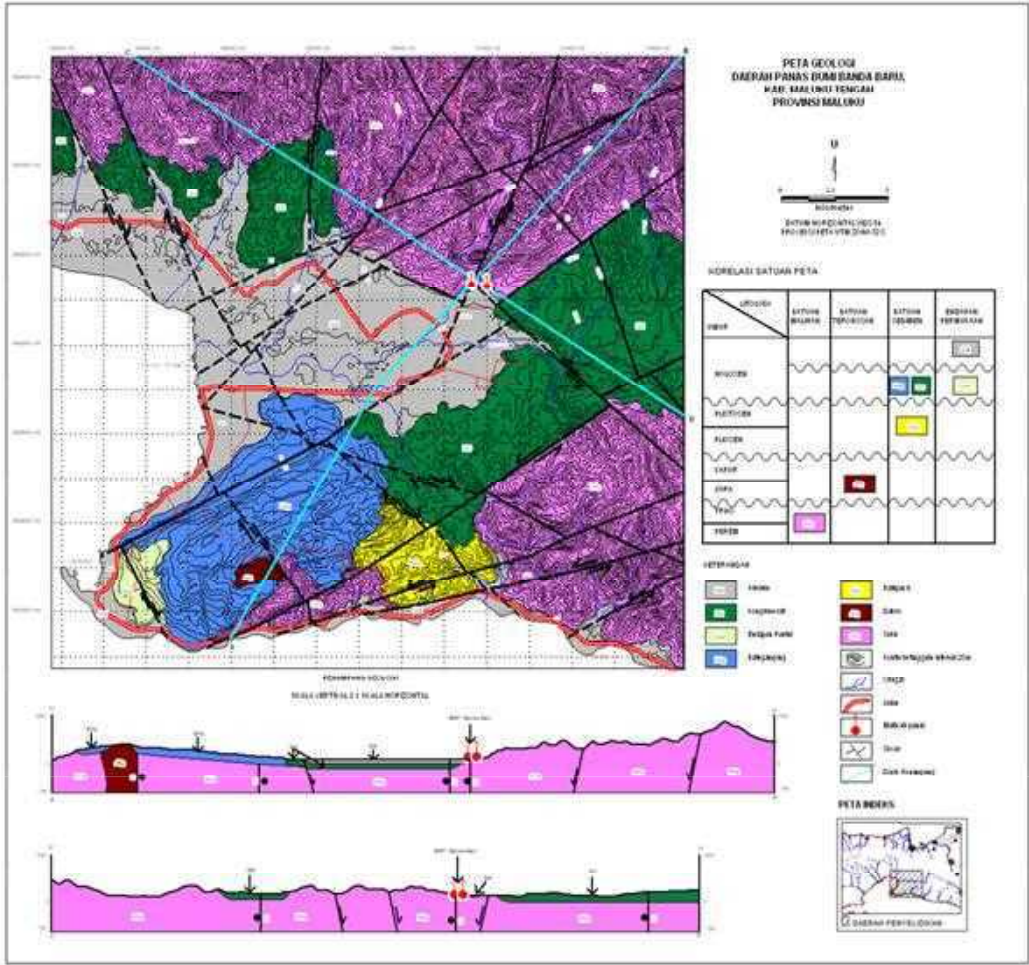
dalam pembuatan tulisan ini, yang telah memberi kemudahan dalam mengakses data yang diperlukan.

DAFTAR PUSTAKA

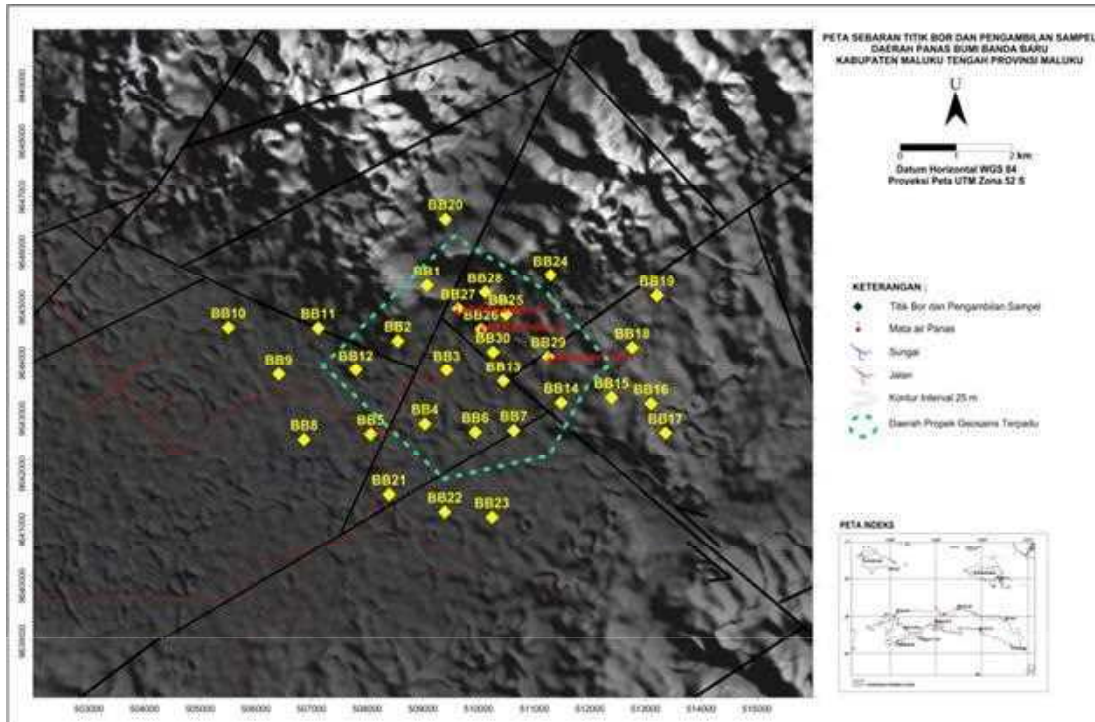
- Badan Pusat Statistik Kabupaten Maluku Tengah, 2009, Maluku Tengah dalam Angka 2009.
- Bemmelen, R.W. Van (1949), *The Geology of Indonesia*.
- Browne, P.R.L., 1989, *Investigation at The Rotokawa Geothermal Field Taupo Volcanic Zone*, Journal of Geothermal Research Society, New Zealand.
- Fournier, R.O., 1981. *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*. John Willey & Sons. New York.
- Lawless, J., 1995. *Guidebook : An Introduction to Geothermal System*. Short Course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Martin, K. 1897 *Journey in the Mollucas Ambon, Seram and Buru*. Skala 1 : 100.000
- M.Chazin., M, 1977. Laporan Inventarisasi Kenampakan Gejala Panas Bumi di daerah Pulau Haruku, Saparua, Nusalaut dan Seram, Maluku Tengah.
- S.Tjokrosapoetro dkk., (1993) Geologi Lembar Masohi, Maluku, skala 1 : 250.000
- Soengkono, S., 1999, *Analysis of Digital Topographic Data for Exploration and Assesment of Geothermal System*, Unpublished Report, Geothermal Institute, the University of Auckland, New Zealand.
- Stüwe K, 2007, "*Geodynamics of the Lithosphere*", An Introduction, 2nd edition, Springer Verlag 493 pages
- Supramono (1974) Inventarisasi kenampakan gejala panas bumi di daerah Maluku Utara (P. Makian, P. Tidore, P. Halmahera), daerah Gorontalo dan Kepulauan Sangihe Talaud (Sulawesi Utara)
- Tim Survei Aliran Panas, 2010, Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Limbong, Kabupaten Luwu Utara, Sulawesi Selatan, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei Pendahuluan, 2009, Survei Pendahuluan Panas Bumi, Kabupaten Seram Bagian Barat dan Maluku Tengah, Provinsi Maluku, PSDG
- Tim Survei Terpadu, 2011, Survei Terpadu Geologi, Geokimia dan Geofisika Daerah Panas Bumi Banda Baru, Kabupaten Maluku Tengah, Provinsi Maluku, PSDG.



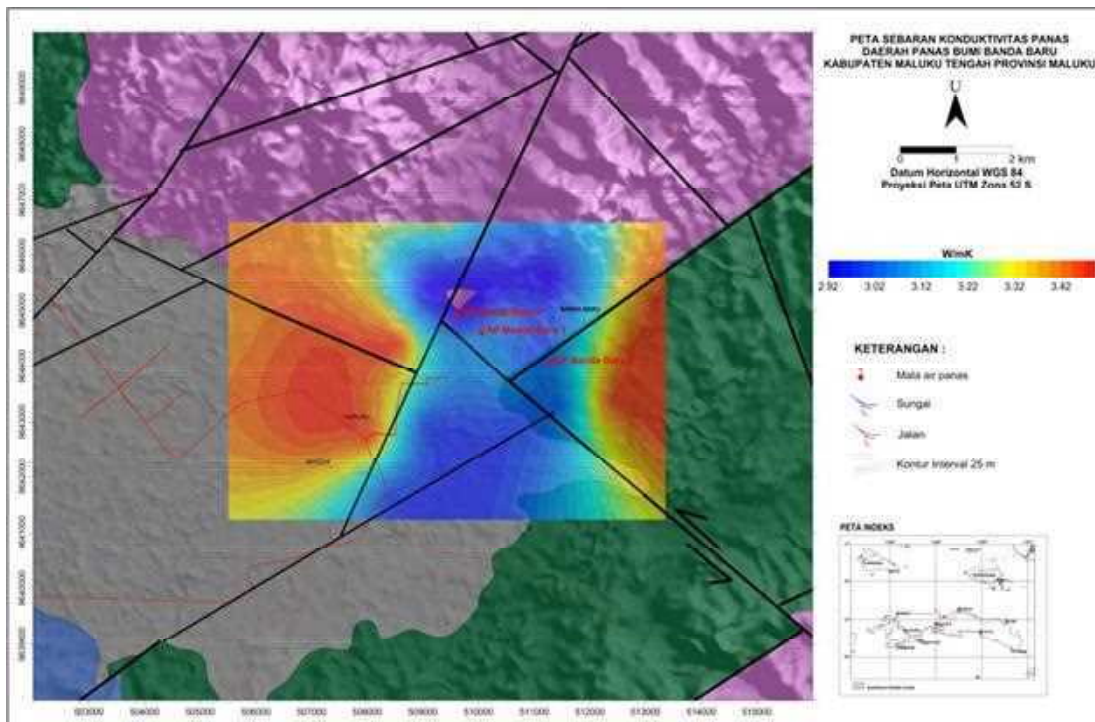
Gambar 1 Peta Lokasi Daerah Penyelidikan



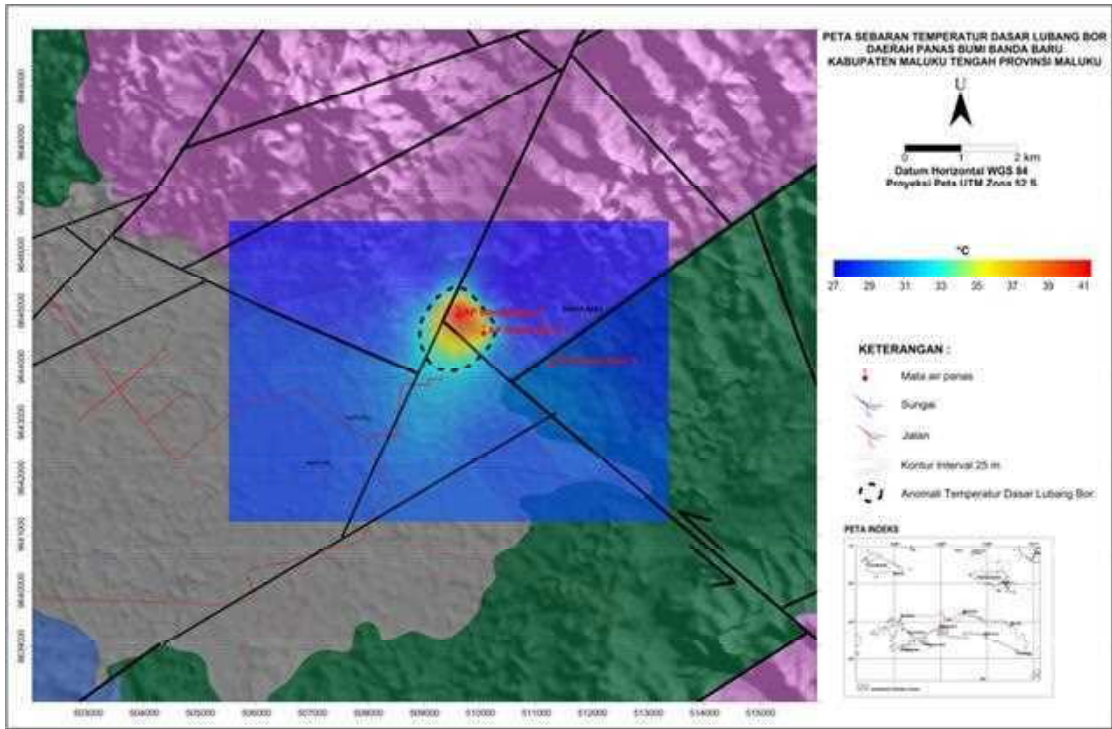
Gambar 2 Peta Geologi Daerah Banda Baru, Maluku Tengah, Maluku



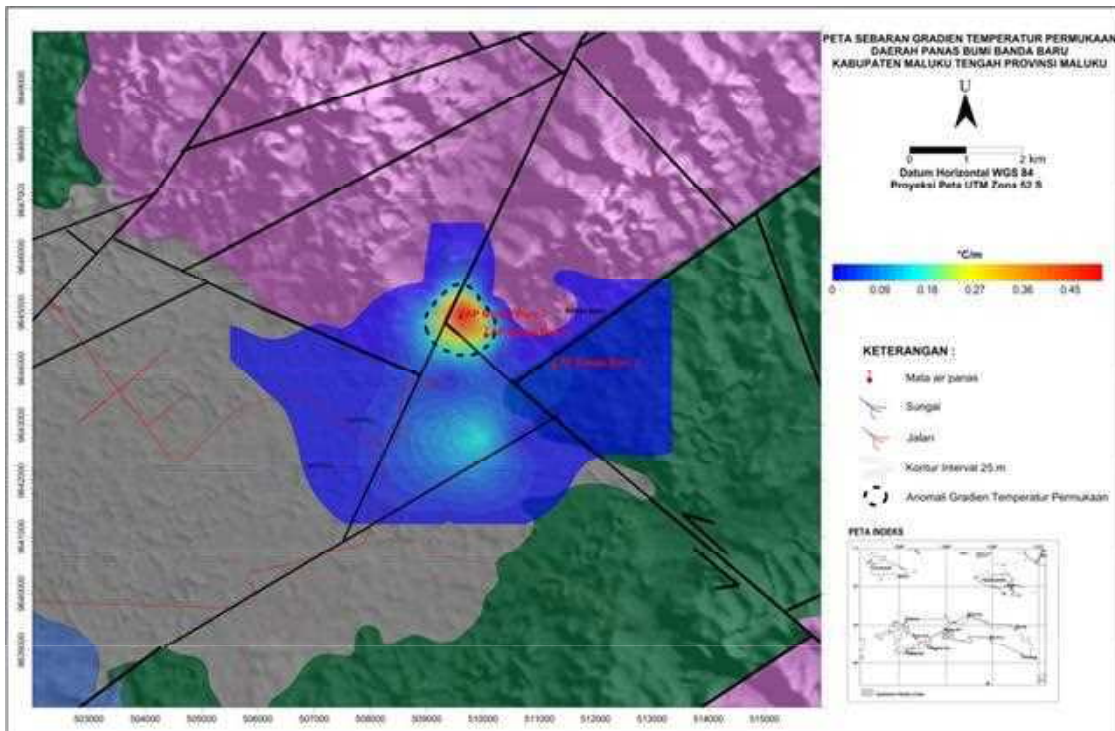
Gambar 3 Peta sebaran titik bor dan pengambilan sampel daerah Banda Baru



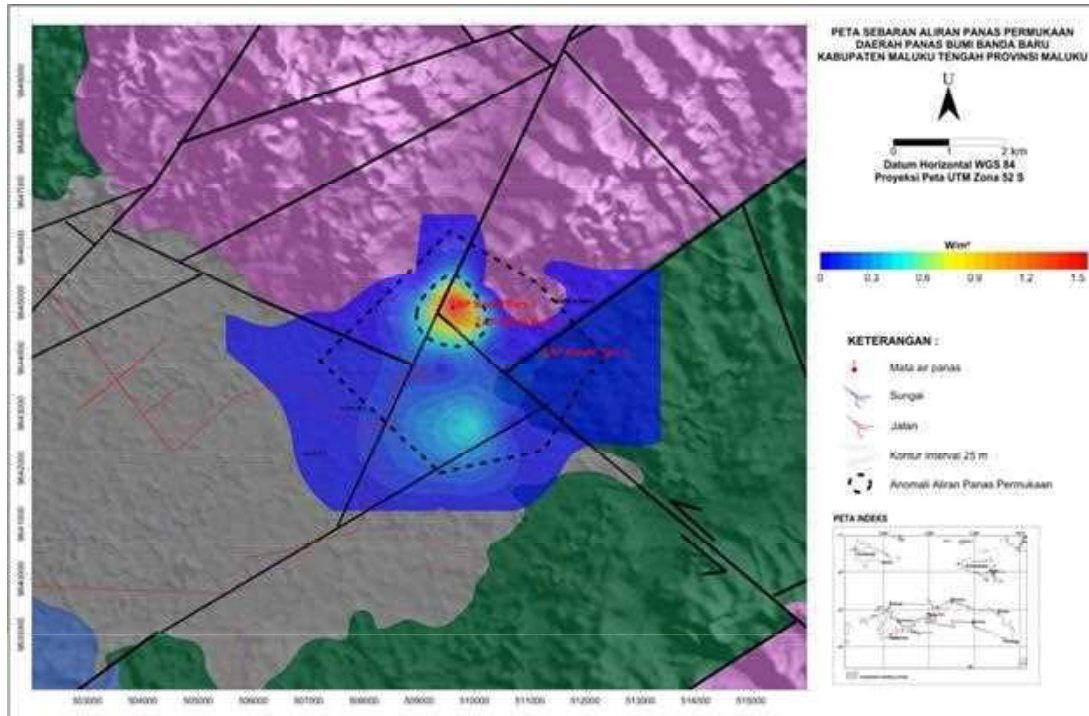
Gambar 4 Peta sebaran konduktivitas panas daerah Banda Baru



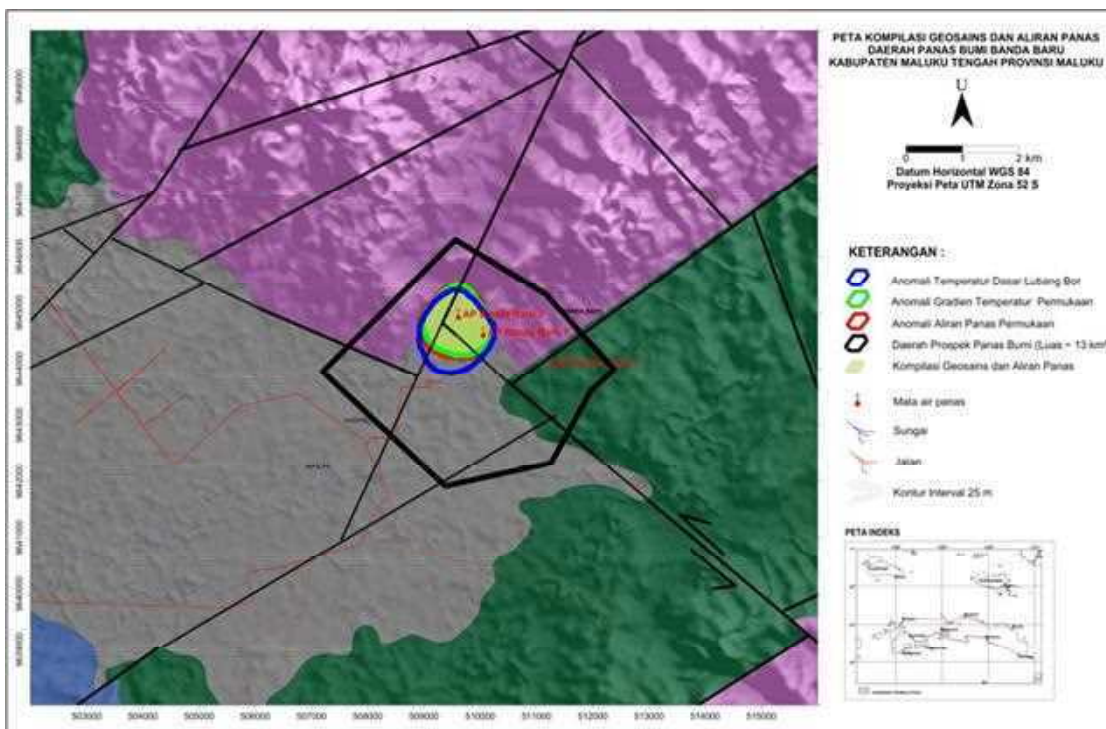
Gambar 5 Peta sebaran temperatur dasar lubang bor daerah Banda Baru



Gambar 6 Peta sebaran gradien temperatur permukaan daerah Banda Baru



Gambar 7 Peta sebaran aliran panas permukaan daerah Banda Baru



Gambar 8 Peta kompilasi geosains dan aliran panas daerah Banda Baru

SURVEI ALIRAN PANAS DAERAH PANAS BUMI CUBADAK KABUPATEN PASAMAN PROVINSI SUMATERA BARAT

Robertus S. L. Simarmata, Dikdik Risdianto, Dudi Hermawan

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Secara administratif daerah panas bumi Cubadak termasuk dalam wilayah Kabupaten Pasaman, Provinsi Sumatera Barat.

Manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan berupa pemunculan kelompok mata air panas yang tersebar di tiga kelompok manifestasi panas bumi yaitu Cubadak, Sawahmudik, dan Talu bertemperatur 36 – 80 °C.

Temperatur dasar lubang berkisar antara 24,30 hingga 74,87 °C dengan luas daerah anomali mencapai $\pm 2,24 \text{ km}^2$, sebaran nilai gradien temperatur permukaan berkisar antara 0,01 hingga 1,86 °C/m dengan total luas zona anomali adalah $\pm 2,77 \text{ km}^2$ dan sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) berkisar antara 0,02 hingga 5,67 W/m² dengan total luas zona anomali adalah $\pm 2,60 \text{ km}^2$.

Hasil kompilasi dari beberapa zona anomali yaitu, anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas serta hasil kompilasi geosains, terdapat konsistensi di bagian tengah, di sekitar pemunculan mata air panas Cubadak. Konsistensi ini kemungkinan berkaitan erat dengan batuan vulkanik (lava dan piroklastik) dan dikontrol struktur sesar yang berarah Baratlaut – Tenggara.

Kata Kunci : Cubadak, panas bumi, aliran panas, temperatur.

PENDAHULUAN

Daerah panas bumi Cubadak dipilih sebagai salah satu daerah penyelidikan setelah mengkaji data hasil Survei Terpadu (Geologi, Geokimia dan Geofisika Daerah Panas bumi Cubadak, pada tahun 2008) dan hasil survei Magnetotelurik daerah panas bumi Cubadak pada tahun 2012. Manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan berupa pemunculan kelompok mata air panas yang tersebar di tiga kelompok manifestasi panas bumi yaitu

Cubadak, Sawahmudik, dan Talu bertemperatur 36 – 80 °C.

Secara administratif daerah panas bumi Cubadak termasuk dalam wilayah Kecamatan Dua Koto, Kabupaten Pasaman, Provinsi Sumatera Barat (Gambar 1).

Penyebaran manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan berada di sekitar graben Cubadak yang pemunculannya dikontrol oleh sesar-sesar normal yang berarah baratlaut-tenggara dan baratdaya-

timurlaut. Manifestasi panas bumi di daerah panas bumi Cubadak dan Sawah Mudik ini berupa pemunculan kelompok mata air panas.

Dari analisis geologi, daerah panas bumi Cubadak cukup menarik, terutama di bagian tengah daerah penyelidikan. Di lokasi ini kelompok mata air panas berasosiasi dengan aktivitas vulkanik yang berumur $1,1 \pm 0,2$ juta tahun atau Kala Plistosen (Gambar 2).

Pembentukan sistem panas bumi Cubadak telah berlangsung cukup lama, hal tersebut dapat diketahui dengan ditemukannya fosil sinter silika di sekitar air panas dengan ketebalan lebih dari 10 cm dan munculnya silisifikasi yang tidak jauh dari lokasi air panas Cubadak. Dengan membandingkan temperatur reservoir saat ini dengan pembentukan alterasi pada zona propilitik maka daerah Cubadak telah mengalami proses pendinginan yang diakibatkan menurunnya aktifitas magmatik serta dominannya proses pencampuran dan pencucian oleh air permukaan. Hal tersebut dapat dilihat dari hasil analisis gas dimana tingginya konsentrasi unsur CO_2 kemungkinan oleh pengaruh air meteorik dangkal (air permukaan). Data geologi, geokimia dan geofisika digabungkan dalam peta kompilasi dan model panas bumi (Gambar 3).

Lapisan resevoir diduga tersusun dari batuan bertahanan jenis 20 – 200 Ohmm dengan puncak resevoir berada pada kedalaman sekitar 1000 meter dan tebal

sekitar 1000 meter. Luas daerah prospek panas bumi sekitar 20 km^2 .

METODOLOGI

Penyelidikan aliran panas ini dimaksudkan untuk memetakan aliran panas secara vertikal dan horizontal pada daerah anomali dan daerah prospek di sekitar manifestasi panas bumi dengan mengkaji morfologi, satuan batuan, pola struktur, serta mempelajari semua parameter geologi yang berperan dalam pembentukan sistem panas bumi di daerah Cubadak.

Tahapan penyelidikan aliran panas yang dilakukan, yaitu kajian literatur dan hasil, penyelidikan terpadu lapangan dan pengolahan data serta analisis laboratorium.

Penyelidikan lapangan terdiri dari tahapan pengamatan lokasi, pengeboran 5 hingga 10 meter, pengukuran temperatur, pengambilan sampel dan pengolahan data serta penghitungan aliran panas (*Heat Flow*).

HASIL PENYELIDIKAN

Dalam penyelidikan aliran panas ini pengeboran menggunakan *hand auger* dan mesin bor portabel, dengan jumlah lubang sebanyak 39 lubang bor yang mempunyai kedalaman rata-rata antara 5 - 10 meter dengan diameter lubang berukuran 2 ½" (Gambar 4).

Pengukuran Konduktivitas Panas Sampel Batuan/Tanah

Pengambilan contoh batuan/tanah diambil mulai di sekitar kedalaman 5 – 10 meter dari setiap lubang dan selanjutnya sampel batuan/tanah diseleksi untuk keperluan analisis konduktivitas panas.

Sebaran nilai konduktivitas panas daerah Cubadak ini terbagi menjadi 2 (dua) zona yaitu zona yang mempunyai nilai konduktivitas panas relatif tinggi dan relatif rendah (Gambar 5). Daerah dengan nilai konduktivitas panas relatif tinggi (warna merah hingga kuning pada peta) hanya berada di ujung Utara dan Selatan dari lokasi titik bor di daerah penyelidikan, berasosiasi dengan batuan segar berupa batuan vulkanik berjenis lava basaltik dan andesitik. Daerah dengan nilai konduktivitas panas relatif rendah (warna hijau hingga biru) mendominasi di daerah penyelidikan, tersebar di tengah dari lokasi titik bor di daerah penyelidikan, berasosiasi dengan batuan sedimen berupa endapan danau dan batuan vulkanik berjenis piroklastik yang pada umumnya sudah mengalami ubahan.

Sebaran Temperatur Dasar Lubang Bor

Temperatur dasar lubang berkisar antara 24,30 hingga 74,87 °C dengan rata-rata 26,57 °C dan sebaran temperatur dasar lubang di daerah penyelidikan terlihat pada Gambar 6, dimana penyebaran zona anomali temperatur hanya meliputi lokasi di sekitar kelompok manifestasi air panas

Cubadak sedangkan disekitar mata air panas Sawah Mudik tidak terlihat adanya anomali panas. Zona anomali ini berada pada lingkungan geologi batuan sedimen (endapan danau) dan batuan vulkanik (lava dan piroklastik).

Luas areal daerah anomali temperatur dasar lubang bor daerah penyelidikan mencapai $\pm 2,24 \text{ km}^2$ (garis hitam putus-putus).

Sebaran Gradien Temperatur Permukaan

Nilai gradien temperatur permukaan yang terukur berkisar antara 0,01 hingga 1,86 °C/m dengan rata – rata 0,05 °C/m. Sebaran nilai gradien temperatur permukaan di daerah penyelidikan (Gambar 7) memperlihatkan bahwa zona anomali dari gradien temperatur permukaan tersebar di 3 (tiga) lokasi yaitu sebelah Barat laut, sekitar pemunculan mata air panas Cubadak dan di sebelah Timur dan berasosiasi lingkungan geologi batuan sedimen (endapan danau) dan batuan vulkanik (lava dan piroklastik).

Total luas zona anomali gradien temperatur permukaan di daerah penyelidikan mencapai $\pm 2,77 \text{ km}^2$ (garis hitam putus-putus).

Sebaran Aliran Panas Permukaan

Nilai aliran panas (*heat flow*) permukaan daerah penyelidikan berkisar antara 0,02 hingga 5,67 W/m², dengan rata-rata 0,16 W/m² dan sebaran nilai aliran panas (*heat*

flow) permukaan di lokasi penyelidikan terlihat pada Gambar 8.

Secara umum zona anomali aliran panas permukaan daerah penyelidikan mempunyai sebaran yang sama dengan sebaran gradien temperatur permukaan dimana terdapat 3 (tiga) lokasi anomali yaitu : sebelah Baratlaut, sekitar pemunculan mata air panas Cubadak dan sebelah Timur dan zona anomali ini berasosiasi dengan lingkungan geologi batuan sedimen (endapan danau) dan batuan vulkanik (lava dan piroklastik).

Total luas zona anomali aliran panas di daerah penyelidikan mencapai 2,60 km² (garis hitam putus-putus).

PEMBAHASAN

Secara regional daerah panas bumi Cubadak terletak di zone depresi Cubadak yang memanjang arah baratlaut-tenggara. Depresi ini terbentuk oleh aktivitas sesar – sesar normal berarah baratlaut-tenggara yang dipengaruhi oleh sesar besar Sumatera (*Great Sumatera Fault*). Zona depresi ini kemudian terisi oleh material membentuk batuan sedimen dan endapan aluvium.

Aktivitas tektonik pada Kala Pliosen – Plistosen mengakibatkan terbentuknya beberapa struktur sesar normal yang membentuk daerah depresi Cubadak. Aktivitas tektonik ini juga memicu kegiatan vulkanik di daerah penyelidikan yang menghasilkan aliran piroklastik dan lava. Aliran piroklastik ini merupakan produk dari

letusan atau erupsi celah (*fissure eruption*) yang terjadi sepanjang jalur sesar selama Kuartar Awal (Plistosen) dan mengisi hampir seluruh bagian dari zone depresi (cekungan). Produk vulkanik lainnya yang kemudian terbentuk pada Zaman Kuartar adalah aliran lava yang juga tersebar dari barat hingga timur daerah penyelidikan. Bersamaan dengan pembentukan depresi Cubadak, terjadi pengendapan endapan danau yang merupakan material rombakan dari batuan di sekelilingnya yang mengisi zona depresi di bagian Baratlaut dan tengah daerah penyelidikan dan sebagian menutupi satuan aliran piroklastik Cubadak yang sama-sama berada dalam zona depresi.

Pembentukan sistem panas bumi di daerah Cubadak diperkirakan berkaitan dengan aktivitas vulkanik erupsi celah (*fissure eruption*) yang masih menyimpan sisa panas dari dapur magma. Sisa panas tersebut berperan sebagai sumber panas yang memanasi air bawah permukaan yang kemudian naik melalui celah-celah/rekahan dan terperangkap dalam reservoir panas bumi. Daerah Cubadak yang berada pada zona depresi dengan banyak struktur geologi (kekar dan sesar) yang berkembang menjadikan daerah ini memiliki kemampuan untuk meloloskan air permukaan (*meteoric water*) ke bawah permukaan. Sebagian air meteorik tersebut kemudian berinteraksi dengan fluida magmatik dan gas-gas vulkanik yang berasal dari tubuh magma dan terjadi

rambatan panas yang menghasilkan fluida panas. Fluida panas yang terbentuk kemudian terakumulasi dalam lapisan reservoir, yang berdaya lulus tinggi (*permeable*). Sifat permeabel itu sendiri diakibatkan oleh rekahan yang terbentuk akibat aktifitas struktur sesar yang ada.

Bila melihat pola sebaran anomali dari gradien temperatur permukaan dan aliran panas permukaan daerah penyelidikan menunjukkan adanya kelurusan dengan arah Baratlaut - Tenggara. Kelurusan ini kemungkinan dikontrol oleh struktur geologi berarah Baratlaut-Tenggara yang juga mengontrol pemunculan mata air panas Cubadak

Kompilasi dari hasil penyelidikan aliran panas dengan hasil penyelidikan geologi, geokimia, dan geofisika menunjukkan bahwa anomali yang berkorelasi dengan luas prospek panas bumi hanya anomali yang berada di sekitar mata air panas Cubadak dan zona anomali ini berkorelasi dengan semua zona anomali survei aliran panas (Gambar 9).

KESIMPULAN

Dari hasil survei aliran panas permukaan diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut :

- Dari hasil pengukuran diketahui untuk daerah Cubadak temperatur dasar lubang berkisar antara 24,30 hingga

74,87 °C, dengan temperatur tertinggi adalah 74,87 °C yang didapat dari dasar lubang CB-2 yang berada di dekat manifestasi permukaan berupa mata air panas Cubadak dengan luas daerah anomali mencapai $\pm 2,24 \text{ km}^2$.

- Sebaran nilai gradien temperatur permukaan di daerah Cubadak berkisar antara 0,01 hingga 1,86 °C/m dengan total luas zona anomali adalah $\pm 2,77 \text{ km}^2$.
- Sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) di daerah Cubadak berkisar antara 0,02 hingga 5,67 W/m² dengan total luas zona anomali adalah $\pm 2,60 \text{ km}^2$.
- Hasil kompilasi dari beberapa zona anomali yaitu, anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas serta hasil kompilasi geosains, terdapat konsistensi di bagian tengah, disekitar pemunculan mata air panas Cubadak. Konsistensi ini kemungkinan berkaitan erat dengan batuan vulkanik (lava dan piroklastik) dan dikontrol struktur sesar yang berarah Baratlaut – Tenggara

UCAPAN TERIMA KASIH

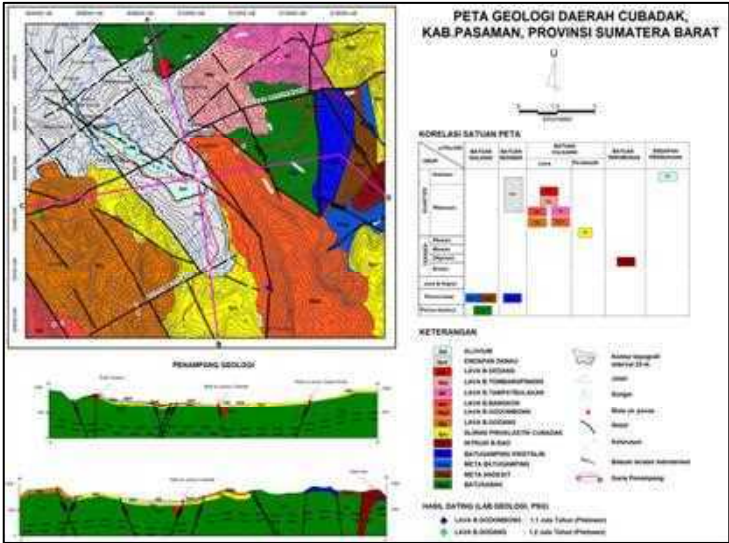
Ucapan terima kasih kami ucapkan kepada semua pihak yang membantu dalam pembuatan tulisan ini, yang telah memberi kemudahan dalam mengakses data yang diperlukan.

DAFTAR PUSTAKA

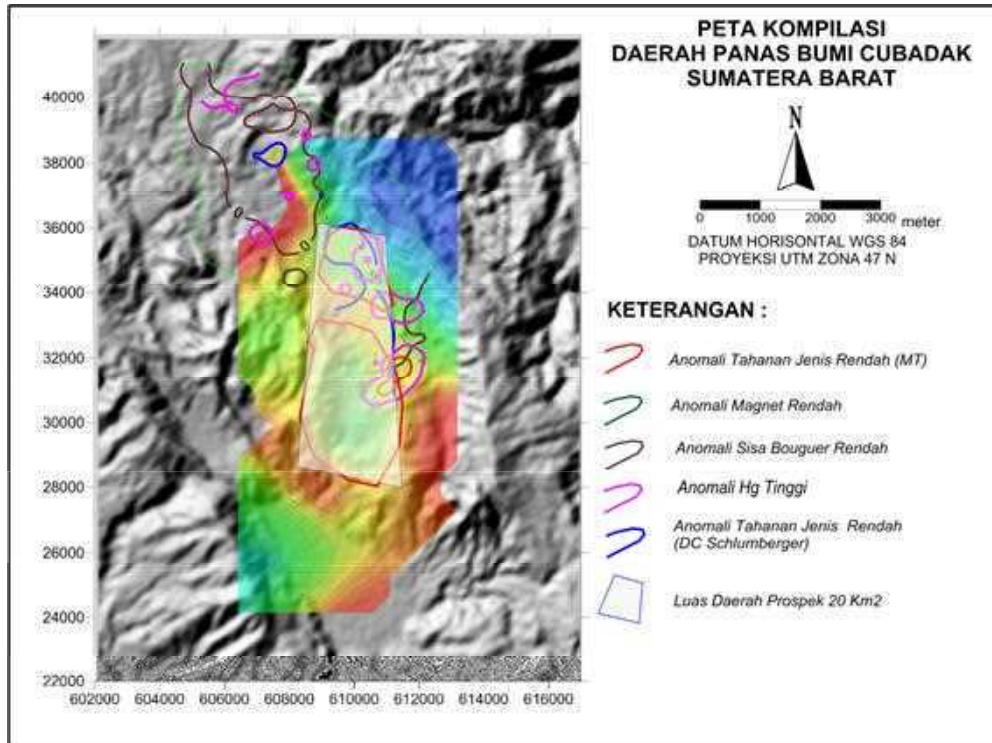
- Bemmelen, R.W. Van (1949), dalam bukunya "*The Geology of Indonesia*".
- Distamben Kabupaten Pasaman, 2006, "Potensi Energi Panas Bumi Kabupaten Pasaman, Sumatera Barat".
- Fournier, R.O., 1981. *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering*, "Geothermal System: Principles and Case Histories". John Willey & Sons. New York.
- Lawless, J., 1995. *Guidebook: An Introduction to Geothermal System*. Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- N. Akbar., 1972, "Inventarisasi dan Penyelidikan Pendahuluan Gejala Panas Bumi di daerah Sumatera Barat", bagian proyek survei energi geothermal, Dinas Vulkanologi, Direktorat Geologi, Bandung.
- Rock, N.M.S dkk., 1983, "Geologi Lembar Lubuksikaping, Sumatera", Departemen Pertambangan dan Energi, Direktorat Jenderal Pertambangan Umum, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Stüwe K, 2007, "*Geodynamics of the Lithosphere*", An Introduction, 2nd edition, Springer Verlag 493 pages
- Tim Survei terpadu, 2007, "Penyelidikan Panas Bumi Terpadu Daerah Panas Bumi Bonjol, Kabupaten Pasaman, Sumatera Barat", Badan Geologi, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei terpadu, 2008, "Penyelidikan Panas Bumi Terpadu Daerah Panas Bumi Cubadak, Kabupaten Pasaman, Sumatera Barat", Badan Geologi, Pusat Sumber Daya Geologi.



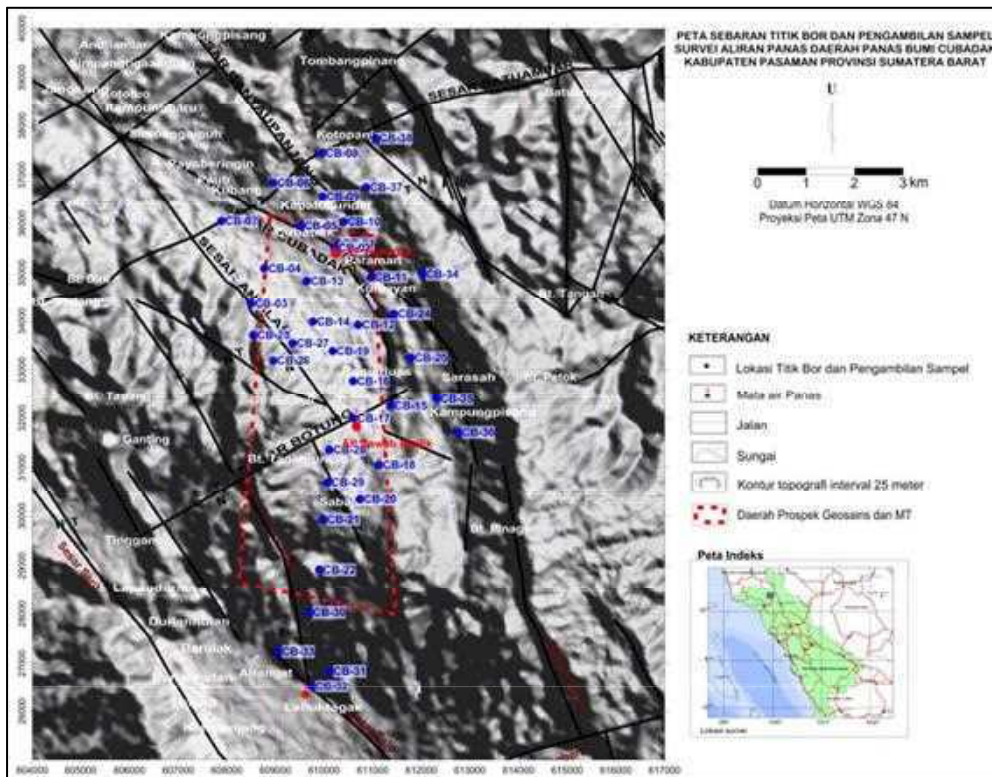
Gambar 1 Peta Lokasi Daerah Penyelidikan



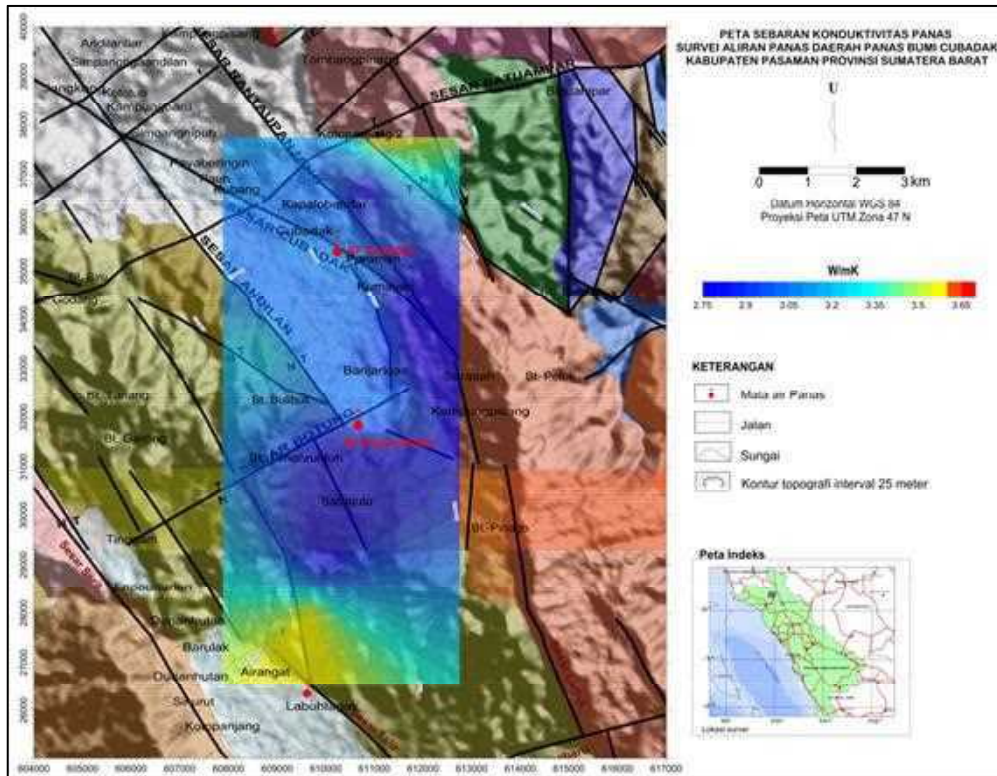
Gambar 2 Peta Geologi Daerah Cubadak, Pasaman, Sumatera Barat



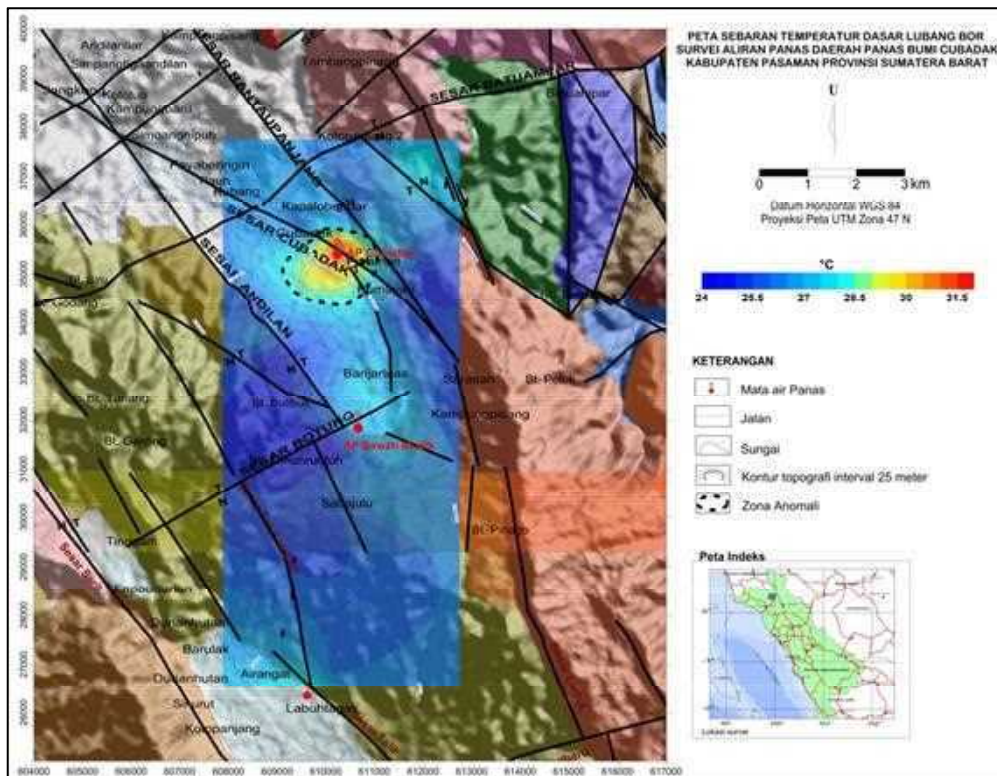
Gambar 3 Peta Kompilasi Geosains Daerah Panas Bumi Cubadak



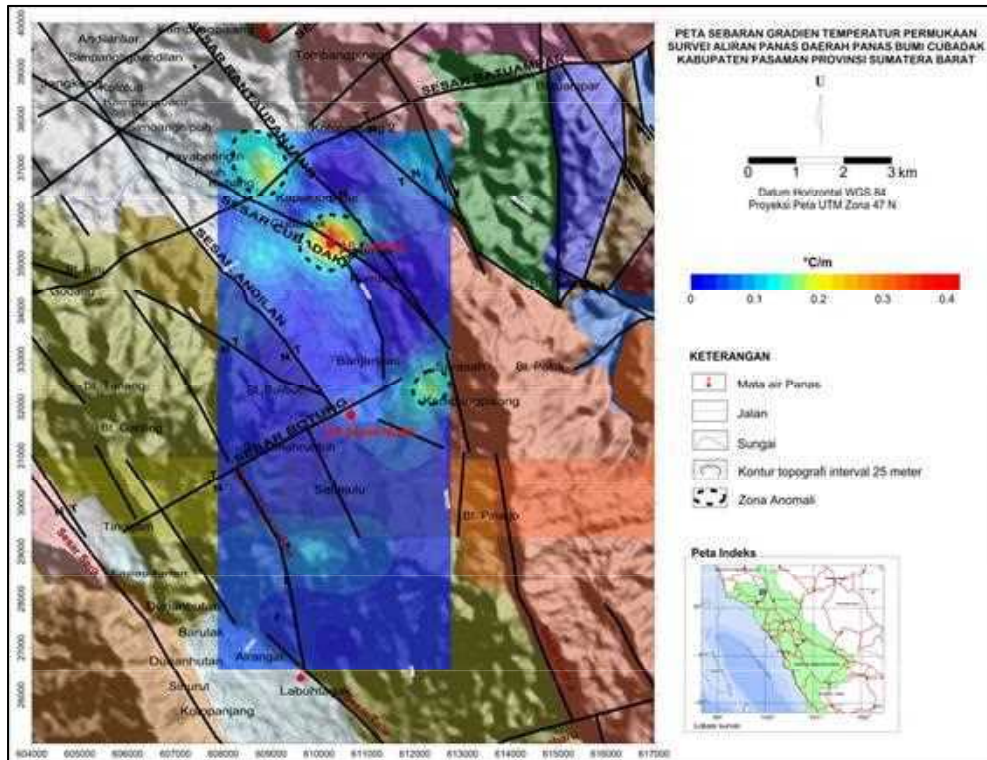
Gambar 4 Peta sebaran titik bor dan pengambilan sampel daerah Cubadak



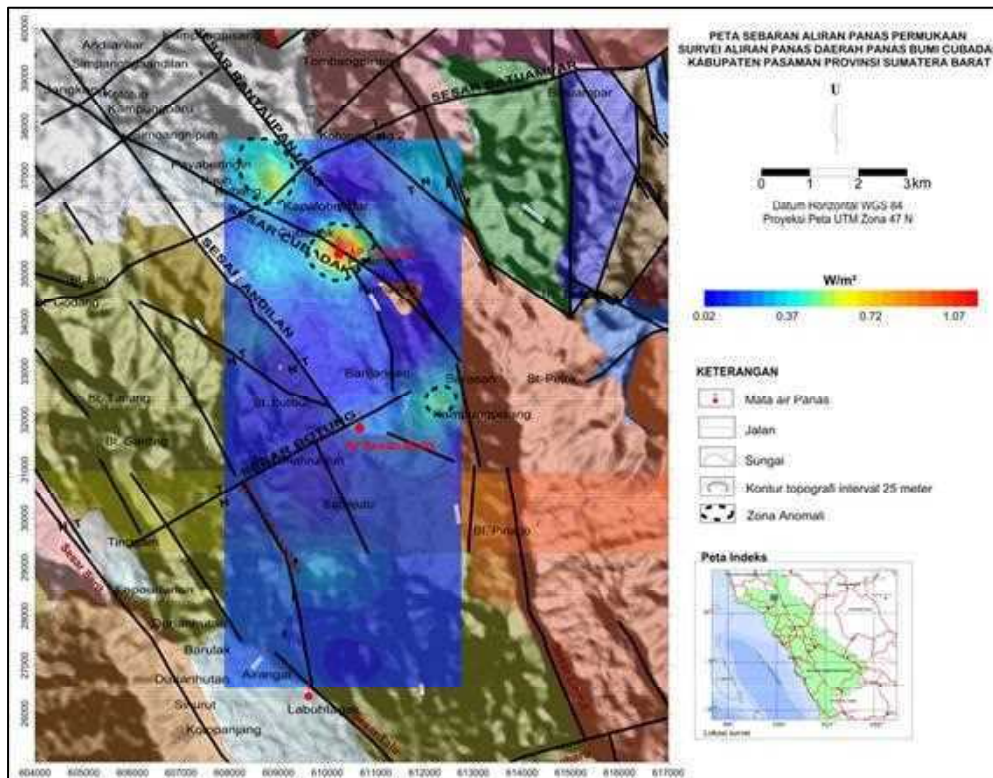
Gambar 5 Peta sebaran konduktivitas panas daerah Cubadak



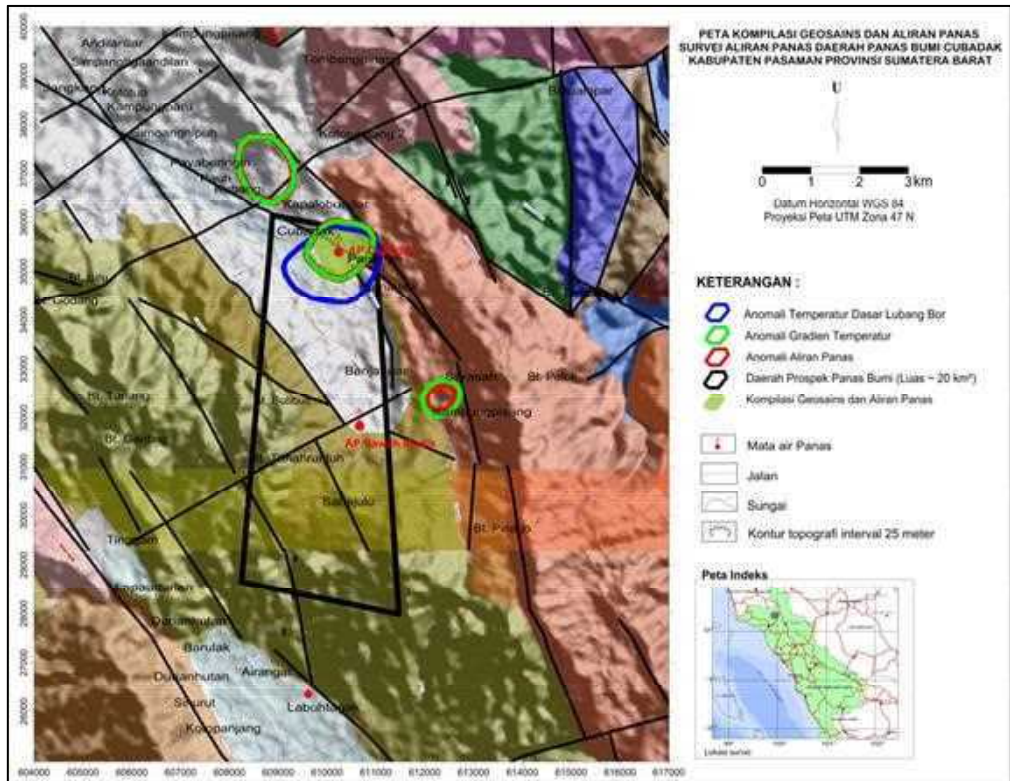
Gambar 6 Peta sebaran temperatur dasar lubang bor daerah Cubadak



Gambar 7 Peta sebaran gradien temperatur permukaan daerah Cubadak



Gambar 8 Peta sebaran aliran panas permukaan daerah Cubadak



Gambar 9 Peta kompilasi geosains dan aliran panas daerah Cubadak

SURVEI ALIRAN PANAS DAERAH PANAS BUMI KADIDIA KABUPATEN SIGI, PROVINSI SULAWESI TENGAH

Robertus S. L. Simarmata, Moch. Budirahardja, Arif Munandar

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Secara administratif daerah panas bumi Kadidia termasuk dalam wilayah Kabupaten Sigi, Provinsi Sulawesi Tengah. Sistem panas bumi Kadidia diperkirakan dibatasi oleh struktur depresi, dimana manifestasi muncul di dalamnya berupa mata air panas.

Gejala panas bumi diperlihatkan oleh sejumlah manifestasi panas bumi berupa mata air panas dengan temperatur maksimum mencapai 81,4 °C di Desa Kadidia yang berada di tepi selatan dari zona depresi.

Temperatur dasar lubang berkisar antara 26,73 hingga 34,12 °C, dengan luas daerah anomali mencapai ± 9,07 km², sebaran nilai gradien temperatur permukaan berkisar antara 0,01 hingga 0,57 °C/m dengan total luas zona anomali adalah ± 8,51 km² dan Sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) berkisar antara 0,03 hingga 1,98 W/m² dengan total luas zona anomali adalah ± 8,24 km².

Hasil kompilasi dari beberapa zona anomali yaitu, anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas serta hasil kompilasi geosains, terdapat konsistensi di bagian tengah daerah penyelidikan. Konsistensi ini kemungkinan berkaitan erat dengan batuan intrusif berupa granit dan diorit.

Kata Kunci : Kadidia, panas bumi, aliran panas, temperatur

PENDAHULUAN

Daerah panas bumi Kadidia dipilih sebagai salah satu daerah penyelidikan setelah mengkaji data hasil Survei Terpadu Geologi, Geokimia, dan Geofisika Daerah Panas Bumi Kadidia, pada tahun 2012 dan juga dengan pertimbangan latar belakang geologi (tektonik dan vulkanisme) dan di daerah tersebut dijumpai manifestasi panas bumi berupa mata air panas berkisar antara 24,1° – 104,1°C, fumarol, batuan ubahan, dan lapangan solfatara yang

sudah mati yang terdapat di daerah panas bumi Kadidia, Kabupaten Sigi, Sulawesi Tengah.

Secara administratif daerah panas bumi Kadidia termasuk dalam wilayah Kecamatan Kadidia, Kabupaten Sigi, Provinsi Sulawesi Tengah dan terletak pada koordinat antara 1° 12' 41.82" - 1° 04' 36.7" LS dan 120° 01' 47.07"- 120° 09' 53.27" BT atau 9.865.898 – 9.880.827 mU dan 169.409 – 184.438 mT pada sistem

UTM zona 51, belahan bumi selatan (**Gambar 1**).

Penyebaran manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan dikontrol oleh sesar normal yang berarah baratdaya-timurlaut dan sesar mendatar berarah barat-timur. Manifestasi aktif di daerah panas bumi Kadidia ini berupa pemunculan mata air panas, dan batuan ubahan hidrotermal.

Secara geologi ada beberapa area di daerah penyelidikan yang memungkinkan menjadi sumber panas, yaitu tubuh plutonik berkomposisi granitik yang diperkirakan berumur Plio-plistosen dan tubuh plutonik yang tidak tersingkap ke permukaan yang terbentuk di dalam depresi yang terletak di bagian tengah daerah penyelidikan. Panjangnya waktu pembentukan tubuh-tubuh plutonik yang tersebar luas di daerah penyelidikan ini memperkuat dugaan bahwa tubuh induk plutonik berkomposisi granitik ini diperkirakan masih menyimpan panas yang cukup dalam sistem panas bumi Kadidia. Selanjutnya dengan adanya struktur-struktur geologi di daerah penyelidikan membentuk zona yang bersifat permeabel dan merupakan media/jalur untuk keluarnya air panas ke permukaan (**Gambar 2**).

Pasokan fluida terbesar dari sistem panas bumi berasal dari air meteorik, namun diperkirakan terdapat pula fluida yang berasal dari magma (*juvenile*) dalam proporsi yang kecil. Untuk menjaga pasokan air meteorik tersebut perlu dijaga daerah resapan (*recharge area*) yang ada.

Temperatur reservoir panas bumi diperkirakan sekitar 200°C berdasarkan geotermometer NaK. Nilai temperatur tersebut diperkirakan mewakili temperatur reservoir di daerah panas bumi Kadidia.

METODOLOGI

Penyelidikan aliran panas ini dimaksudkan untuk memetakan aliran panas secara vertikal dan horizontal pada daerah anomali dan daerah prospek di sekitar manifestasi panas bumi dengan mengkaji morfologi, satuan batuan, pola struktur, serta mempelajari semua parameter geologi yang berperan dalam pembentukan sistem panas bumi di daerah Kadidia.

Tahapan penyelidikan aliran panas yang dilakukan, yaitu kajian literatur dan hasil, penyelidikan terpadu, kegiatan lapangan dan pengolahan data serta analisis laboratorium.

Kegiatan lapangan terdiri dari tahapan pengamatan lokasi, pengeboran 5 hingga 10 meter, pengukuran temperatur, pengambilan sampel dan pengolahan data serta pengitungan aliran panas (*Heat Flow*).

HASIL PENYELIDIKAN

Dalam penyelidikan aliran panas ini pengeboran menggunakan *hand auger* dan mesin bor portabel, dengan jumlah lubang sebanyak 39 lubang bor yang mempunyai kedalaman rata-rata antara 5 - 10 meter dengan diameter lubang berukuran 2 ½" (**Gambar 3**).

Pengukuran Konduktivitas Panas Sampel Batuan/Tanah

Pengambilan contoh batuan/tanah diambil dari setiap lubang. Selanjutnya, sampel batuan/tanah diseleksi untuk keperluan analisis konduktivitas panas.

Daerah dengan nilai konduktivitas panas relatif tinggi (warna merah hingga kuning pada peta) mendominasi daerah penyelidikan, tersebar dari sebelah utara, timur dan sebagian selatan dari daerah penyelidikan, berasosiasi dengan batuan segar berupa batuan intrusif berupa granit dan diorit, batuan sedimen dan aluvial. Daerah dengan nilai konduktivitas panas relatif rendah (warna hijau hingga biru) tersebar di tengah dan barat daya daerah penyelidikan berasosiasi dengan batuan sedimen (**Gambar 4**).

Sebaran Temperatur Dasar Lubang Bor

Sebaran temperatur dasar lubang di daerah penyelidikan terlihat pada **Gambar 5**. Temperatur dasar lubang berkisar antara 26,73 hingga 34,12 °C dengan rata-rata 28,93 °C.

Dari hasil perhitungan statistik dengan menggunakan grafik probabilitas diperoleh nilai ambang sebesar 30,51 °C, sehingga temperatur yang mempunyai nilai lebih tinggi dari nilai tersebut di atas adalah temperatur anomali (garis putus-putus hitam)

penyebaran zona anomali temperatur lebih dari 30,51 °C meliputi lokasi di sekitar kelompok manifestasi air panas sejahtera

dan menerus ke arah mata air panas Kadidia yang lingkungan geologinya adalah endapan permukaan, batuan sedimen dan batuan intrusif berupa granit dan diorit. Luas areal daerah anomali temperatur dasar lubang bor daerah penyelidikan mencapai 9,07 km².

Sebaran Gradien Temperatur Permukaan

Sebaran nilai gradien temperatur permukaan di daerah penyelidikan terlihat pada **Gambar 6**. Dengan menggunakan metode grafik probabilitas didapatkan nilai latar atau *background* sebesar 0,24 °C/m maka daerah yang mempunyai nilai diatas nilai tersebut di atas merupakan daerah anomali.

Secara umum zona anomali terdapat di bagian tengah daerah penyelidikan yaitu berada di sekitar kelompok manifestasi mata air panas sejahtera yang menerus sampai ke daerah mata air panas Kadidia. Nilai gradien temperatur permukaan yang terukur berkisar antara 0,01 hingga 0,57 °C/m dengan rata – rata 0,12 °C/m. Penyebaran zona anomali gradien temperatur permukaan daerah penyelidikan berasosiasi lingkungan geologi endapan permukaan, batuan sedimen dan batuan intrusif berupa granit dan diorit.

Total zona anomali gradien temperatur permukaan di daerah penyelidikan mencapai 8,51 km² (garis hitam putus-putus).

Sebaran Aliran Panas Permukaan

Sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) permukaan di lokasi penyelidikan terlihat pada **Gambar 7**. Nilai aliran panas (*heat flow*) permukaan daerah penyelidikan berkisar antara 0,03 hingga 1,98 W/m², dengan rata-rata 0,42 W/m². Dengan menggunakan metode grafik probabilitas didapat nilai 0,83 W/m² sebagai nilai latar (*background*) maka daerah yang mempunyai nilai aliran panas lebih nilai yang di atas termasuk daerah anomali.

Secara umum zona anomali terdapat di bagian tengah daerah penyelidikan yaitu berada di sekitar kelompok manifestasi mata air panas sejahtera yang menerus sampai ke daerah mata air panas Kadidia. Penyebaran zona anomali aliran panas permukaan daerah penyelidikan berasosiasi lingkungan geologi endapan permukaan, batuan sedimen dan batuan intrusif berupa granit dan diorit

Total zona anomali aliran panas di daerah penyelidikan mencapai 8,24 km² (garis hitam putus-putus).

PEMBAHASAN

Secara regional daerah panas bumi Kadidia berada di antara dua sesar utama di Sulawesi Tengah yaitu sesar Palu - Koro di sebelah barat dan sesar naik Poso di sebelah timur.

Struktur Depresi terdapat di daerah tengah daerah penyelidikan yang dicirikan oleh bentuk *pull-apart basin* yang terbentuk akibat pergerakan sesar mengiri utama

dimana didalamnya terbentuk depresi sesar-sesar normal. Mengamati bentuk morfologi dan pola struktur secara regional, bentuk depresi ini diperkirakan sebagai hasil *collapse* dari zona sesar mengiri utama yang mengikuti arah pergerakan sesar Palu-Koro. Sistem panas bumi Kadidia diperkirakan dibatasi oleh depresi ini, dimana manifestasi muncul di dalamnya berupa mata air panas.

Aktivitas magmatik di daerah penyelidikan terjadi mulai Kala Pliosen. Produk-produk aktivitas magmatik ini membentuk kompleks plutonik yang tersebar di sebelah utara, timur hingga selatan daerah penyelidikan, yang didominasi oleh batuan beku berkomposisi granitik. Sementara itu aktivitas tektonik yang terjadi pada Kala Pliosen membentuk suatu Sesar mendatar yang berarah baratbaratdaya-timurtimurlaut. Proses geologi selanjutnya adalah proses pengangkatan (*uplift*) dan kegiatan magmatisme diakhiri oleh pembentukan granit pada kala Plioplistosen. Tubuh-tubuh granit ini diperkirakan sebagai produk terakhir dari aktivitas magmatik di daerah penyelidikan dan diduga berasosiasi dengan batuan di bawah permukaan yang masih menyimpan panas sebagai sumber panas (*heat source*) yang memiliki sisa panas dari dapur magma.

Penyebaran manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan dikontrol oleh sesar normal yang berarah baratdaya-timurlaut dan sesar mendatar berarah barat-timur.

Manifestasi aktif di daerah panas bumi Kadidia ini berupa pemunculan mata air panas, dan batuan ubahan hidrotermal.

Kompilasi dari hasil penyelidikan aliran panas dengan hasil penyelidikan geologi, geokimia, dan geofisika menunjukkan adanya kumpulan anomali yang berkorelasi dengan luas prospek panas bumi yang mencakup manifestasi air panas Sejahtera dan Kadidia, memiliki luas sekitar 5,97 km² dan zona anomali ini berkorelasi dengan hampir semua zona anomali survei aliran panas permukaan.

Hasil kompilasi dari beberapa zona anomali yaitu, anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas serta hasil kompilasi dari penyelidikan terdahulu (**Gambar 8**), terdapat konsistensi di bagian tengah daerah penyelidikan. Konsistensi ini kemungkinan berkaitan erat dengan batuan intrusif berupa granit dan diorit.

KESIMPULAN

Dari hasil survei aliran panas permukaan diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut :

- Dari hasil pengukuran diketahui untuk daerah Kadidia temperatur dasar lubang

DAFTAR PUSTAKA

Bachri, Sjaiful & Alzwar, Muzil, 1975. "Laporan Inventarisasi Kenampakan Gejala Panasbumi Daerah Sulawesi Selatan", Dinas Vulkanologi, Bagian Proyek Survei Energi Geotermal, Bandung.

Bemmelen, van R.W., 1949. "The Geology of Indonesia". Vol. I A. The Hague. Netherlands.

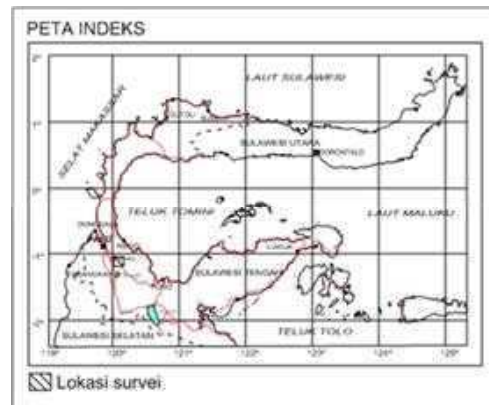
berkisar antara 26,73 hingga 34,12 °C dengan luas daerah anomali mencapai ± 9,07 km².

- Sebaran nilai gradien temperatur permukaan di daerah Kadidia berkisar antara 0,01 hingga 0,57 °C/m dengan total luas zona anomali adalah ± 8,51 km².
- Sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) di daerah Kadidia berkisar antara 0,03 hingga 1,98 W/m² dengan total luas zona anomali adalah ± 8,24 km².
- Hasil kompilasi dari beberapa zona anomali yaitu, anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas serta hasil kompilasi geosains, terdapat konsistensi di bagian tengah daerah penyelidikan. Konsistensi ini kemungkinan berkaitan erat dengan batuan intrusif berupa granit dan diorit.

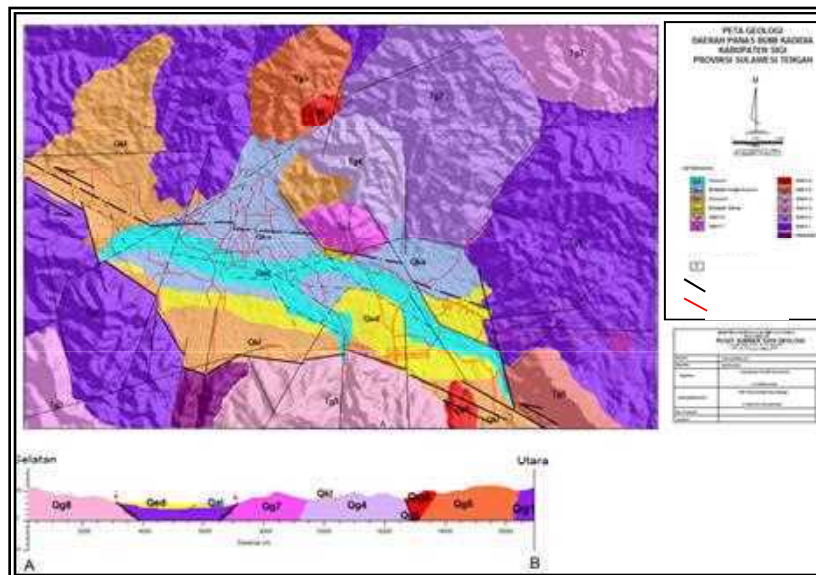
UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kami ucapkan kepada semua pihak yang membantu dalam pembuatan tulisan ini, yang telah memberi kemudahan dalam mengakses data yang diperlukan

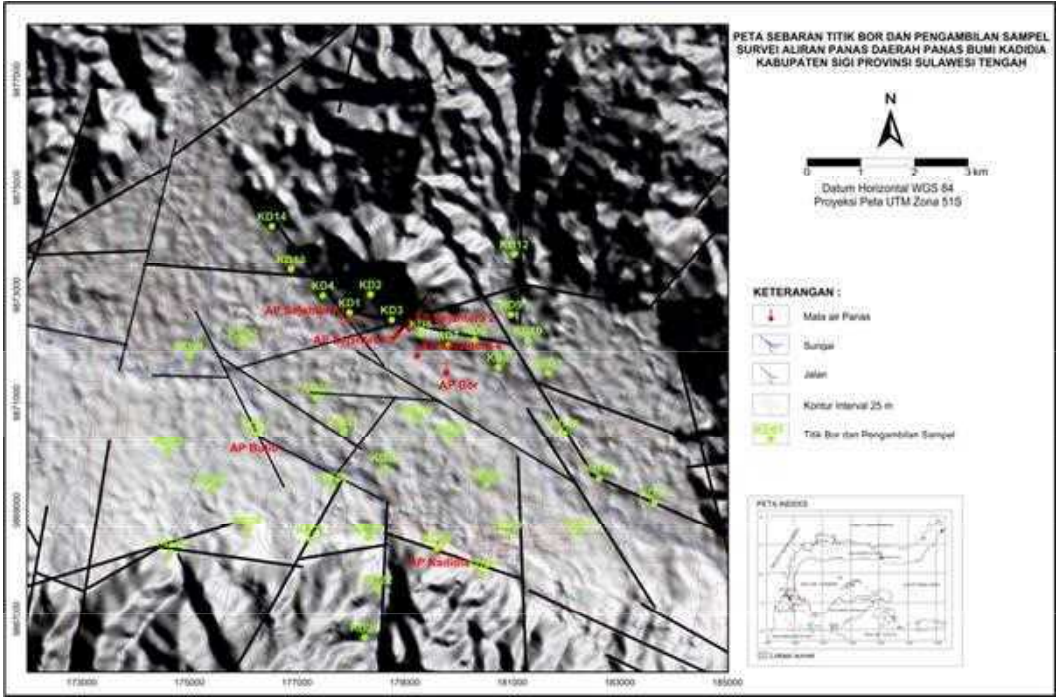
- Hamilton W., 1979. "*Tectonic of Indonesia Region*", Geol. Surv. Prof. Papers, U.S. Govt. Print Off., Washington.
- Lawless, J., 1995. "*Guidebook: An Introduction to Geothermal System*". Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977. "*Chemistry and Geothermal System*". Academic Press Inc. Orlando.
- Ratman, N & Atmawinata, S., 1993. "Peta Geologi Lembar Mamuju, Sulawesi Skala 1:250.000". Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi. Bandung.
- Stüwe K, 2007, "*Geodynamics of the Lithosphere*", An Introduction, 2nd edition, Springer Verlag 493 pages
- Tim Survei Terpadu, 2012, Survei Terpadu Geologi, Geokimia, Dan Geofisika Daerah Panas Bumi Kadidia, Kabupaten Sigi, Sulawesi Tengah, PSDG.
- Tim Survei MT., 2012, Laporan Survei Magnetotelurik (MT), Daerah Panas Bumi Kadidia, Kabupaten Sigi, Provinsi Sulawesi Tengah, PSDG.



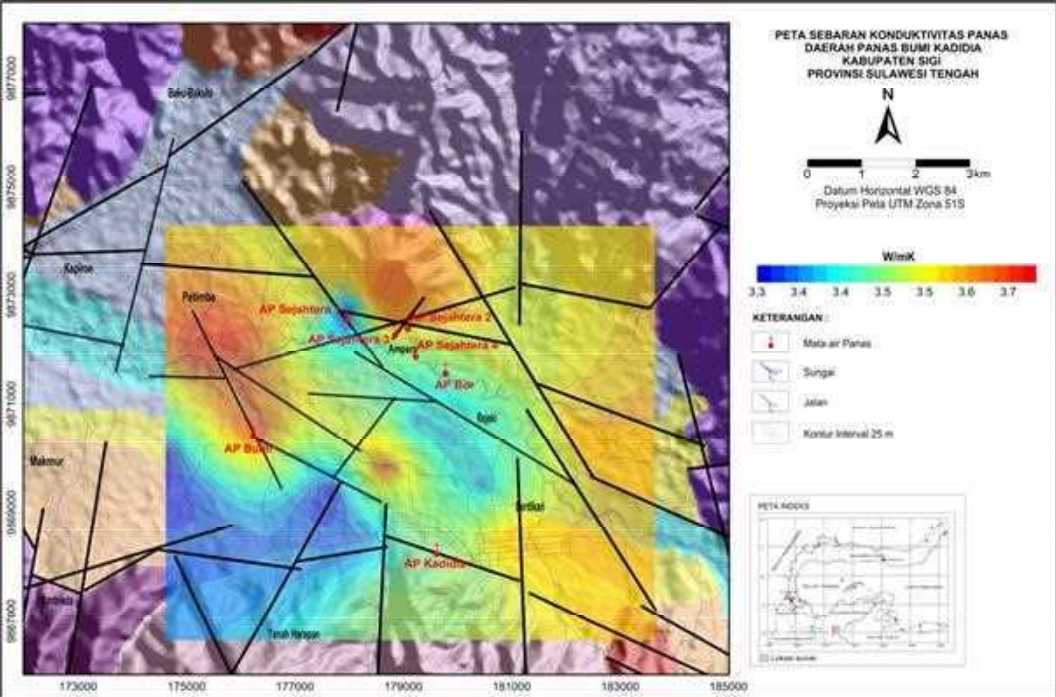
Gambar 1 Peta Lokasi Daerah Penyelidikan



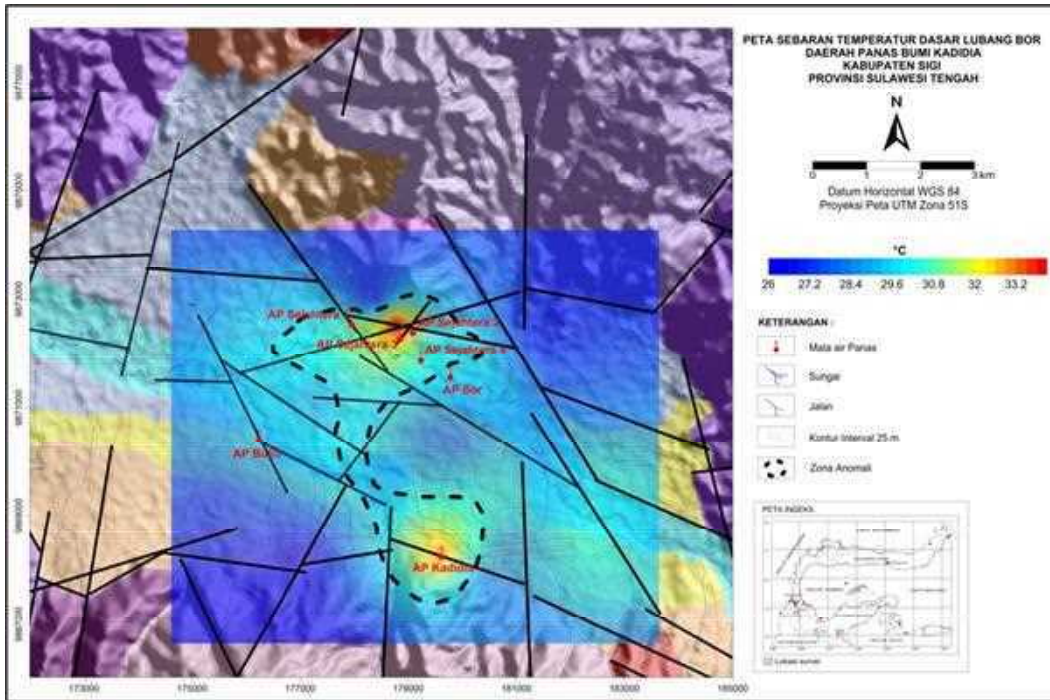
Gambar 2 Peta Geologi Daerah Penyelidikan



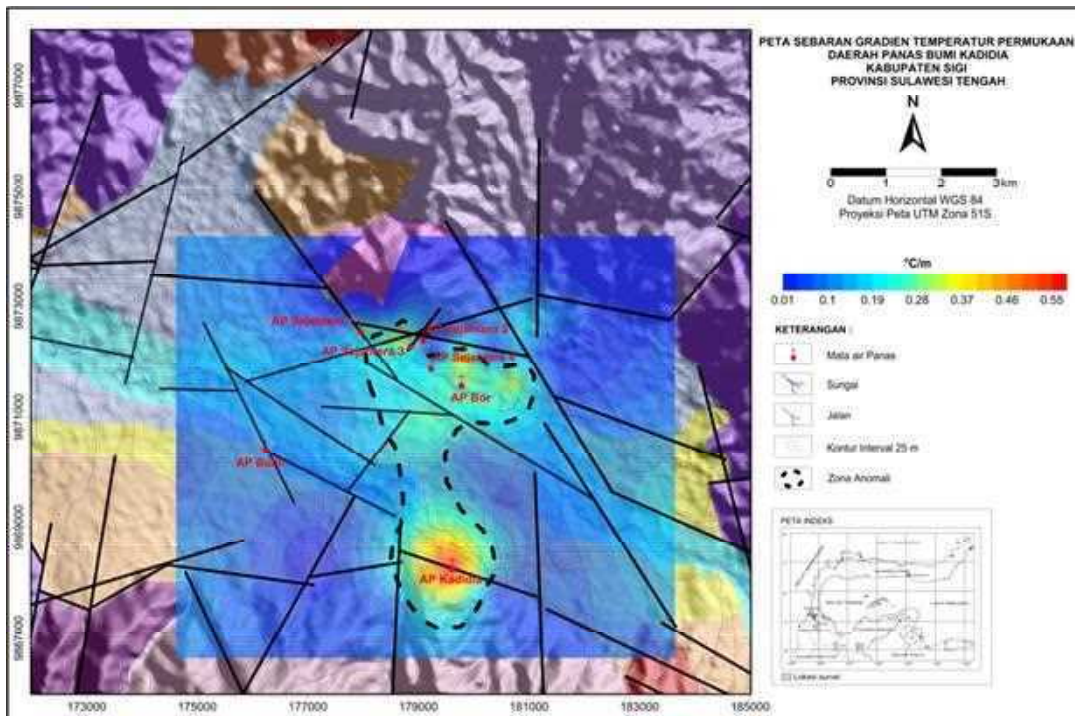
Gambar 3 Peta sebaran titik bor dan pengambilan sampel daerah Kadidia



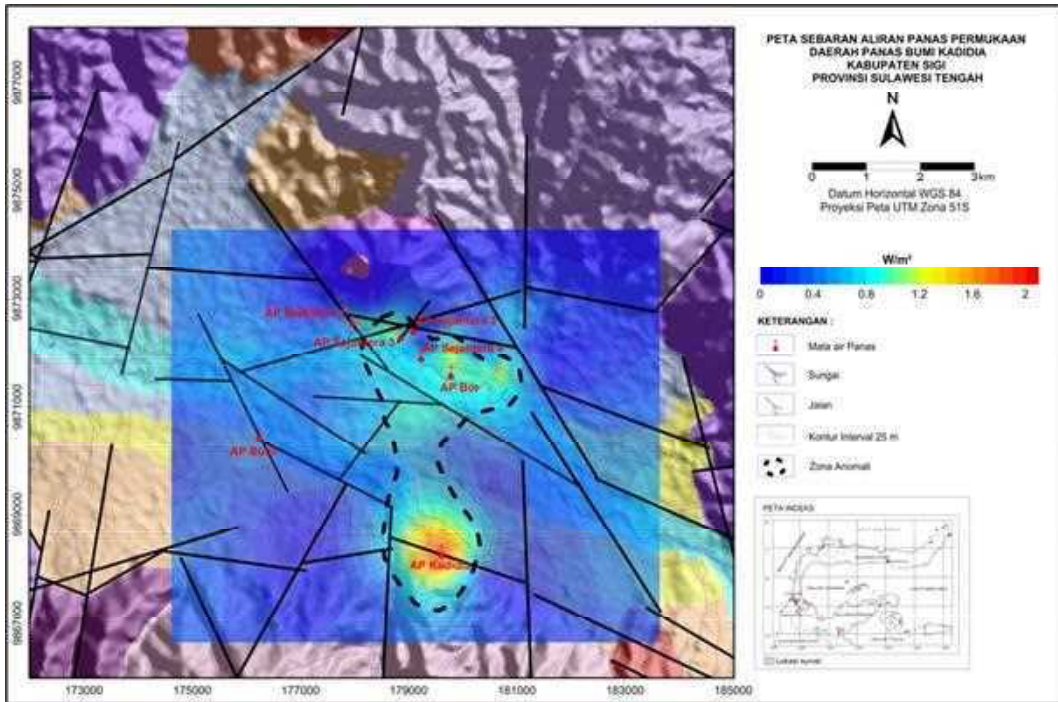
Gambar 4 Peta sebaran konduktivitas panas daerah Kadidia.



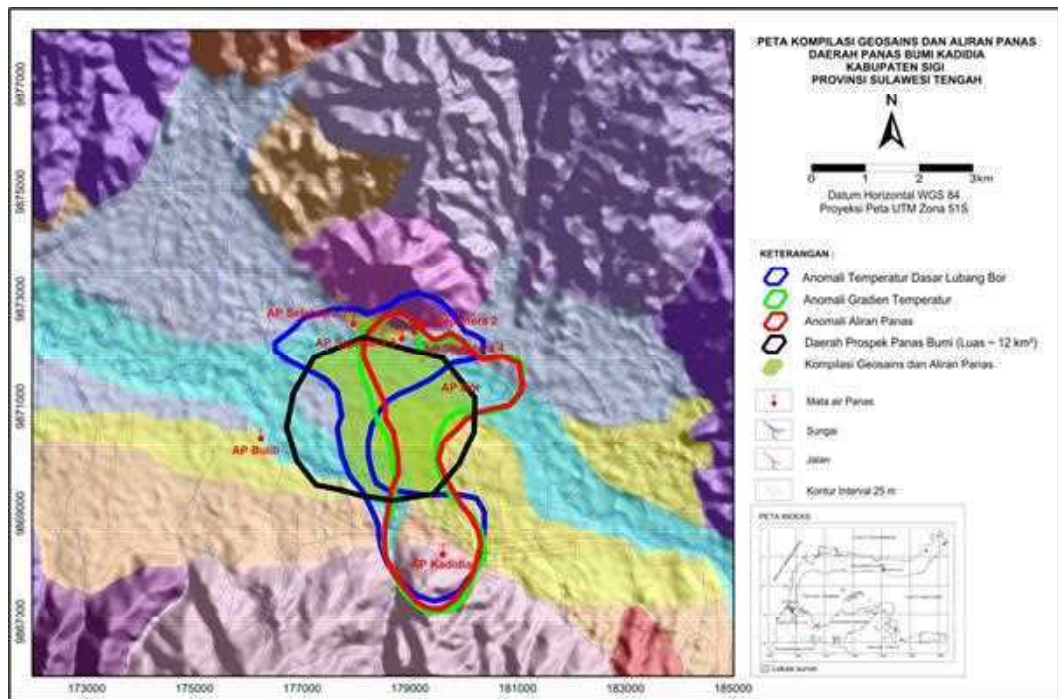
Gambar 5 Peta sebaran temperatur dasar lubang bor daerah Kadidia.



Gambar 6 Peta sebaran gradien temperatur permukaan daerah Kadidia



Gambar 7 Peta sebaran aliran panas permukaan daerah Kadidia



Gambar 8 Peta kompilasi geosain dan aliran panas daerah Kadidia

SURVEI ALIRAN PANAS DAERAH PANAS BUMI SUMANI KABUPATEN SOLOK, PROVINSI SUMATERA BARAT

Moch. Budiraharja, Robertus L.S. Simarmata, Arif Munandar

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Survei aliran panas dikonsentrasikan di daerah prospek panas bumi Sumani yang secara administratif termasuk ke dalam wilayah Kecamatan X Koto Singkarak, Kabupaten Solok, Provinsi Sumatera Barat.

Gejala panas bumi di daerah survei ditandai dengan kemunculan manifestasi panas bumi berupa mata air panas yang tersebar di lima lokasi dengan temperatur berkisar antara 34,9 °C s.d. 71,6 °C.

Pengukuran temperatur dasar lubang memperlihatkan temperatur terendah adalah 24,30 °C dan tertinggi 40,16 °C dengan nilai rata-rata 28,67 °C dan nilai latar 31,51 °C. Dengan menggunakan nilai latar 31,51 °C diketahui bahwa zona anomali temperatur terkonsentrasi di sekitar mata air panas Lawi-Karambia.

Nilai gradien termal yang terukur berkisar antara 0,01 hingga 1,41 °C/m dengan rata – rata 0,11°C/m. Zona anomali gradien termal dengan nilai latar 0,35 °C/m terkonsentrasi di sekitar mata air panas Lawi-Karambia dengan luas mencapai 2,32 km².

Nilai aliran panas (*heat flow*) terukur berkisar antara 0,01 hingga 5,05 W/m², dengan rata-rata 0,35 W/m². Total zona anomali aliran panas dengan nilai latar 1,21 °C/m mencapai 2,40 km² juga terkonsentrasi di sekitar mata air panas Lawi-Karambia.

Kompilasi data geosains dari hasil penyelidikan terdahulu menunjukkan adanya konsistensi kumpulan anomali yang berkorelasi dengan hampir semua zona anomali survei aliran panas dengan luas sekitar 20 km².

Kata kunci : *prospek, panas bumi, temperatur, gradien termal, aliran panas, kompilasi.*

1. PENDAHULUAN

Daerah panas bumi Sumani terletak di Kecamatan X Koto, Kabupaten Solok, Provinsi Sumatera Barat. Secara geografis area survei aliran panas terletak pada koordinat 100° 30' 3" BT – 100° 42' 26.83" BT dan 0° 37' 58.10" LS - 0° 49' 56.50" LS

atau 667.000 – 690.000 mT dan 9.908.000 – 9.930.000 mS dengan luas daerah 506 km² (**Gambar 1**).

Survei aliran panas ini dilakukan untuk mengetahui dan memastikan sebaran prospek panas dan aliran panas dangkal secara vertikal dan horizontal dengan

membandingkan karakteristik batuan dan fluida dalam sistem panas bumi di daerah Sumani.

2. LANDASAN GEOSAINS

2.1 Geologi

Morfologi perbukitan vulkanik tersebar di bagian barat daya daerah survei yang tersusun dari batuan hasil kegiatan vulkanik kuartar. Morfologi Perbukitan non vulkanik tersebar pada bagian timur dan barat laut daerah survei, tersusun oleh batuan berumur tersier dan pra tersier (granit, batugamping dan metamorf), sedangkan morfologi pedataran tersebar di bagian tengah daerah survei.

Secara umum penyebaran batuan di daerah panas bumi Sumani dikelompokkan ke dalam 12 satuan batuan yang terdiri dari satuan Meta Batugamping (PKg), Metamorf (TRm), Intrusi Granit (TRig), Intrusi Andesit (Tia), Vulkanik Tersier (Tvl), Endapan Danau (Qed), Lava Tinjau Laut (QTI), Aliran Piroklastik Tinjau Laut (QTap), Endapan Freatik (Qef), Lava Cubadak (QCI), Lava Gajah Dubalang (QGI), dan Aluvium (Qal) (**Gambar 2**).

Kemunculan manifestasi panas bumi diperkirakan berkaitan erat dengan aktivitas vulkanik terakhir dari Bukit Tinjau Laut. Penyebarannya menempati bagian tengah daerah survei berupa pemunculan mata air panas yang dikontrol oleh aktivitas sesar-sesar yang berarah baratlaut-tenggara dan baratdaya-timurlaut. Berdasarkan analisis geologi, daerah

panas bumi Sumani ini berasosiasi dengan lingkungan geologi vulkanik kuartar.

2.2 Geokimia

Manifestasi panas bumi di permukaan muncul berupa lima mata air panas yaitu mata air panas Karambia (APK), mata air panas Lawi (APLA), mata air panas Lakuak (APL), mata air panas Tubatiah (APT) dan mata air panas Lubuk Jange (APLJ). Temperatur terukur pada lima mata air panas tersebut berkisar antara 34,9 °C - 71,6 °C, dengan debit antara 0,1 l/detik – 1 l/detik.

Plotting pada diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃, menunjukkan air panas Karambia, Lawi dan Lakuak bertipe Klorida, sedangkan air panas Tubatiah dan air panas Lubuk Jange bertipe bikarbonat. Hasil analisis Isotop ¹⁸O dan ²H menunjukkan indikasi terjadi pengayaan ¹⁸O pada air panas Karambia, Lawi dan Lakuak.

Perhitungan geotermometer dengan model pencampuran silika (*silica mixing model*) dapat diduga bahwa suhu bawah permukaan yang berhubungan dengan reservoir panas bumi daerah Sumani sebesar 190 °C.

2.3 Geofisika

Daerah demagnetisasi yang ditandai dengan adanya sebaran anomali magnet rendah menyebar di sekitar mata air panas Karambia, Lawi, Lakuak dan Tubatiah.

Anomali gaya berat sisa memperlihatkan beberapa liniasi kontur yang mengindikasikan adanya struktur geologi berupa sesar. Kelurusan di bagian tengah daerah survei memiliki arah barat-laut-tenggara, diduga merupakan struktur utama Sumatera dan diperkirakan mengontrol keberadaan mata air panas Lubuk Jange. Pola kelurusan terlihat juga di bagian baratdaya dengan arah liniasi baratdaya-timurlaut. Kelurusan berarah baratdaya-timurlaut ini diperkirakan mengontrol kemunculan mata air panas Lawi, Karambia dan Lakuak.

Hasil survei geolistrik tahanan jenis memperlihatkan zona tahanan jenis rendah tersebar di bagian timurlaut dan memanjang ke arah selatan, sedangkan daerah yang diperkirakan sebagai zona prospek panas bumi adalah daerah dengan tahanan jenis rendah terdapat di bagian selatan. Zona prospek ini diindikasikan dengan keberadaan manifestasi mata air panas Karambia dan Lakuak.

Kompilasi dari metode geofisika, geologi dan geokimia menunjukkan adanya kumpulan anomali yang berkorelasi dengan luas prospek panas bumi. Daerah yang diasumsikan anomali berdasarkan metode geofisika adalah tahanan jenis rendah, gaya berat tinggi dan magnet rendah, sedangkan berdasarkan geologi dan geokimia ditunjukkan oleh kerapatan liniasi struktur, Hg dan CO₂ yang tinggi. Deliniasi dari anomali-anomali tersebut mencakup manifestasi panas bumi

Karambia, Lawi, Lakuak, Tubatih dan Lubuk Jange dengan luas sekitar 20 km² (**Gambar 3**).

3. METODOLOGI

Secara garis besar metode survei aliran panas dangkal terdiri pengeboran lubang dengan kedalaman antara 5 – 10 m, pengukuran temperatur dasar lubang dengan menggunakan thermometer digital, pengukuran konduktivitas batuan/tanah dan pembuatan peta sebaran temperatur dasar lubang, peta sebaran gradien temperatur permukaan dan peta sebaran aliran panas permukaan.

4. HASIL SURVEI

Penyebaran lubang bor sebagaimana terlihat pada **Gambar 4**. Pengeboran dilakukan dengan menggunakan *hand auger* dan mesin bor portabel sebanyak 36 lubang bor dengan kedalaman antara 5 - 10 meter dengan diameter lubang berukuran 2 ½".

Pengukuran temperatur dilakukan setelah lubang dianggap stabil dan dilakukan pada pagi hari untuk menghindari pengaruh panas dari permukaan, terutama untuk daerah/ lokasi yang terbuka atau terkena sinar matahari secara langsung. Dari hasil pengukuran diketahui temperatur dasar lubang berkisar antara 24,30 hingga 40,16 °C dengan rata-rata 28,67 °C.

Hasil pengukuran nilai konduktivitas panas (*k*) menunjukkan bahwa rata-rata nilai konduktivitas adalah 3,25 W/m.K dengan

kisaran nilai antara 2,67 hingga 3,59 W/m.K. Pada umumnya nilai konduktivitas batuan akan semakin tinggi pada batuan yang masih segar kondisinya selain itu batuan yang mengandung mineral mafik tinggi (basa dan ultrabasa) umumnya mempunyai nilai k lebih tinggi dari pada batuan berkomposisi asam, hal ini karena kandungan mineral mafik yang tersusun oleh unsur logam magnesium (Mg) dan besi (Fe).

4.1 Sebaran Temperatur Dasar Lubang Bor

Penghitungan statistik terhadap temperatur dasar lubang dengan menggunakan grafik probabilitas menghasilkan nilai latar atau *background* sebesar 31,51 °C, sehingga temperatur yang mempunyai nilai lebih tinggi dari 31,51 °C adalah temperatur anomali. Penyebaran zona anomali temperatur berada di sekitar manifestasi air panas Lawi dan Karambia yang lingkungan geologinya adalah batuan vulkanik aliran piroklastik Tinjau Laut di mana di sekitar manifestasi terdapat endapan sinter karbonat yang cukup luas. Luas areal daerah anomali temperatur dasar lubang bor daerah Sumani ini mencapai 2,87 km². (**Gambar 5**).

4.2 Sebaran Gradien Temperatur Permukaan

Nilai gradien termal yang terukur berkisar antara 0,01 hingga 1,41 °C/m dengan rata-rata 0,11 °C/m. Secara umum zona

anomali berada di sekitar manifestasi mata air panas Lawi dan Karambia. Penyebaran zona anomali gradien temperatur daerah survei berasosiasi dengan lingkungan geologi batuan vulkanik kuartar berupa aliran piroklastik Tinjau Laut serta berasosiasi juga dengan manifestasi panas bumi berupa mata air panas Lawi dan Karambia. Total zona anomali gradien temperatur di daerah penyelidikan dengan mengambil nilai latar 0,35 °C/m mencapai 2,32 km² (garis merah putus-putus pada **Gambar 6**).

4.3 Sebaran Aliran Panas Permukaan

Nilai aliran panas permukaan (*heat flow*) berkisar antara 0,01 hingga 5,05 W/m², dengan rata-rata 0,35 W/m². Zona anomali aliran panas permukaan muncul di sekitar mata air panas Lawi dan Karambia. Zona ini berasosiasi lingkungan geologi batuan vulkanik berupa aliran piroklastik Tinjau laut. Total zona anomali aliran panas di daerah penyelidikan dengan mengambil nilai latar 1,21 °C/m mencapai 2,40 km² (garis merah putus-putus pada **Gambar 7**).

5. PEMBAHASAN

Penyebaran manifestasi panas bumi berada di bagian tengah daerah survei berupa pemunculan mata air panas. Pemunculan manifestasi-manifestasi ini dikontrol oleh aktivitas sesar-sesar yang berarah baratlaut-tenggara dan baratdaya-timurlaut. Dari analisis geologi, daerah panas bumi Sumani ini berasosiasi dengan

lingkungan geologi vulkanik kuarter. Kemunculan manifestasi panas bumi diperkirakan berkaitan erat dengan aktivitas vulkanik terakhir dari Bukit Tinjau Laut.

Secara umum penyebaran batuan di daerah panas bumi Sumani berdasarkan hasil penyelidikan terdahulu dikelompokkan ke dalam 12 satuan batuan, yang terdiri dari satuan Meta Batugamping, Metamorf, Intrusi Granit, Intrusi Andesit, Vulkanik Tersier, Endapan Danau (Qed), Vulkanik Kuarter yang terdiri dari Lava Tinjau Laut, Aliran Piroklastik Tinjau Laut, Endapan Freatik, Lava Cubadak, Lava Gajah Dubalang, dan Aluvium (Qal).

Pembentukan sistem panas bumi di daerah Sumani diperkirakan berkaitan erat dengan aktivitas vulkanik Tinjau Laut yang masih menyimpan sisa panas dari dapur magma. Sisa panas tersebut berperan sebagai sumber panas yang memanasi air bawah permukaan yang kemudian naik melalui celah-celah/rekahan dan terperangkap dalam reservoir panas bumi.

Daerah Sumani berada pada zona sesar besar Sumatera dengan banyak struktur geologi (kekar dan sesar) yang berkembang menjadikan daerah ini memiliki kemampuan untuk meloloskan air permukaan (*meteoric water*) ke bawah permukaan. Sebagian air meteorik tersebut kemudian berinteraksi dengan fluida magmatik dan gas-gas vulkanik yang berasal dari tubuh magma dan terjadi rambatan panas yang menghasilkan fluida

panas. Fluida panas yang terbentuk kemudian terakumulasi dalam lapisan reservoir yang berdaya lulus tinggi (*permeable*).

Kompilasi dari beberapa zona anomali hasil survei aliran panas (anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas) dengan hasil survei terdahulu (survei geologi, geokimia dan geofisika) menunjukkan adanya konsistensi daerah anomali di sekitar manifestasi panas bumi Sumani, Tanjung Bungkung dan Lubuk Jange dengan luas sekitar 20 km² (**Gambar 8**).

6. KESIMPULAN

Dari hasil survei aliran panas permukaan diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut :

- Dari hasil pengukuran diketahui untuk daerah Sumani temperatur dasar lubang berkisar antara 24,30 hingga 40,16 °C, dengan temperatur tertinggi adalah 40,16°C yang didapat dari dasar lubang SMN-01 yang berada di dekat manifestasi air panas Lawi - Karambia dengan luas daerah anomali mencapai $\pm 2,87$ km².
- Sebaran nilai gradien temperatur permukaan di daerah Sumani berkisar antara 0,01 hingga 1,41 °C/m dengan total luas zona anomali adalah $\pm 2,32$ km².
- Sebaran nilai aliran panas (*heat flow*) di daerah Sumani berkisar antara

0,01 hingga 5,05 W/m² dengan total luas zona anomali adalah ± 2,40 km².

- Kompilasi dari beberapa zona anomali hasil survei aliran panas (anomali gradien termal, anomali temperatur dasar lubang, anomali aliran panas) dengan hasil survei terdahulu (survei geologi, geokimia dan geofisika) menunjukkan adanya konsistensi daerah anomali di sekitar manifestasi

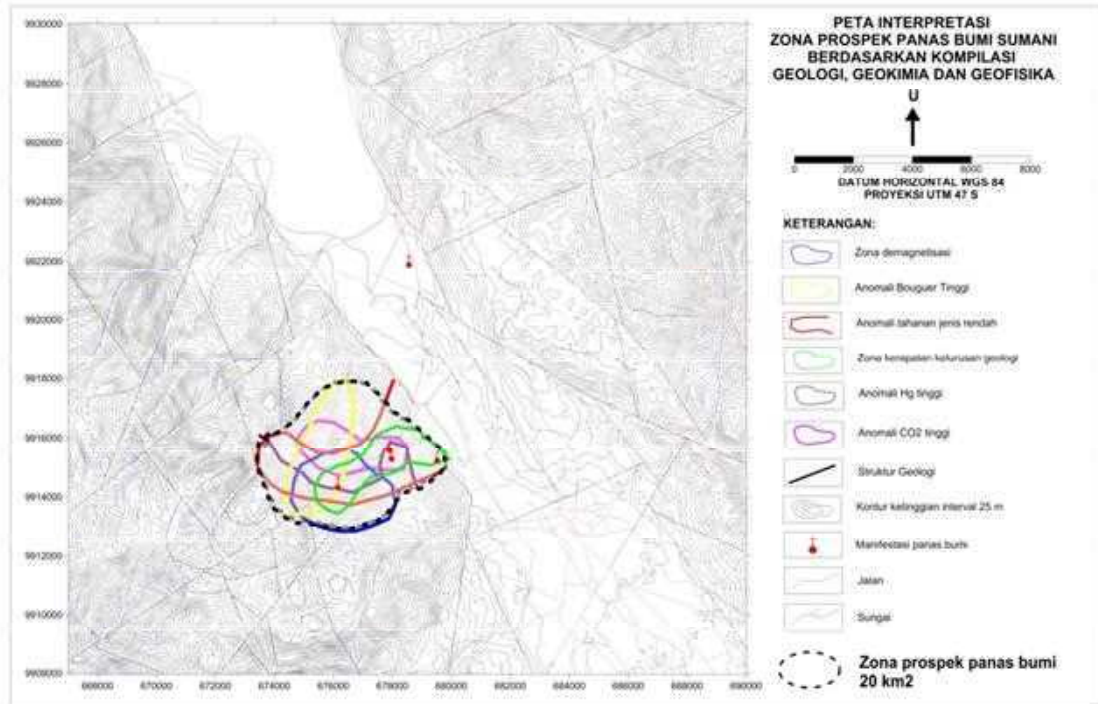
panas bumi Sumani, Tanjung Bingkung dan Lubuk Jange.

UCAPAN TERIMA KASIH

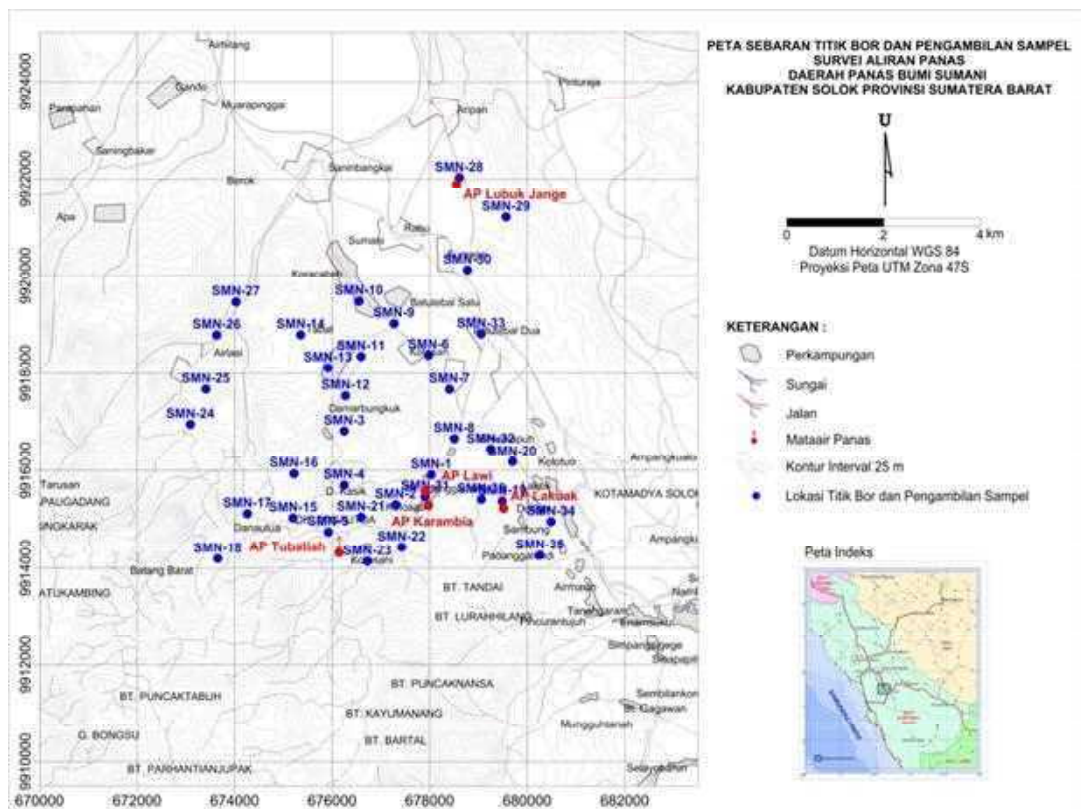
Ucapan terima kasih kami sampaikan kepada semua pihak yang telah membantu serta memberi kemudahan dalam mengakses data yang diperlukan dalam pembuatan tulisan ini.

DAFTAR PUSTAKA

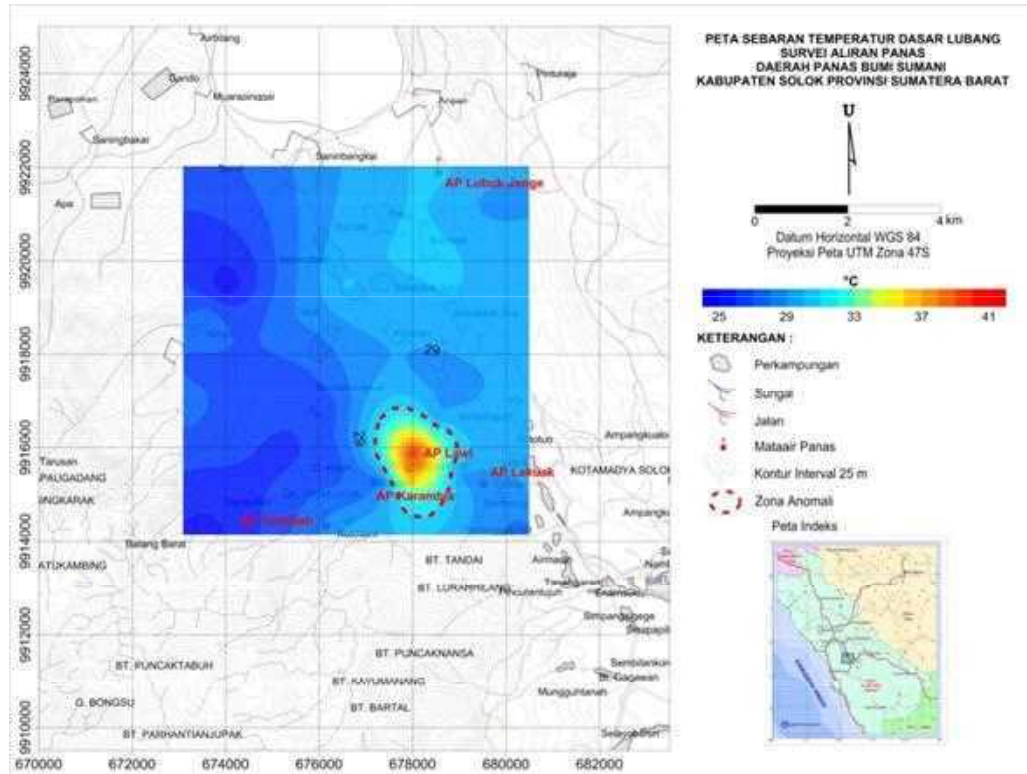
- Fournier, R.O., (1981), *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, "Geothermal System : Principles and Case Histories"*. John Willey & Sons, New York.
- Giggenbach, W.F., (1988), *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na – K - Mg – Ca Geo Indicators*, *Geochemica Acta* 52, 2749 – 2765.
- Mahon K., Ellis, A.J., (1977), *Chemistry and Geothermal System*, Academic Press, Inc. Orlando.
- Stuwe, K. (2007), *Geodynamics of The Lithosphere*, 2th edition, Springer Berlin.
- Tim Pengembangan Metode Termal (1997), Pengukuran Aliran Panas Daerah Guci- Jawa Tengah, PPPTMGB "LEMIGAS".
- Tim Survei Terpadu (2011), Survei Terpadu Geologi Geokimia Daerah Panas Bumi Sumani, Kabupaten Solok, Sumatera Barat, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei Aliran Panas (2011), Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Lainea, Kabupaten Konawe Selatan, Sulawesi Tenggara, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei Aliran Panas (2011), Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Kampala, Kabupaten Sinjai, Sulawesi Selatan, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei Aliran Panas (2012), Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Bittuang, Kabupaten Tana Toraja, Sulawesi Selatan, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei Aliran Panas (2012), Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Suwawa, Kabupaten Bone Bolango, Gorontalo, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Tim Survei Aliran Panas (2012), Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Lompio-Tambu, Kabupaten Donggala, Sulawesi Tengah, Pusat Sumber Daya Geologi.



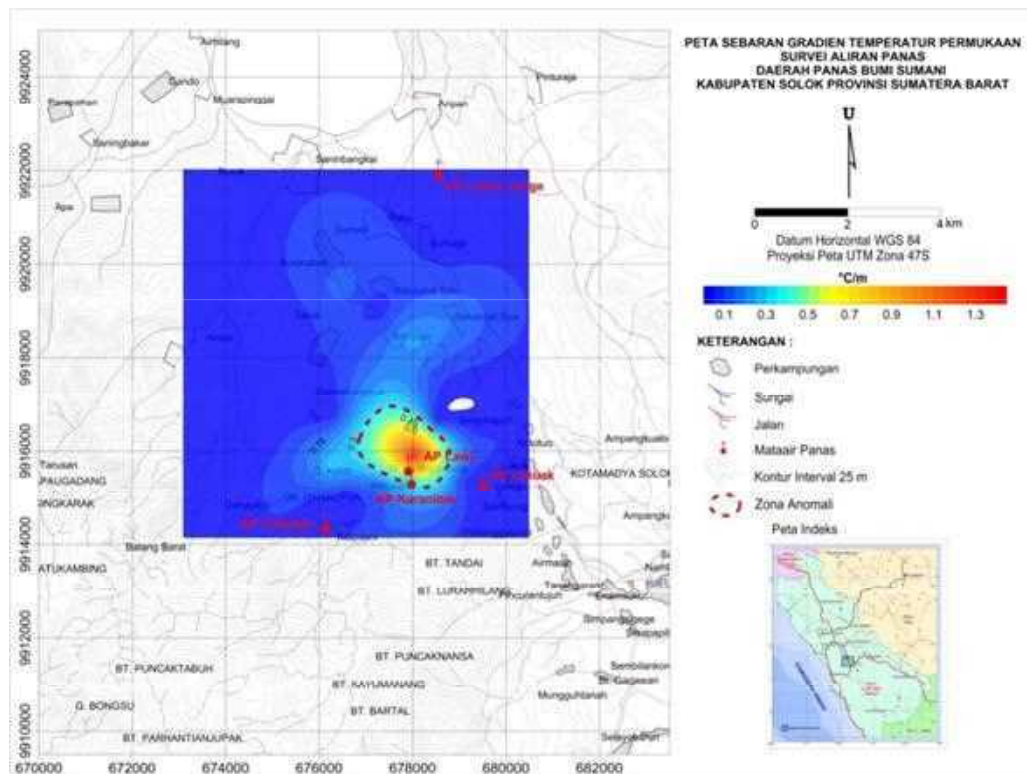
Gambar 3 Peta Kompilasi Geologi, Geokimia dan Geofisika Daerah Panas Bumi Sumani



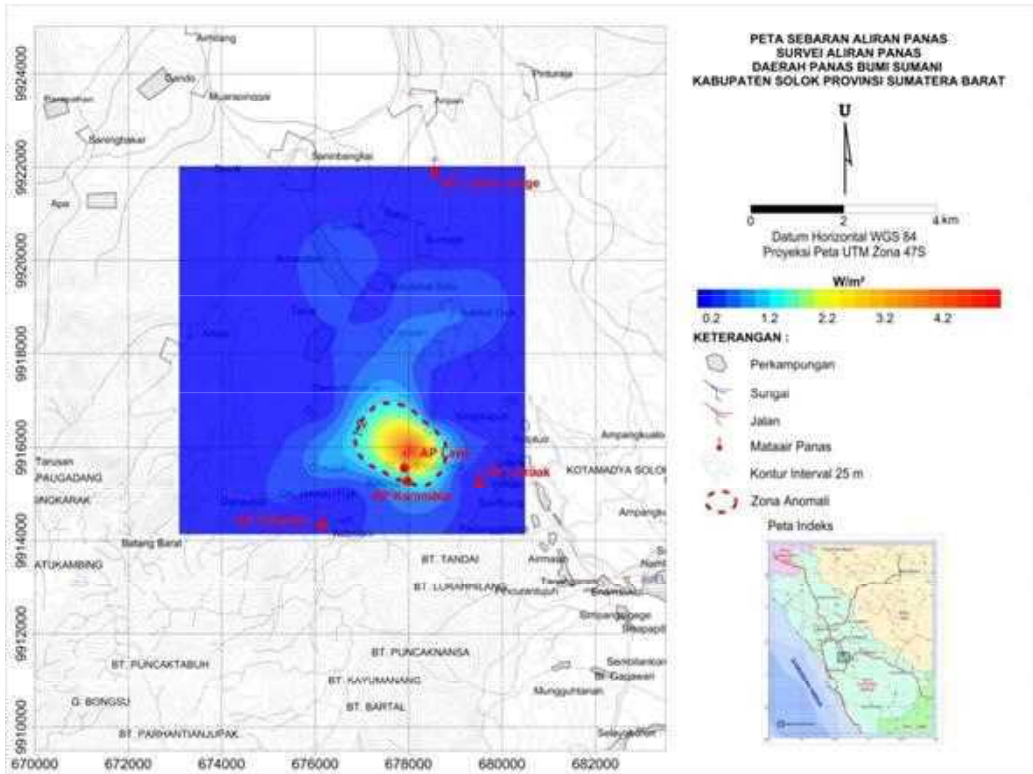
Gambar 4 Peta Sebaran Titik Bor dan Pengambilan Sampel Daerah Panas Bumi Sumani



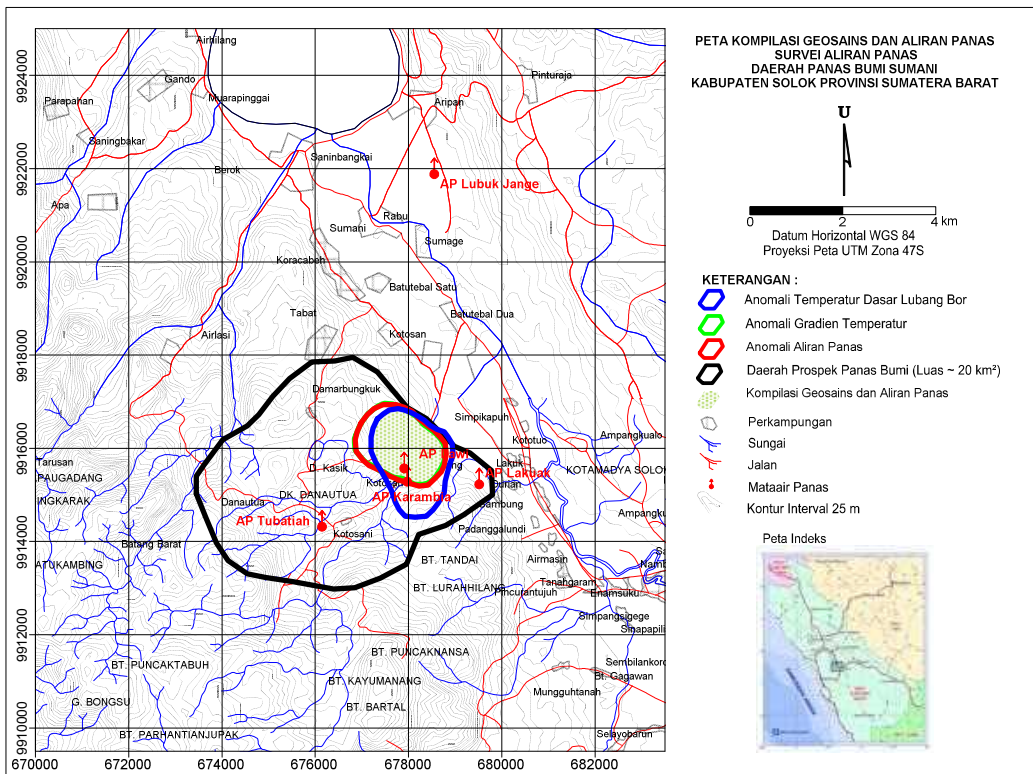
Gambar 5 Peta Sebaran Temperatur Dasar Lubang Bor Daerah Panas Bumi Sumani



Gambar 6 Peta Sebaran Gradient Temperatur Daerah Panas Bumi Sumani



Gambar 7 Peta Sebaran Aliran Panas Permukaan Daerah Panas Bumi Sumani



Gambar 8 Peta Kompilasi Geosains dan Aliran Panas Daerah Panas Bumi Sumani

GEOLOGI DAN GEOKIMIA PANAS BUMI DAERAH AMPALLAS KABUPATEN MAMUJU, PROVINSI SULAWESI BARAT

Dede Iim Setiawan, Anna Yushantarti, Dikdik Risdianto

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

S A R I

Daerah panas bumi Ampallas berada pada Busur Magmatik Bagian Barat dari Mandala Geologi Sulawesi Barat. Aktivitas magmatismenya mengakibatkan daerah ini tersusun oleh dominasi batuan vulkanik berumur Tersier sampai Kuartar. Kehadiran batuan vulkanik Kuartar di daerah yang memiliki permeabilitas cukup baik sebagai hasil dari aktivitas tektonik pada Zaman Tersier, kondisi ini menunjang pembentukan sistem panas di daerah ini. Kegiatan vulkanisme terakhir terlihat dari kehadiran kubah lava andesit Gunung Manututu berumur $0,3 \pm 0,1$ Juta Tahun atau Plistosen. Sisa panas yang berasal dari lava inilah diduga sebagai sumber panas (*heat sources*) dalam sistem panas bumi Ampallas.

Manifestasi panas bumi di permukaan terdiri dari mata air panas dan batuan ubahan. Mata air panas tersebar di 4 lokasi berbeda, yaitu di Ampallas, Batupane, Gantungan, dan Karema, dengan temperatur 34 - 67°C. Energi panas yang hilang secara alamiah dari beberapa mata air panas tersebut adalah sebesar 0,46 MW_{termal}. Manifestasi batuan ubahan terdapat di Daerah Ampallas, yaitu pada kaki bukit sebelah baratdaya Gunung Manututu, pada lava andesit Manututu. Mineral lempung yang terbentuk dari proses ubahan batuan adalah kaolinit dan monmorilonit, ubahannya bertipe argilik.

Air panas Ampallas, Karema, dan Gantungan diperkirakan berasal dari reservoir panas bumi yang kemudian mengalami pencampuran dengan air permukaan ketika bergerak dari reservoir menuju ke permukaan. Air panas Ampallas yang bertipe klorida-bikarbonat dan mengalami kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*) diperkirakan berasal dari reservoir panas bumi yang sama dengan Batupane, memiliki temperatur reservoir sebesar 170°C. Sedangkan air panas Karema dan Gantungan yang bertipe bikarbonat diperkirakan berasal dari reservoir panas bumi lainnya.

Dengan temperatur reservoir sebesar 170°C, luas daerah prospek 3 km², maka potensi energi panas bumi dalam sistem panas bumi Ampallas adalah sebesar 6 MWe pada kelas sumberdaya hipotetik.

Kata kunci: panas bumi ampallas, potensi panas bumi

PENDAHULUAN

Daerah panas bumi Ampallas termasuk ke dalam Wilayah Kecamatan Kaluku dan Kecamatan Mamuju, Kabupaten Mamuju, Provinsi Sulawesi Barat. (Gambar 1).

Secara regional daerah penyelidikan termasuk ke dalam busur magmatik bagian barat dari Mandala Barat Sulawesi yang mempunyai batuan penyusun lebih bersifat kontinen, yaitu terdiri atas batuan gunungapi dan batuan sedimen berumur Mesozoikum-Kuarter, dan batuan malihan berumur Kapur. Batuan tersebut diterobos granitoid bersusunan granodioritik sampai granitik berupa batolit, stok, dan retas.

METODOLOGI

Metode geologi digunakan untuk mengetahui sebaran batuan, mengenali gejala tektonik, batuan ubahan, dan karakteristik fisik daerah manifestasi. Pemetaan morfologi, satuan batuan, struktur geologi, dan manifestasi panas bumi, dimaksudkan untuk lebih mengetahui hubungan antara semua parameter geologi yang berperan dalam pembentukan sistem panas bumi di daerah tersebut.

Metode geokimia dilakukan untuk mengetahui karakteristik fluida dan kondisi reservoir panas bumi. Karakteristik beberapa parameter diperoleh dari jenis manifestasi, konsentrasi senyawa kimia terlarut dan terabsorpsi dalam fluida panas yang terkandung dalam sampel air, dan anomali distribusi horisontal pada tanah dan udara tanah pada kedalaman satu

meter sebagai indikasi sumber daya panas bumi. Parameter yang digunakan meliputi sifat fisika dan kimia manifestasi, data hasil analisis kimia air, serta Hg tanah dan CO₂ udara tanah.

Kompilasi metode geologi dan geokimia menghasilkan model tentatif sistem panas bumi berikut dengan sebaran daerah prospek dan potensi panas buminya.

MANIFESTASI PANAS BUMI

Manifestasi panas bumi di permukaan terdiri dari mata air panas dan batuan ubahan. Mata air panas tersebar di 4 lokasi berbeda, yaitu di Ampallas, Batupane, Gantungan, dan Karema, dengan temperatur 34 – 67 °C.

Mata air panas Ampallas berada di Desa Ampallas. Mata air panas keluar berupa rembesan air panas di pinggir sungai Ampallas sepanjang sekitar 200 m, baik di pinggir sebelah utara maupun selatan. Temperatur air panas 35 - 66,6 °C pada temperatur udara sekitar 29,9 °C dengan pH 6,84-7,22, daya hantar listrik 551-1920 µS/cm dan debit 0,5 liter/detik.

Mata air hangat Batupane berada di Desa Batupane, Kecamatan Mamuju. Mata air hangatnya muncul dari celah breksi. Temperatur air hangat 40,3 °C pada temperatur udara 28,9 °C dengan pH 8,66, daya hantar listrik 360 µS/cm, dan debit 1 liter/detik.

Mata air hangat Karema berada di Desa Karema, Kecamatan Mamuju. Kondisi mata air hangat telah dibuat menjadi kolam air

hangat dengan penyemenan di sekelilingnya dan dijadikan sebagai obyek wisata bagi masyarakat. Temperatur air hangat 48 °C pada temperatur udara 29 °C dengan pH 9,88, daya hantar listrik 1074 $\mu\text{S/cm}$ dan debit 1 liter/detik.

Mata air hangat Gantungan berada di Desa Gantungan. Mata air hangat keluar di pinggir Sungai Gantungan, memiliki temperatur air hangat 34,6 °C pada temperatur udara 25,9 °C dengan pH 8,77, daya hantar listrik 527 $\mu\text{S/cm}$, dan debit 0,5 liter/detik.

Manifestasi batuan ubahan berada pada bukit kecil di kaki Gunung Manututu, Daerah Ampallas. Secara geografis berada pada koordinat 719441 mT dan 9707717 mS pada elevasi 39 mdpl. Temperatur terukur pada batuan ubahan hampir sama dengan temperatur udara luar atau sudah tidak panas lagi.

GEOLOGI

Stratigrafi daerah penyelidikan tersusun oleh 14 satuan batuan (Gambar 2), yaitu Breksi Tandung (Tmbt) sebagai batuan tertua, Tuf Paweang (Tmtp), Lava Basal Ahuni (Tmla), Lava andesit Membungkeng (Tmlb), Breksi Ampallas (Tmba), Tuf Ampallas (Tmta), Lava Andesit Mamuju (Tmlm), Konglomerat Ampallas (Tmka), Tuf Mamuju (Tmtm), Konglomerat Mamuju (Tmkm), Batugamping Mamuju (Tmgm), Lava Andesit Manututu (Qlm), Kubah Andesit Manututu (Qkm), Batugamping

Karampuang (Qg), dan endapan permukaan berupa endapan pantai.

Breksi Tandung bersama Tuf Paweang, Lava Basal Ahuni, dan Lava Basal Membungkeng merupakan produk vulkanik Tersier yang terbentuk pada Kala Miosen Tengah sampai Miosen Akhir. Dalam periode yang hampir bersamaan, di bagian baratdayanya terbentuk batuan gunung api seperti Breksi Ampallas, Tuf Ampallas, dan Lava Andesit Mamuju, sebagai produk vulkanisme berumur Miosen Tengah sampai Miosen Akhir. Semakin ke barat daya, produk vulkanik dari bagian barat berupa Tuf Mamuju semakin mendominasi. Di bagian lain, terutama pada bagian muara sungai tua dan tekuk lerengnya terbentuk Konglomerat Ampallas yang bersusunan fragmen-fragmen andesit, basal, dan tuf hasil rombakan batuan sebelumnya. Sedangkan ke bagian baratdaya, sedimentasi yang berlangsung menghasilkan Konglomerat Mamuju dan Batugamping Mamuju. Ketika aktivitas magmatik aktif kembali memasuki Pliosen-Plistosen, terbentuklah Aliran Lava Andesit Gunung Manututu dan diakhiri dengan Kubah Lava Andesit Gunung Manututu di bagian puncaknya. Kegiatan vulkanisme terakhir berupa pembentukan kubah lava Gunung Manututu berlangsung pada Kala Plistosen. Berdasarkan hasil pentarikan umur batuan dengan metode jejak belah (*fission track*), kubah lavanya berumur $0,3 \pm 0,1$ Juta Tahun. Generasi magmatik termuda inilah yang diperkirakan sebagai

sumber panas (*heat sources*) sistem panas bumi Ampallas.

Pola struktur geologi di daerah penyelidikan didominasi oleh struktur geologi berarah baratlaut - tenggara, dan pola struktur berarah relatif baratdaya – timurlaut. Struktur geologi yang berkembang di Daerah Ampallas adalah struktur sesar normal berarah baratlaut-tenggara dan baratdaya-timurlaut yang membentuk zona depresi di bagian tengah daerah Ampallas. Diduga pertemuan sesar inilah yang mengontrol kehadiran mata air panas di Ampallas.

Satu lokasi lava andesit Manututu di kaki Gunung Manututu bagian utara telah mengalami ubahan. Di lokasi ini masih tercium bau belerang yang lemah dan pada beberapa bidang kekarnya terlihat memiliki endapan tipis mineral sulfur atau belerang berwarna kuning sampai kuning kehijauan. Batuan asalnya masih terlihat jelas, andesitnya berubah dengan intensitas yang rendah. Hasil analisis mineral lempungnya dengan metode *portable infra-red mineral analysis* (PIMA) menunjukkan bahwa mineral lempung tersebut adalah kaolinit dan monmorilonit dengan tipe ubahannya adalah argilik.

Besarnya energi panas yang hilang secara alamiah (*natural heat loss*) dari manifestasi mata air panas di daerah ini adalah sebesar $0,46 \text{ MW}_{\text{termal}}$.

GEOKIMIA

Kimia Air

Air panas yang berasal dari sekitar Sungai Ampallas merupakan air panas bertipe klorida-bikarbonat (Gambar 3). Dengan pH yang netral, air panas ini dapat diindikasikan sebagai fluida panas bumi yang berasal langsung dari reservoir panas buminya. Sedangkan air panas Karema, Gantungan, dan Batupane yang bertipe bikarbonat, kemungkinan merupakan air permukaan atau mengalami pencampuran dengan air permukaan yang dominan.

Air panas Ampallas juga mengelompok pada zona klorida (Cl) ketika dibandingkan dengan Litium (Li) dan Boron (B). Hal ini bisa mengindikasikan bahwa air panas tersebut berinteraksi dengan lingkungan yang berhubungan dengan batuan magmatik. Rasio Cl/B pada umumnya digunakan untuk mengindikasikan *common reservoir source* (Nicholson, 1993) suatu fluida. Perbedaan harga rasio ini tergantung pada litologi dan adsorpsi B ke dalam lapisan lempung selama proses fluida mengalir. Pada diagram Cl-Li-B (Gambar 4) terlihat ada korelasi positif bahwa semua mata air panas di kelompok air panas Ampallas memiliki nilai rasio yang sama, diindikasikan berasal dari reservoir yang sama. Sementara air panas Karema, Batupane, dan Gantungan mempunyai nilai rasio yang berbeda jauh, bisa diindikasikan memiliki sumber yang berbeda dengan air panas Ampallas.

Berdasarkan diagram segi tiga Na-K-Mg (Gambar 5), mata air panas Ampallas, Karema, dan Gantungan terletak pada zona kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*) yang mengindikasikan bahwa manifestasi yang muncul ke permukaan sesaat setelah mencapai kesetimbangan, diperkirakan mengalami pencampuran dengan air permukaan. Bila ditarik ke hubungan Na-K pada segitiga tersebut, maka air panas Ampallas berada pada pada garis lurus dan jatuh pada titik hampir sama pada temperatur sekitar 170°C. Hal ini hampir sama dengan hasil perhitungan pendugaan temperatur reservoir panas bumi daerah Ampallas yang berkisar 169 – 173 °C.

Isotop Oksigen-18 dan Deuterium (¹⁸O dan ²H)

Pada umumnya fluida panas bumi akan mengalami proses penambahan isotop oksigen-18 ($\delta^{18}\text{O}$ *shifting*) dari air asalnya, dalam hal ini adalah air meteorik (Craig, 1963 dalam Nicholson, 1993). Perubahan isotop deuterium tidak akan terjadi karena batuan pada umumnya memiliki konsentrasi hidrogen yang rendah. Data analisis isotop yang diplot dengan persamaan air meteorik lokal (*meteoric water line*) $\delta\text{D} = 8 \delta^{18}\text{O} + 14$ (Gambar 6) memperlihatkan bahwa air panas Ampallas cenderung menjauhi garis persamaan air meteorik lokal. Hal ini mencerminkan bahwa mata air panas tersebut berasal dari kedalaman (*deep water*).

SISTEM PANAS BUMI

Sistem panas bumi Ampallas yang berada pada lingkungan vulkanik Tersier dan vulkanik Kuartar Gunung Manututu, diduga berasosiasi dengan sistem panas bumi vulkanik. Sumber panas (*heat sources*) dalam sistem panas bumi di daerah ini kemungkinan adalah batuan vulkanik Gunung Manututu paling muda ($0,3 \pm 0,1$ Juta Tahun).

Kehadiran manifestasi batuan ubahan menjadi di sekitar mata air panas Ampallas sebagai indikasi bahwa sistem panas bumi di daerah ini memiliki batuan penudung (*clay cap*) berupa lapisan kedap air yang berasal dari lempung hasil alterasi batuan bertipe argilik.

Fluida panas dari mata air panas Ampallas yang bertipe klorida-bikarbonat telah mengalami kesetimbangan sebagian (*partial equilibrium*) di reservoir dan diperkirakan terdapat sedikit pencampuran dengan air permukaan. Sedangkan fluida panas yang muncul pada daerah panas bumi lainnya merupakan air bertipe bikarbonat dan berada di daerah *immature waters*, diperkirakan sebagai fluida panas bumi yang dominan tercampur oleh air permukaan atau air permukaan yang terpanaskan.

Sistem panas bumi Ampallas terpisah dengan sistem panas bumi Karema dan Gantungan. Mata air panas Ampallas dan mata air hangat Batupane fluida panasnya berasal dari reservoir sistem panas bumi Ampallas. Alterasi batuan di Desa

Ampallas diperkirakan sebagai akibat langsung dari interaksi fluida panas dengan batuan. Lokasi di sekitar kehadiran alterasi dan endapan belerang tersebut diindikasikan sebagai daerah *upflow* dalam sistem panas bumi Ampallas.

POTENSI ENERGI PANAS BUMI

Potensi energi panas bumi daerah Ampallas yang memiliki temperatur reservoir sebesar 170 °C, temperatur *cut off* 150 °C, luas area prospek 3 km², dengan asumsi ketebalan reservoir 1000 meter, dan nilai efisiensi 10% adalah sebesar 6 MWe pada kelas sumberdaya hipotetik.

DISKUSI

Daerah Ampallas memiliki tiga lokasi mata air panas di sekitar Gunung Manututu sebagai generasi magmatik pembawa panas dalam sistem panas bumi Ampallas, yaitu Ampallas di bagian timurlaut, Ampallas-5 di bagian timur, dan Batupane di bagian barat.

Jika melihat perbandingan konsentrasi Cl/B antara ketiga air panas tersebut, air panas Ampallas diperkirakan memiliki reservoir panas bumi yang berbeda dengan kedua air yang lainnya. Sementara air panas Ampallas-5 dan Batupane diperkirakan berasal dari satu reservoir yang sama. Meskipun demikian, perkiraan berdasarkan analisis geologi, sebenarnya ketiga air panas tersebut berasal dari reservoir yang sama di sekitar mata air panas Ampallas,

yaitu lereng timurlaut Gunung Manututu. Reservoir panas bumi yang terbentuk berada dalam satu zona depresi kecil Ampallas di bawah tubuh Gunung Manututu. Air panas Ampallas diperkirakan lebih berinteraksi intensif dengan batuan muda Gunung Manututu, sementara air panas lainnya yang berada di bagian pinggir zona depresi berinteraksi dengan batuan tua. Air panas Ampallas berada di sekitar daerah *upflow* dari sistem panas bumi Ampallas, sedangkan Ampallas-5 dan Batupane hanya merupakan *outflow*.

KESIMPULAN

Sistem panas bumi Ampallas yang berasosiasi dengan keberadaan aktivitas vulkanik sangat muda (300.000 tahun) Gunung Manututu sebagai sumber panasnya serta didukung dengan sistem kekar yang intensif pada batuan vulkanik lebih tuanya (Tersier), diperkirakan di Daerah Ampallas terdapat sistem panas bumi yang cukup menarik. Daerah antara manifestasi mata air panas Ampallas dengan lokasi batuan terubah diperkirakan merupakan area yang menarik, diperkirakan sebagai *upflow* dari sistem panas buminya. Sedangkan manifestasi Ampallas-5 dan Batupane hanya merupakan *outflow* saja.

Untuk mendapatkan gambaran sistem panas bumi yang lebih baik dan nilai potensi energi panas bumi yang lebih akurat, diperlukan penyelidikan lanjutan

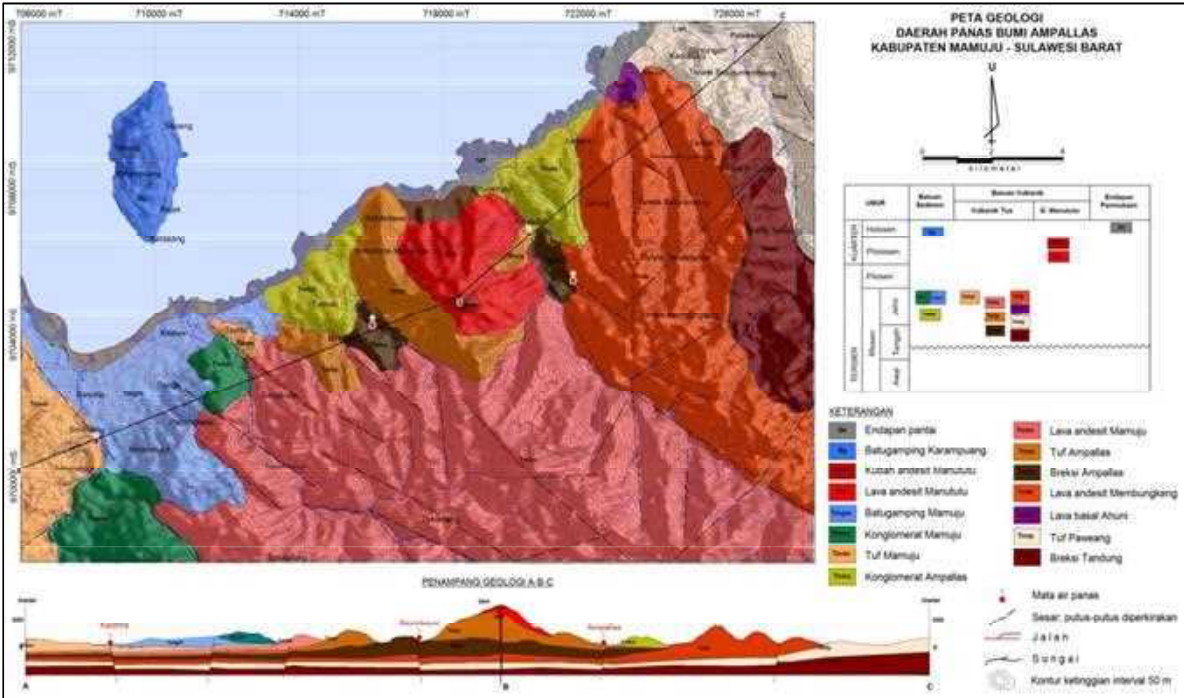
berupa penyelidikan metode geofisika sekitar mata air panas Ampallas dan terpadu atau metode magnetotelurik di batuan ubahan Ampallas.

DAFTAR PUSTAKA

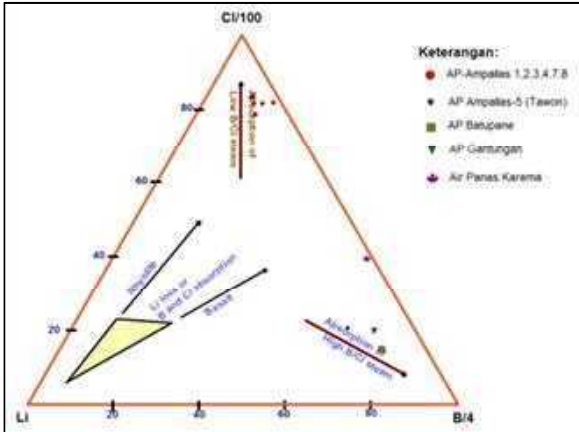
- Fournier, R.O., 1981. *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*. John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988. *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*. *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Lawless, J., 1995. *Guidebook: An Introduction to Geothermal System*. Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977. *Chemistry and Geothermal System*. Academic Press Inc. Orlando.
- Nicholson, Keith, 1993, *Geothermal Fluids, Chemistry and Exploration Techniques*, Springer Verlag Inc.
- O'Brien, Jeremi Mark, 2010, *Hydrogeochemical Characteristics of the Magmatic Geothermal Field and Comparison with the Orakei Koraka Thermal Area, New Zealand*, University of Canterbury.
- Pusat Sumber Daya Geologi, 2010. *Survei Panas Bumi Pendahuluan/Regional*. Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Bandung.
- Ratman, N. dan S.Atmawinata, 1993, *Peta Geologi Regional Lembar Mamuju*, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.



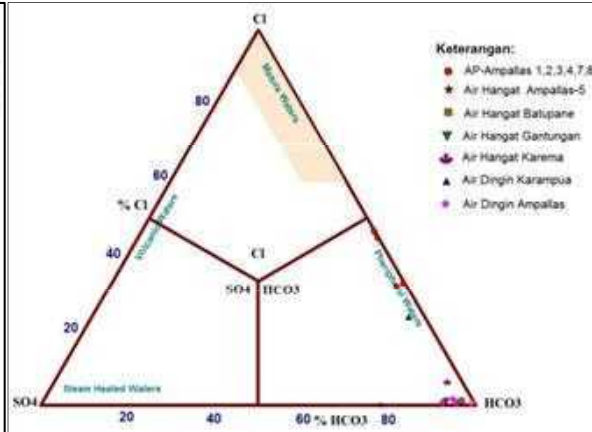
Gambar 1 Lokasi daerah penyelidikan



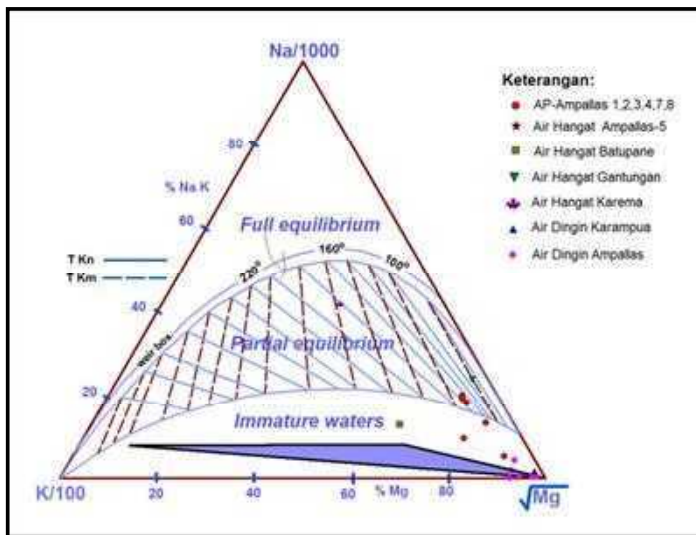
Gambar 2 Peta geologi daerah panas bumi Ampallas



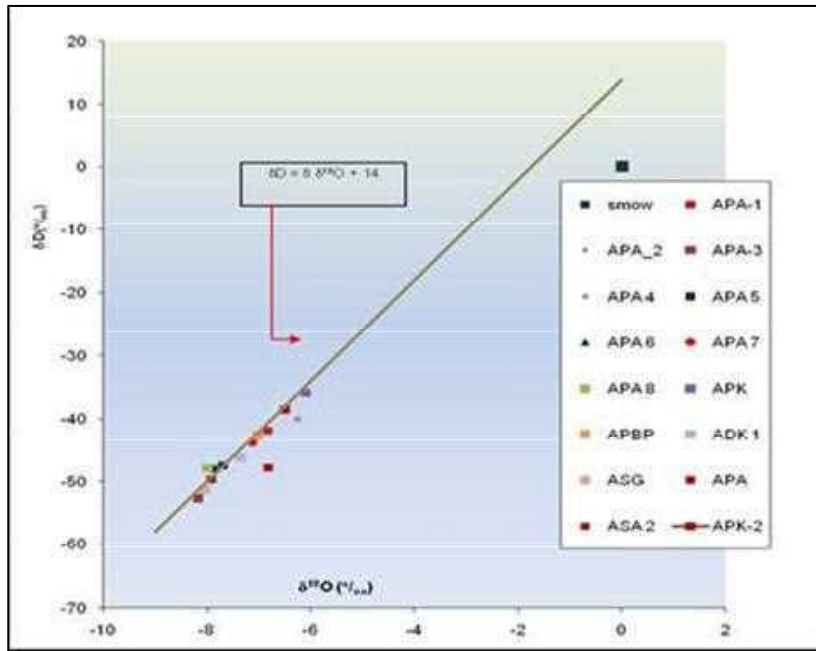
Gambar 3 Diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃



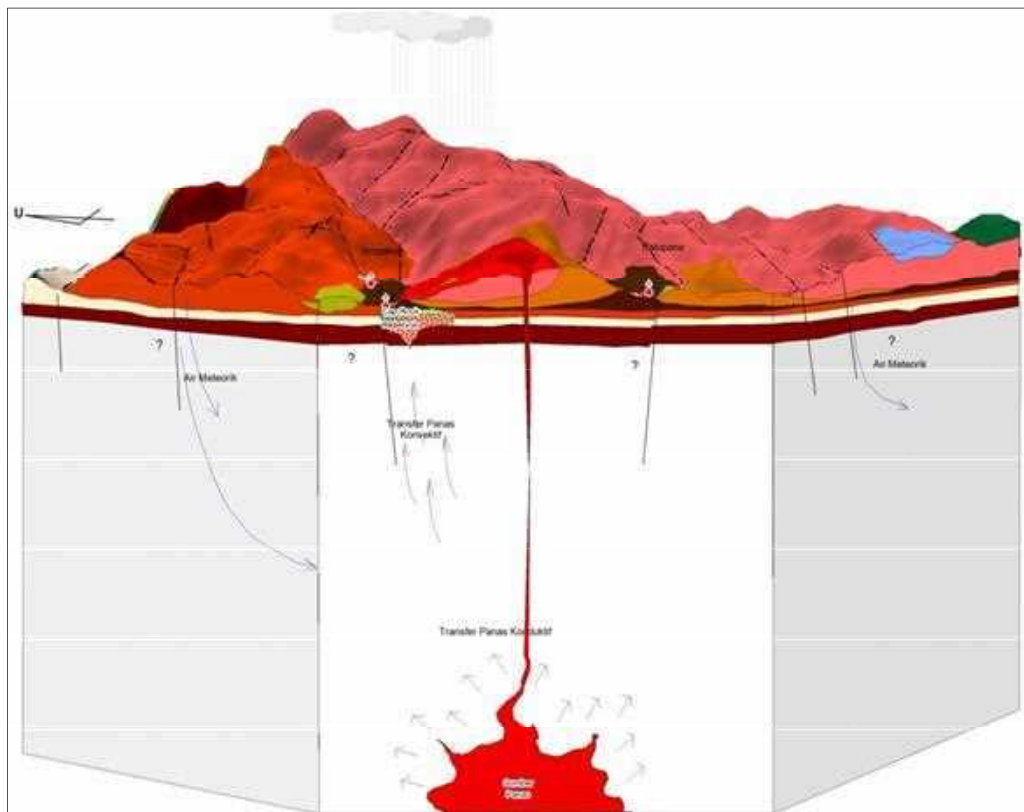
Gambar 4 Diagram segi tiga Cl-Li-B



Gambar 5 Diagram segi tiga Na-K-Mg



Gambar 6 Grafik isotop $\delta^{18}\text{O}$ terhadap $\delta^2\text{H}$ (Deuterium) conto air daerah panas bumi Ampallas.



Gambar 7 Model tentatif sistem panas bumi Ampallas

MONITORING SUMUR EKSPLORASI PANAS BUMI DAERAH MATALOKO KABUPATEN NGADA, PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

Anna Yushantarti, Arif Munandar, Dedi Kusnadi

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Lapangan panas bumi Mataloko terletak di kabupaten Ngada, provinsi NTT, secara geografis terletak antara kordinat 121°03'32" BT - 121°09'09" BT dan 08°49'55" LS-08°55'33"LS. Dalam rangka pengembangan lapangan panas bumi Mataloko, dilakukan monitoring sumur eksplorasi untuk mengetahui data mengenai sifat fisik dan kimia fluida sumur Mataloko. Tahun 2013 dilakukan tiga kali kegiatan monitoring di bulan Maret, September, dan November. Kondisi tekanan kepala sumur (TKS) pada sumur MT-2 tidak terbaca, dengan temperatur pada bleeding line berkisar 93 °C; sumur MT-3 TKS sebesar 5,1 – 6,2 barg dengan temperatur fluida pada separator berkisar antara 93 – 102 °C; sumur MT-4 TKS sebesar 9,6 – 10,1 barg dengan temperatur berkisar antara 99 – 122 °C; dan sumur MT-5 TKS sebesar 4,6 – 4,8 barg dengan temperatur berkisar antara 96 – 110 °C. Konsentrasi sampel *steam condensat* dan *separated water* pada umumnya rendah, sumur MT-3 mempunyai daya hantar listrik 25-53 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,9-7,7, dan komponen *non condensable gases* sekitar 2,21% mmol; sumur MT-4 mempunyai daya hantar listrik 27-148 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,9-5,3, dan komponen *non condensable gases* sekitar 2,21% mmol; dan sumur MT-5 mempunyai daya hantar listrik 15-77 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,3–5,8, dan komponen *non condensable gases* sekitar 0,59 % mmol.

Penyebaran manifestasi baru di sekitar sumur panas bumi Mataloko cenderung meningkat dibanding tahun 2012.

Kata kunci: sumur panas bumi, Mataloko, monitoring

PENDAHULUAN

Lapangan panas bumi Mataloko yang terletak di Kabupaten Ngada, Nusa Tenggara Timur, merupakan lapangan panas bumi yang siap untuk dikembangkan di wilayah Indonesia Timur. Penyelidikan geosain di daerah ini telah dimulai pada tahun 1984, yang dilanjutkan dengan pengeboran sumur eksplorasi sumur MT-2

pada koordinat 121°03'45" BT dan 08°50'09" LS, kedalaman 180,02 m; sumur MT-3 pada koordinat 121°03'44" BT dan 08°50'07" LS, kedalaman 613,60 m; sumur MT-4 pada koordinat 121°03'35" BT dan 08°50'01" LS, kedalaman 756,80; sumur MT-5 pada koordinat 121°03'44" BT dan 08°50'08" LS, kedalaman 378,20 m; dan sumur injeksi MT-6 pada koordinat

121°03'24" BT dan 08°50'01" LS, kedalaman 123,20 m. Dalam rangka memantau kondisi lapangan panas bumi Mataloko, khususnya terkait kondisi fluida sumur dan aktivitas manifestasi di sekitarnya, dilakukan kegiatan monitoring sumur MT-2, MT-3, MT-4, MT-5 dan sumur injeksi MT-6 Mataloko, Kabupaten Ngada, Nusa Tenggara Timur.

HASIL MONITORING

Sifat Fisik sumur

Pada tiga kali monitoring tahun 2013, kondisi tekanan kepala sumur (TKS) pada sumur MT-2 tidak terbaca, dengan temperatur pada bleeding line berkisar 93°C; sumur MT-3 TKS sebesar 5,1 – 6,2 barg dengan temperatur fluida pada separator berkisar antara 93 – 102 °C; sumur MT-4 TKS sebesar 9,6 – 10,1 barg dengan temperatur fluida pada separator berkisar antara 99 – 122 °C; dan sumur MT-5 TKS sebesar 4,6 – 4,8 barg dengan temperatur fluida pada separator 96 – 110°C.

Sifat Fisik dan Kimia Fluida

Pada monitoring sumur MT-2 tidak dapat memperoleh sampel fluida karena kondisi sumur yang tidak memungkinkan untuk pengambilan sampel. Monitoring fluida sumur MT-3 dan MT-5 pada bulan Maret hanya diperoleh sampel kondensat (SCS) sementara pada bulan September dan November pada kedua sumur tersebut diperoleh sampel air kondensat (SCS) dan

separated water (SPW). Pada sumur MT-4 hanya diperoleh sampel air kondensat saja (SCS). Hal ini menunjukkan sumur MT-4 relatif sedikit sekali mengandung air. Sampel air kondensat dan SPW MT-3 daya hantar listriknya 25-53 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,7-7,7; pada MT-4 daya hantar listriknya 27-148 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,9-5,3; dan pada MT-5 daya hantar listriknya 15-77 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,3-5,8.

Komposisi kimia zat terlarut pada SCS dan SPW MT-3 pada umumnya rendah, konsentrasi SiO_2 berkisar 0,42-2,74 mg/l; komponen lainnya relatif konstan kecuali NH_4^+ terjadi peningkatan pada bulan Maret 1,55 mg/l menjadi 5 mg/l pada bulan November; SO_4^{2-} meningkat dari 1,87 mg/l pada bulan Maret menjadi 5,96 mg/l pada bulan september dan menurun lagi pada bulan November menjadi 3,41 mg/l; kandungan bikarbonat juga mengalami peningkatan dari 7,95 mg/l pada bulan Maret menjadi 14,42mg/l pada bulan November. Komposisi gas pada MT-3 untuk *non cendensibile gases* (NCG) tertinggi pada bulan Maret sekitar 2,21% mmol, dan cenderung turun pada bulan September (0,31%mmol), dan November (0,58%mmol). Komponen utama gas didominasi oleh gas CO_2 dan H_2S .

Komposisi kimia zat terlarut pada SCS MT-4 pada umumnya juga rendah, konsentrasi SiO_2 berkisar 0,48-2,72 mg/l; komponen lainnya relatif konstan kecuali Mg^{+2} mengalami penurunan dari 3,64 mg/l pada bulan Maret menjadi 0,07 dan tidak terdeteksi pada monitoring berikutnya;

NH_4^+ terjadi penurunan pada bulan Maret 8,9 mg/l menjadi 3,1 mg/l pada bulan November; SO_4^{2-} fluktuatif dari 4,07 mg/l pada bulan Maret menjadi 10,43 mg/l pada bulan september dan menurun lagi pada bulan November menjadi 6,39 mg/l; kandungan bikarbonat juga mengalami peningkatan dari 0 mg/l pada bulan Maret menjadi 4,65 mg/l pada bulan November. Komposisi gas pada MT-4 untuk *non condensible gases* (NCG) tertinggi pada bulan Maret sekitar 2,21% mmol, dan cenderung turun pada bulan September (0,23 %mmol), dan meningkat kembali November (1,23 %mmol). Komponen utama gas didominasi oleh gas CO_2 dan H_2S .

Komposisi kimia zat terlarut pada SCS dan SPW MT-5 pada umumnya rendah, konsentrasi SiO_2 berkisar 0,6-5,4 mg/l; komponen lainnya relatif konstan kecuali NH_4^+ terjadi peningkatan untuk SCS pada bulan Maret 2,25 mg/l menjadi 5,38 mg/l pada bulan September dan menurun lagi pada November (3 mg/l), begitupula pada kandungan di SPW meningkat dari 5,38 mg/l pada September menjadi 9,6 mg/l pada bulan November; SO_4^{2-} meningkat dari 1,83 mg/l pada bulan Maret menjadi 16,92 mg/l pada bulan september dan menurun lagi pada bulan November menjadi 1,90 mg/l; kandungan bikarbonat juga mengalami peningkatan untuk sampel SPW dari 1,95 mg/l pada bulan September menjadi 5,87 mg/l pada bulan November. Komposisi gas pada MT-5 untuk *non*

condensable gases (NCG) tertinggi pada bulan November sekitar 0,106 % mmol, dan cenderung turun pada bulan September (0,0656 %mmol), dan Maret (0,59%mmol). Komponen utama gas didominasi oleh gas CO_2 dan H_2S .

Adanya penurunan NCG pada monitoring ke-2 bulan September diperkirakan karena tabung sampel yang bocor.

Manifestasi baru

Manifestasi baru merupakan manifestasi yang muncul setelah adanya sumur-sumur eksplorasi. Sejak tahun 2006 sudah terpantau manifestasi baru di sekitar sumur MT-2. Pada tahun 2013 manifestasi tersebut masih ada dan muncul manifestasi baru di sebelah barat daya Wai Beli yang sudah terpantau sejak tahun 2011. Manifestasi baru ini cenderung makin aktif ditambah dengan faktor cuaca yang cenderung hujan sehingga menambah zona panas di sekitarnya. Manifestasi baru yang muncul pada umumnya berupa uap panas yang berbentuk lubang-lubang kecil berdiameter bervariasi. Uap panas tersebut bercampur dengan air hujan sehingga membentuk kubangan lumpur panas. Manifestasi tersebut muncul berupa hembusan uap dengan debit cukup tinggi. Suhu uap rata-rata $> 90^\circ\text{C}$. Air permukaan yang terperangkap akan membentuk bualan air panas dan lumpur panas. Banyak muncul pula zona-zona alterasi baru. Manifestasi tersebut muncul di sawah dan kebun jagung, yang diperkirakan ada

kurang lebih 50 titik dengan luas bervariasi (Gambar 10).

Kondisi PLTP

Pada monitoring tahun 2012 sejak November 2012 terjadi kerusakan pada alat *Digital Control System* di PLTP Mataloko, sehingga pasokan uap dari sumur MT-3 dan MT-5 dihentikan. Pada monitoring tahun 2013, kondisi yang sama masih terjadi sampai bulan November 2013 alat tersebut sudah selesai diperbaiki, tetapi terjadi kerusakan pada turbin sehingga PLTP Mataloko belum bisa dioperasikan. Sumur MT-3 dan MT-5 dalam kondisi *di-bleeding*, fluida tidak dialirkan menuju ke PLTP Mataloko karena kerusakan tersebut, adapun sumur MT-2 dan MT-4 dalam keadaan dimatikan dan hanya *di-bleeding*. Sumur MT-6 juga nantinya difungsikan untuk menampung air sisa proses kondensasi di menara pendingin.

PEMBAHASAN

Hasil monitoring sumur panas bumi Mataloko tahun 2013 menunjukkan tekanan kepala sumur relatif stabil. Kestabilan tekanan ini merupakan faktor yang sangat penting mengingat tekanan sangat mempengaruhi jumlah uap yang dapat digunakan memutar turbin pada pembangkit listrik tenaga panas bumi. Kondisi tekanan kepala sumur (TKS) pada sumur MT-2 tidak terbaca, dengan temperatur pada bleeding line berkisar 93

°C; sumur MT-3 TKS sebesar 5,1 – 6,2 barg dengan temperatur fluida pada separator berkisar antara 93 – 102 °C; sumur MT-4 TKS sebesar 9,6 – 10,1 barg dengan temperatur berkisar antara 99 – 122 °C; dan sumur MT-5 TKS sebesar 4,6 – 4,8 barg dengan temperatur berkisar antara 96 – 110 °C. Temperatur uap juga merupakan faktor yang penting dari kualitas suatu sumur panas bumi. Semakin tinggi temperatur uap semakin baik kualitasnya. Dari hasil pengamatan selama periode 2013 temperatur uap cukup stabil untuk masing-masing sumur.

Analisis laboratorium terhadap sampel kondensat (SCS) sumur, MT-3, MT-4 dan MT-5 menunjukkan bahwa kandungan anion dan kation relatif stabil pada tahun 2013. Konsentrasi silika pada fluida sumur masih jauh berada di bawah kelarutan silika pada temperatur di atas 100°C, namun tetap harus diperhatikan perkembangannya.

Hasil analisis kandungan gas pada sampel gas yang tak terkondensasi (NCGS) sebagaimana terlihat pada gambar menunjukkan bahwa kandungan gas dalam fluida sumur cukup stabil. Kandungan gas ini penting untuk diperhatikan karena akan berpengaruh terhadap entalpi uap sehingga pada akhirnya berpengaruh pada jumlah energi yang dapat dibangkitkan.

Hasil pemantauan terhadap manifestasi di sekitar sumur menunjukkan bahwa semakin aktifnya manifestasi baru yang muncul di sekitar sumur Mataloko.

KESIMPULAN

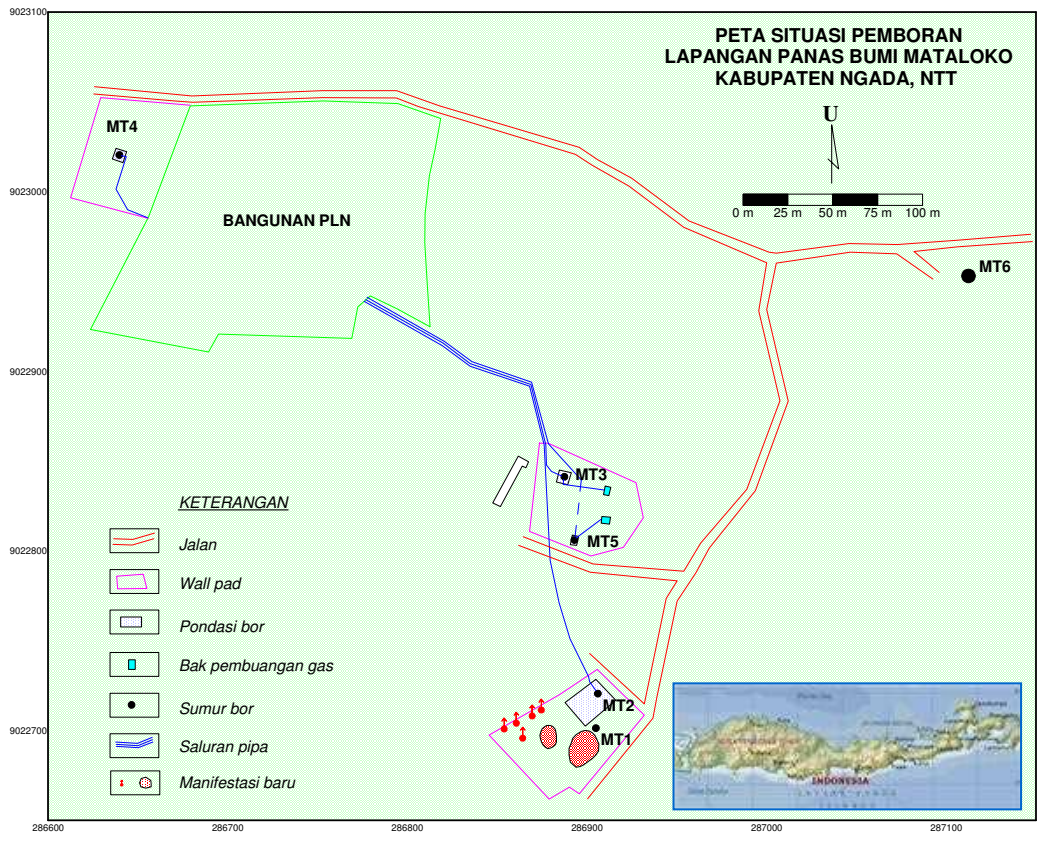
Kondisi tekanan kepala sumur (TKS) pada sumur MT-2 tidak terbaca, dengan temperatur pada bleeding line berkisar 93 °C; sumur MT-3 TKS sebesar 5,1 – 6,2 barg dengan temperatur fluida pada separator berkisar antara 93 – 102 °C; sumur MT-4 TKS sebesar 9,6 – 10,1 barg dengan temperatur berkisar antara 99 – 122 °C; dan sumur MT-5 TKS sebesar 4,6 – 4,8 barg dengan temperatur berkisar antara 96 – 110 °C. Konsentrasi sampel *steam condensat* dan *separated water* pada umumnya rendah, sumur MT-3

mempunyai daya hantar listrik 25-53 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,9-7,7, dan komponen *non condensable gases* sekitar 2,21% mmol; sumur MT-4 mempunyai daya hantar listrik 27-148 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,9-5,3, dan komponen *non condensable gases* sekitar 2,21% mmol; dan sumur MT-5 mempunyai daya hantar listrik 15-77 $\mu\text{S/cm}$, pH 4,3–5,8, dan komponen *non condensable gases* sekitar 0,59 % mmol.

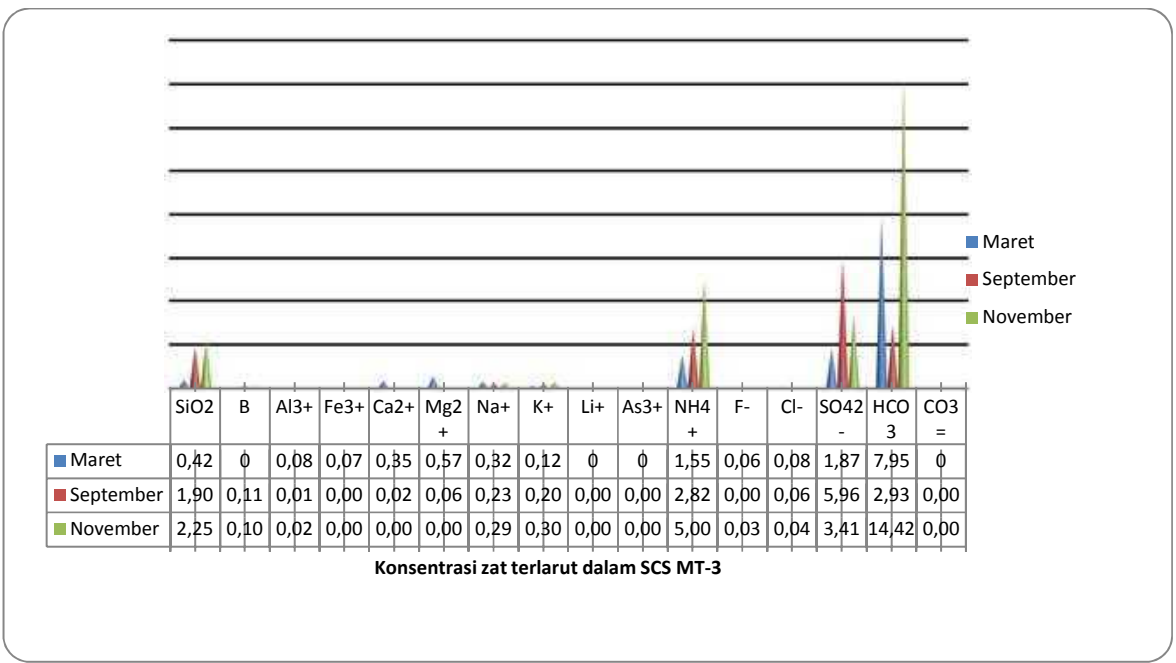
Penyebaran manifestasi baru di sekitar sumur panas bumi Mataloko cenderung meningkat dibanding tahun 2012.

DAFTAR PUSTAKA

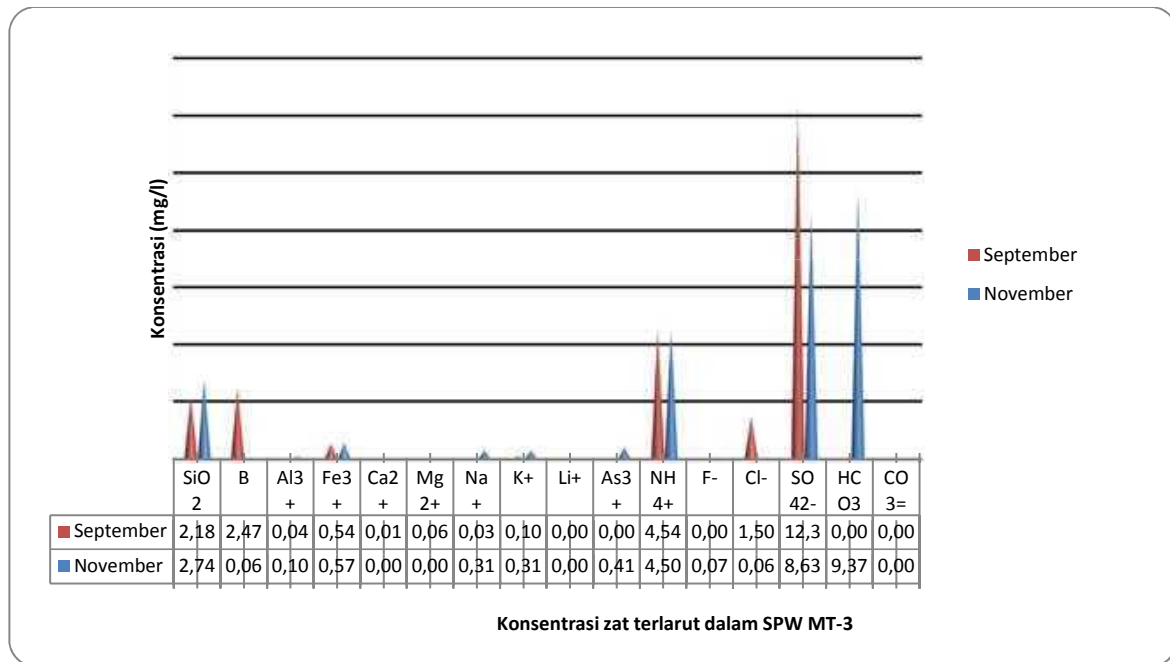
- Nicholson, K., 1993, Geothermal Fluids-chemistry and exploration technique, Springer Verlag, Inc. Berlin, ISBN: 3540560173
- Kusnadi, D. Laporan Monitoring Mataloko tahap 1 tahun 2012, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung
- Setiawan, Dede im. Laporan Monitoring Mataloko tahap 2 tahun 2012, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung
- Setiawan, Dede im. Laporan Monitoring Mataloko tahap 3 tahun 2012, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung



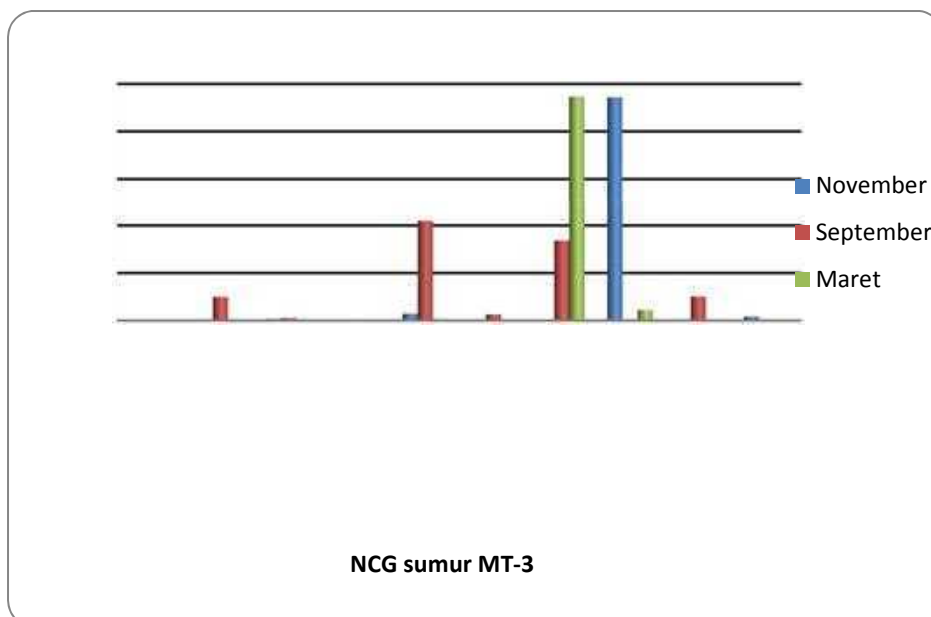
Gambar 1 Peta lokasi lapangan panas bumi Mataloko



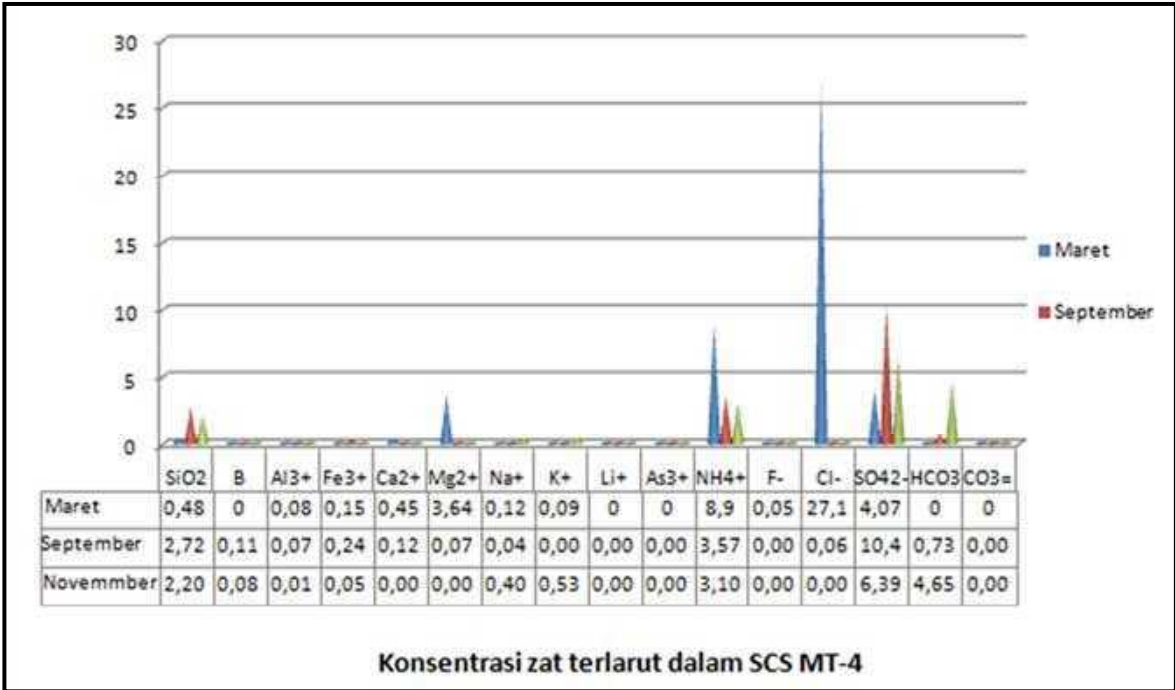
Gambar 2 Konsentrasi zat terlarut dalam SCS MT-3 tahun 2013



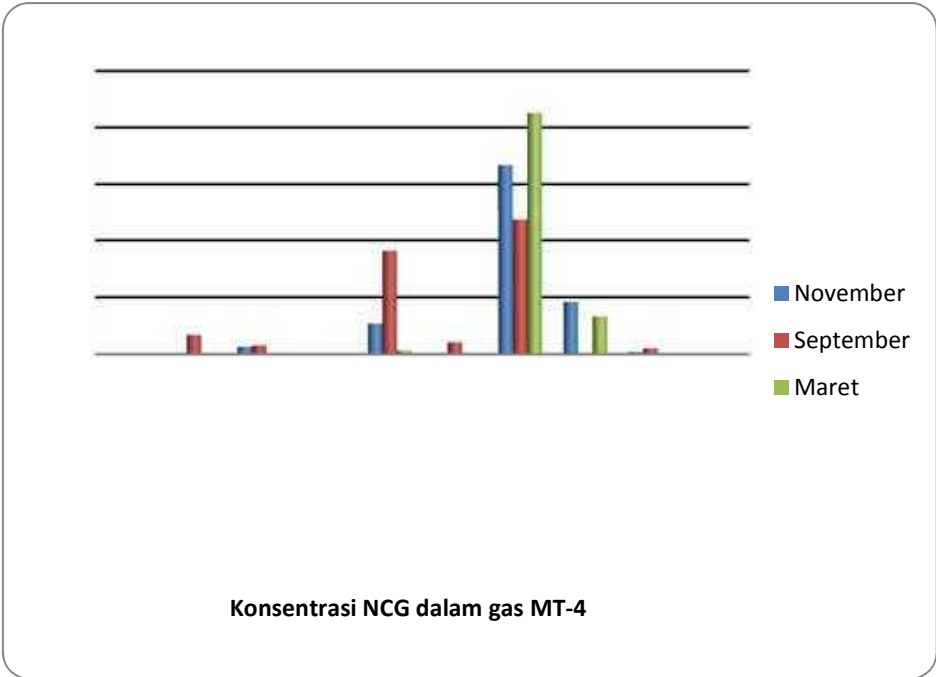
Gambar 3 Konsentrasi zat terlarut dalam SPW MT-3 tahun 2013



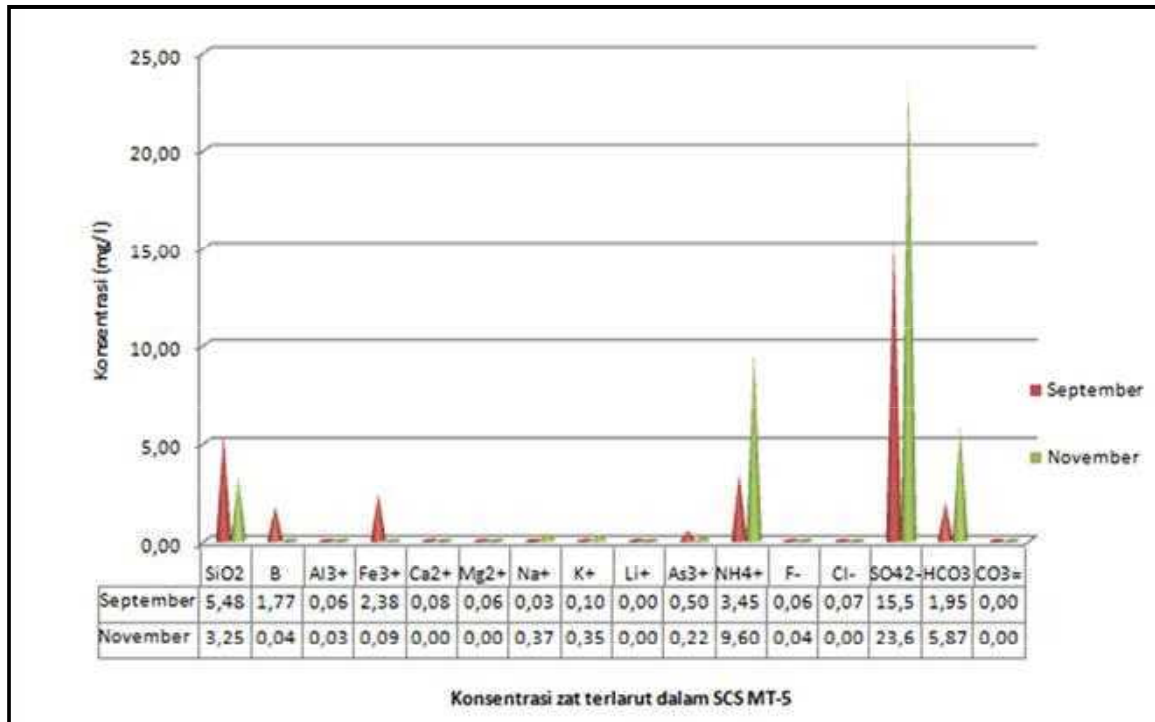
Gambar 4 Konsentrasi NCG MT-3 tahun 2013



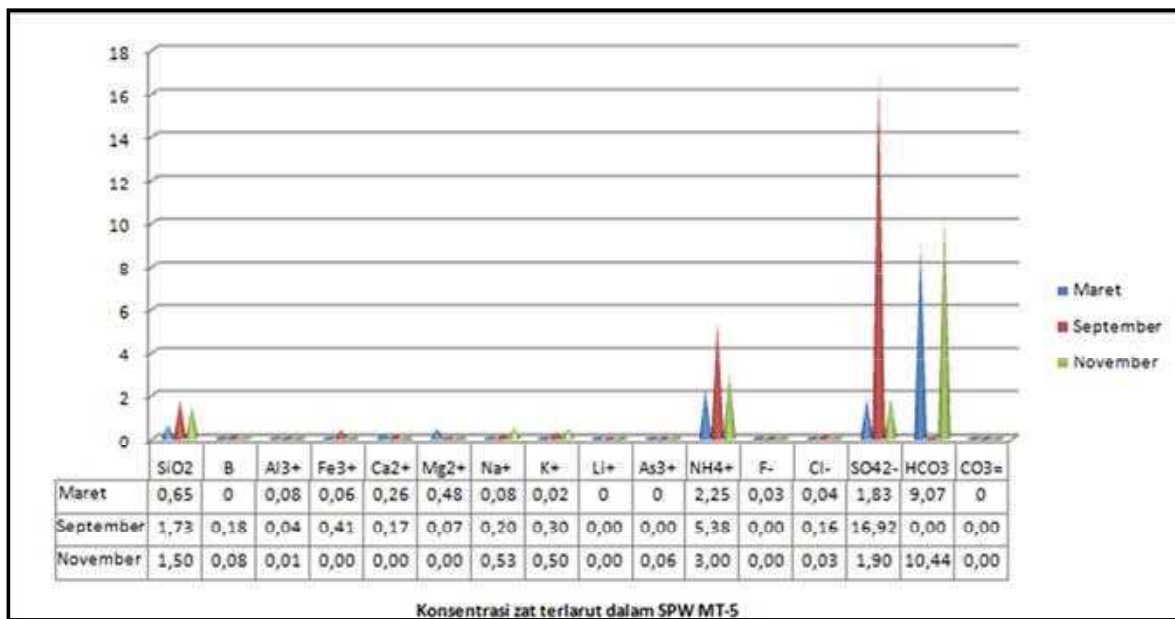
Gambar 5 Konsentrasi zat terlarut dalam SCS MT-4 tahun 2013



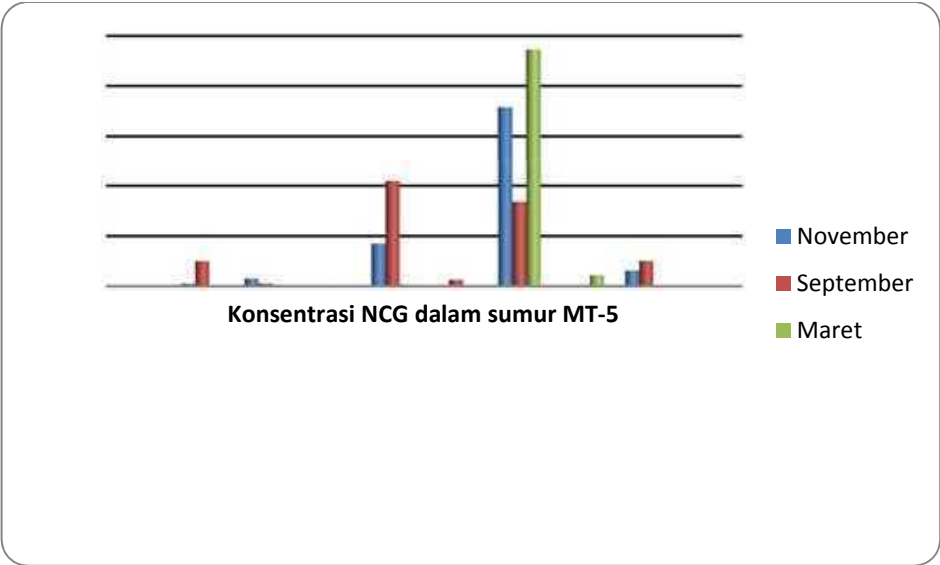
Gambar 6 Konsentrasi NCG MT-4 tahun 2013



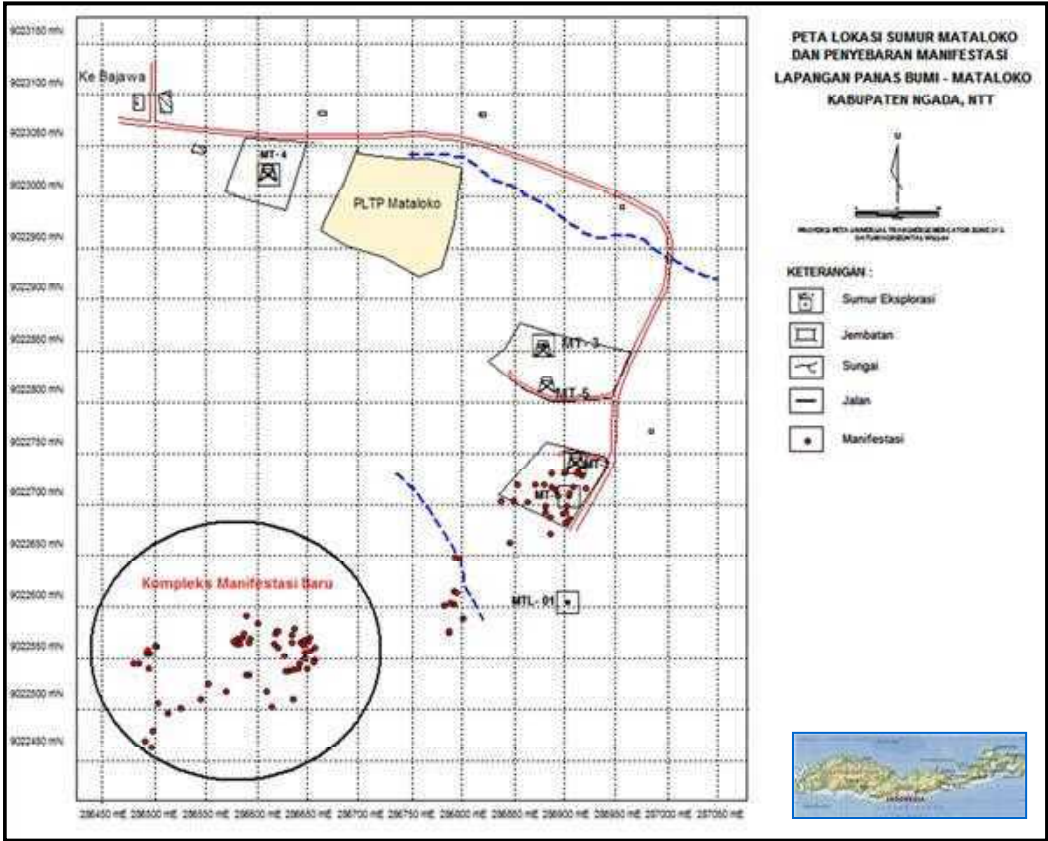
Gambar 7 Konsentrasi zat terlarut dalam SCS MT-5 tahun 2013



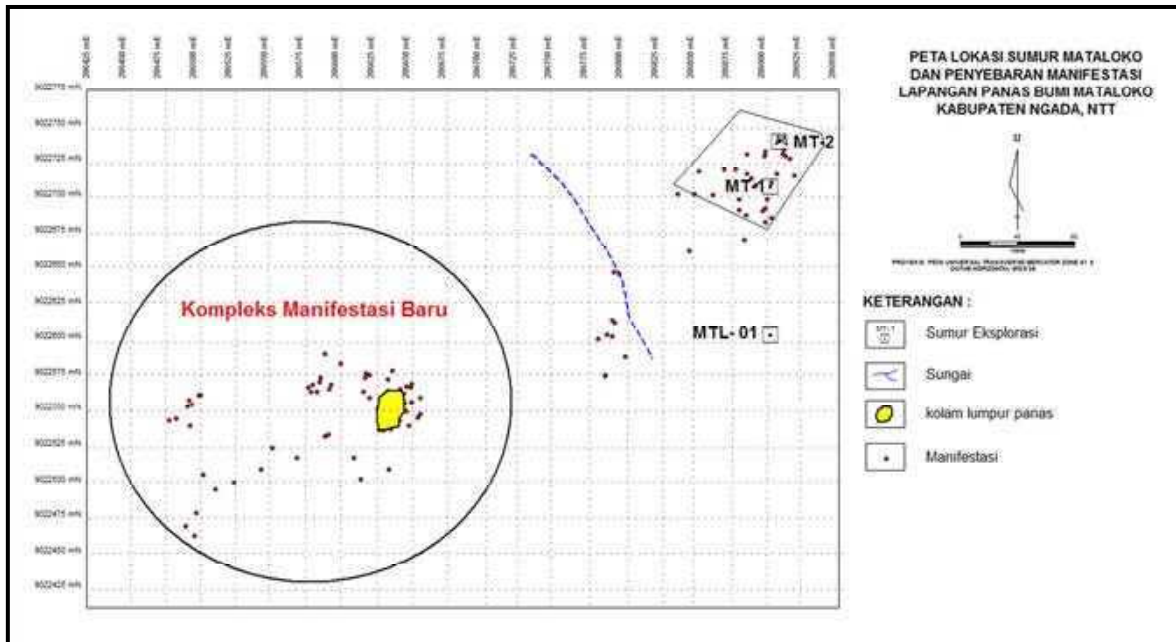
Gambar 8 Konsentrasi zat terlarut dalam SPW MT-5 tahun 2013



Gambar 9 Konsentrasi NCG MT-5 tahun 2013



Gambar 10 Peta Lokasi sumur dan Penyebaran Manifestasi baru tahun 2013



Gambar 11 Peta Penyebaran Manifestasi baru tahun 2013

**PENGEBORAN LANDAIAN SUHU
DAERAH PANAS BUMI LAINEA (LNA-3 dan LNA-4)
KABUPATEN KONAWE SELATAN, PROVINSI SULAWESI TENGGARA**

Dikdik Risdianto, Dedi Jukardi, M. Nur hadi

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Secara administratif daerah panas bumi Lainea termasuk dalam wilayah Kabupaten Konawe Selatan, Propinsi Sulawesi Tenggara. Sumur Landaian Suhu LNA-3 dan LNA-4 masing-masing berada 458499 mT, 9514821 mU dan 454912 mT, 9515740 mU dengan ketinggian masing-masing 22 dan 31 meter di atas permukaan laut.

Litologi sumur dari permukaan sampai kedalaman akhir disusun oleh aluvium, konglomerat, perulangan lapisan batupasir dan batulempung, serta metasedimen dan batusabak. Secara umum proses ubahan yang terjadi di sumur landaian suhu di daerah Panas Bumi Lainea menunjukkan ubahan berderajat rendah yang dicirikan oleh ubahan hasil proses argilitisasi, oksidasi, di beberapa tempat mineral pirit sangat intensif.

Hasil Penyelidikan Terpadu (3-G) menunjukkan bahwa perkiraan potensi panas bumi di daerah tersebut sekitar 71 MWe (cadangan terduga), dengan perkiraan luas daerah prospek sekitar 17 Km² dan temperatur reservoir sekitar 200 °C dan termasuk sistem dengan entalpi sedang.

Hasil pengukuran temperatur menunjukkan bahwa temperatur formasi sebesar 62,8 °C hingga 83,8 °C pada kedalaman 200,5 m dan 302 meter, dengan harga gradient termal sebesar 21,21 °C/100 meter.

1. PENDAHULUAN

Secara administratif daerah panas bumi Lainea terletak di Kabupaten Konawe Selatan, Provinsi Sulawesi Tenggara. (Gambar 1).

Lapangan panas bumi Lainea adalah sistem panas bumi non-vulkanik yang berpotensi cukup baik, merupakan lapangan panas bumi yang belum banyak dikembangkan untuk pemanfaatan tidak langsung menjadi energi listrik dan

berdasarkan hasil penyelidikan terdahulu diketahui memiliki daerah prospek seluas 17 km², dengan potensi cadangan terduga cukup besar yaitu sebesar 71 MWe.

2. LANDASAN GEOSAIN

Geologi

Stratigrafi daerah penyelidikan tersusun oleh litologi paling tua berupa batuan malihan berupa Sabak berumur Pra-Tersier. Secara tidak selaras di atasnya

diendapkan perselingan batupasir dan lempung berumur Tersier, selanjutnya endapan konglomerat yang terdiri dari rombakan batuan yang lebih tua.

Di beberapa tempat terdapat ubahan batuan berupa lempung serta urat-urat kuarsa sekunder yang memperlihatkan bahwa daerah Lainea merupakan daerah mineralisasi.

Struktur geologi utama berupa sesar normal yang berarah relatif baratlaut-tenggara yang mengontrol keberadaan manifestasi panas bumi di daerah ini.

Manifestasi panas bumi yang ada di lokasi penyelidikan terdiri atas tanah panas, batuan ubahan dan mata air panas.

Temperatur mata air panas antara 36,4° hingga 78,7 °C, dengan pH yang relatif netral antara 6,45 hingga 7,23 dan daya hantar listrik antara 1380 hingga 4780 $\mu\text{mhos/cm}$.

Geokimia

Hasil plot sampel air panas daerah Lainea pada diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃ sebagaimana terlihat pada menunjukkan bahwa semua air panas bertipe bikarbonat. Plot sampel air panas daerah panas bumi Lainea pada diagram segitiga Na-K-Mg menunjukkan bahwa sampel air panas daerah ini pada umumnya berada pada daerah *partial equilibrium* yang mengindikasikan bahwa air panas kemungkinan sudah mengalami kesetimbangan kesetimbangan dengan batuan di reservoir.

Berdasarkan diagram segi tiga Na-K-Mg semua mata air panas terletak pada zona *immature water*, sebagai indikasi tingginya pengaruh air permukaan pada pembentukan mata air panas. Manifestasi yang muncul ke permukaan temperatur cenderung semakin rendah. Hasil perhitungan geotermometer Na-K-Ca menghasilkan temperatur kira-kira 200 °C.

Geofisika

Anomali Bouguer memperlihatkan pola umum liniasi anomali yang berarah barat-timur. Sebaran nilai anomali Bouguer menunjukkan anomali tinggi (>55 mgal) yang membentuk kontur tertutup di bagian tengah, anomali rendah di bagian selatan (<45 mgal), anomali yang relatif sedang (45-55 mgal) di bagian tengah dan utara.

Pengkutuban anomali tinggi di bagian tengah diduga respon batuan dengan densitas yang lebih besar dibandingkan dengan batuan sekitarnya (malihan) dan diperkirakan sebagai batuan intrusi yang mungkin berperan sebagai sumber panas sistem panas bumi di daerah ini.

Hasil pengukuran tahanan jenis dengan metode magnetotellurik menunjukkan sebaran tahanan jenis pada elevasi -250 sampai dengan -1000 meter dari permukaan laut rata-rata (dpl) sangat mencirikan sebaran batuan permukaan yang menyusun daerah ini.

Nilai tahanan jenis tinggi mengisi topografi perbukitan yang disusun oleh batuan malihan. Sebaran tahanan jenis pada

elevasi -1000 meter sampai dengan -2000 meter dpl mulai terlihat adanya keseragaman batuan yang dicirikan dengan sebaran tahanan jenis yang lebih tinggi dan relatif tidak kontras di semua area.

Keberadaan sistem panas bumi dan pengaruh aktivitasnya terhadap lingkungan sekitarnya (litologi batuan) dicirikan secara khas dengan nilai tahanan jenis relatif rendah dibandingkan sekitarnya. Nilai rendah ini diduga berasosiasi dengan batuan yang teralterasi oleh fluida panas.

Hasil kompilasi data geosain (3-G) memberikan prospek seluas kira-kira 17 km² (Gambar 3).

3. PENGEBORAN LANDAIAN SUHU

Pengeboran landaian suhu LNA-3 dan LNA-4 berada di dalam lokasi prospek panas bumi Lainea, atau secara geografis berada di 458499 mT, 9514821 mU dan 454912 mT, 9515740 mU dengan ketinggian masing-masing 22 dan 31 meter di atas permukaan laut (Gambar 3).

Total kedalaman masing-masing sumur landaian suhu adalah 325 m dan 455 m, yang diharapkan bisa melakukan pendekatan ekstrapolasi temperatur reservoir.

Selama proses pengeboran terjadi *influx* fluida dari bawah permukaan dengan debit antara 5 hingga 30 liter/menit.

Hasil analisis kimia fluida ini menunjukkan bahwa komposisinya tidak terlalu berbeda dengan komposisi air panas yang keluar

dari manifestasi permukaan, menandakan proses pencampuran air meteorik sangat kuat.

Litologi

Batuan penyusun sumur Landaian Suhu Lainea, disusun oleh sedimen klastik yang terdiri dari perselingan batupasir, batulempung, batusabak bersisipan batupasir kuarsa dan Filit, sebagian besar batuan bersifat lepas-lepas (tidak kompak) dari perselingan breksi, konglomerat dengan sisipan batupasir.

Di beberapa tempat batuan telah mengalami ubahan hidrotermal dengan intensitas rendah hingga kuat, dengan jenis ubahan argilik (*argillic type*). Secara umum batuan ubahan yang didominasi mineral lempung berfungsi sebagai lapisan penudung (clay cap) dalam sistem panas bumi Lainea.

Di kedalaman tertentu struktur rekahan sangat intensif, berupa breksi sesar yang terisi mineral lempung.

Urut kuarsa di beberapa kedalaman tertentu memotong arah melintang inti bor dengan ketebalan mencapai 10 cm, didominasi oleh kuarsa *barren* (Gambar 4 dan 5).

Profil Temperatur

Grafik profil temperatur menunjukkan *trend* gradien suhu, meskipun selama pengeboran terjadi *influx* air dari baah permukaan, dengan kata lain selain transfer panas secara konvektif, transfer

panas secara konduktif pun terekam pada profil temperatur sumur landaian suhu di Lainea (Gambar 6 dan 8).

Hasil *horner plot* menunjukkan bahwa temperatur formasi di sumur LNA – 3 dan LNA- 4 masing-masing di kedalaman 302 m dan 455 m adalah 83,8 °C dan 112,8 °C, dan rata-rata landaian suhu sekitar 19 °C/100 m (Gambar 7 dan 9).

Petrofisik Batuan

Parameter petrofisik yang dianalisis dari sampel inti bor daerah Lainea diantaranya sifat porositas dan permeabilitas. Jenis litologi yang dianalisis berupa batu pasir dan batuan malihan sabak.

Hasil analisis menunjukkan bahwa nilai porositas batuan berkisar antara 3,96 – 13,65 % sedangkan nilai permeabilitas batuan antara 9.34E-05 -1.89E-02 mDarcy.

Aliran Panas (*Heat Flow*)

Nilai aliran panas adalah nilai yang menyatakan jumlah panas yang melewati luas area tertentu dengan satuan W/m² atau mW/m². Nilai ini dipengaruhi oleh besarnya nilai landaian suhu dan sifat konduktivitas panas batuan.

Untuk daerah Lainea, dengan asumsi nilai gradient suhu konsisten yaitu 19 °C/100 m dan nilai konduktivitas panas batuan rata-rata 3,5 W/mK, maka nilai aliran panas (*heat flow*) berdasarkan data pengeboran landaian suhu LNA-3 dan LNA-4 adalah 665 mW/m².

4. PEMBAHASAN

Litologi yang menyusun Daerah Panas Bumi Lainea didominasi oleh batuan malihan sabak yang secara umum telah mengalami proses ubahan dengan hadirnya mineral sekunder lempung yang termasuk tipe ubahan argilik. Sedangkan keberadaan urat-urat kuarsa sekunder diperkirakan produk hidrotermal fosil.

Fluida yang keluar dari sumur selama kegiatan pengeboran menunjukkan bahwa proses interaksi fluida dari dalam (reservoir) dengan fluida meteorik sangat intensif bahkan hingga kedalaman 485 m di sumur LNA-4.

Nilai landaian suhu rata-rata 19°C/100, jika diekstrapolasi hingga kedalaman 1000 m, menghasilkan temperatur sebesar 220° C dengan asumsi temperature permukaan 30° C. Sedangkan dari hasil perhitungan geotermometer temperatur reservoir sekitar 200 °C.

Nilai porositas yang mempunyai rentang yang lebar disebabkan karena sampel batuan yang dianalisis mempunyai sifat fisik sangat berbeda, terutama di batuan malihan sabak, selain besar butirnya yang halus juga telah mengalami proses metamorfisme yang menyebabkan rongga antara butir sangat kecil.

Nilai permeabilitas yang terukur sangat kecil dan nilai ini adalah permeabilitas rongga antar butir, bukan permeabilitas sekunder yang terbentuk oleh kekar-kekar. Benatan yang berupa tubuh kubah lava di puncak G. Remas.

4. KESIMPULAN

Batuan penyusun daerah Panas Bumi Lainea terdiri dari sedimen klastik dan batubak bersisipan batupasir kuarsa dan Filit. Sebagian batuan telah mengalami ubahan hidrotermal dengan intensitas rendah hingga kuat, dengan jenis ubahan argilik (argillic type).

Sistem hidrotermal diperkirakan terjadi dua kali dengan temperatur berbeda tetapi dari satu sumber (heat source). dicirikan oleh hadirnya mineral ubahan dengan temperatur pembentukan rendah. dan mineral ubahan bertemperatur tinggi (>180°C), yang diduga merupakan fosil mineral.

Berdasarkan hasil perhitungan dengan metode *horner plot* diperoleh nilai gradient suhu sebesar kira-kira 19 °C/ 100m, atau hampir tujuh kali gradien rata-rata bumi.

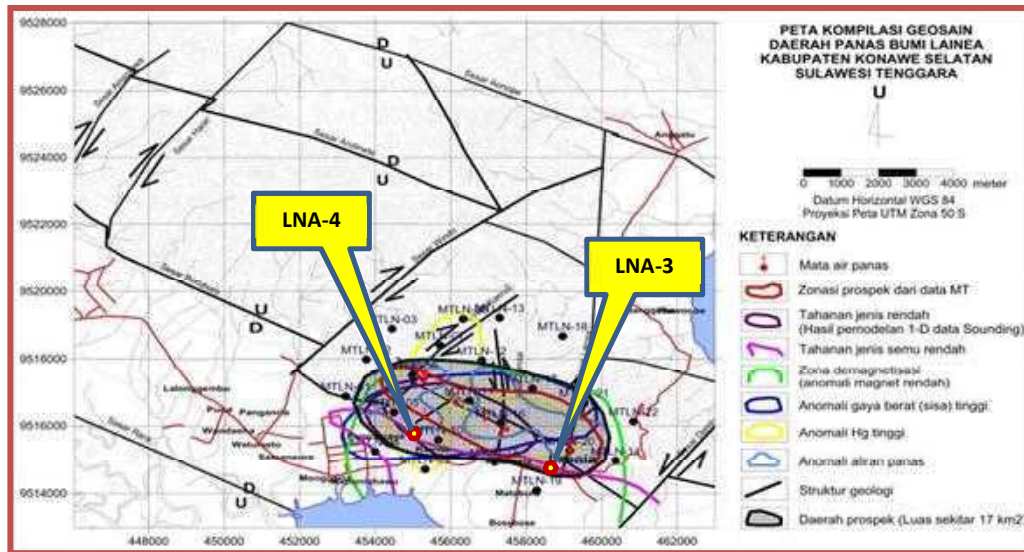
5. UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terimakasih penulis ucapkan kepada Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, Pusat Sumber Daya Geologi, yang telah mendukung dalam hal penyediaan data, sebagai bahan penulisan makalah ini, selain itu juga kepada seluruh pihak yang telah mendukung aktivitas penulisan makalah ini.

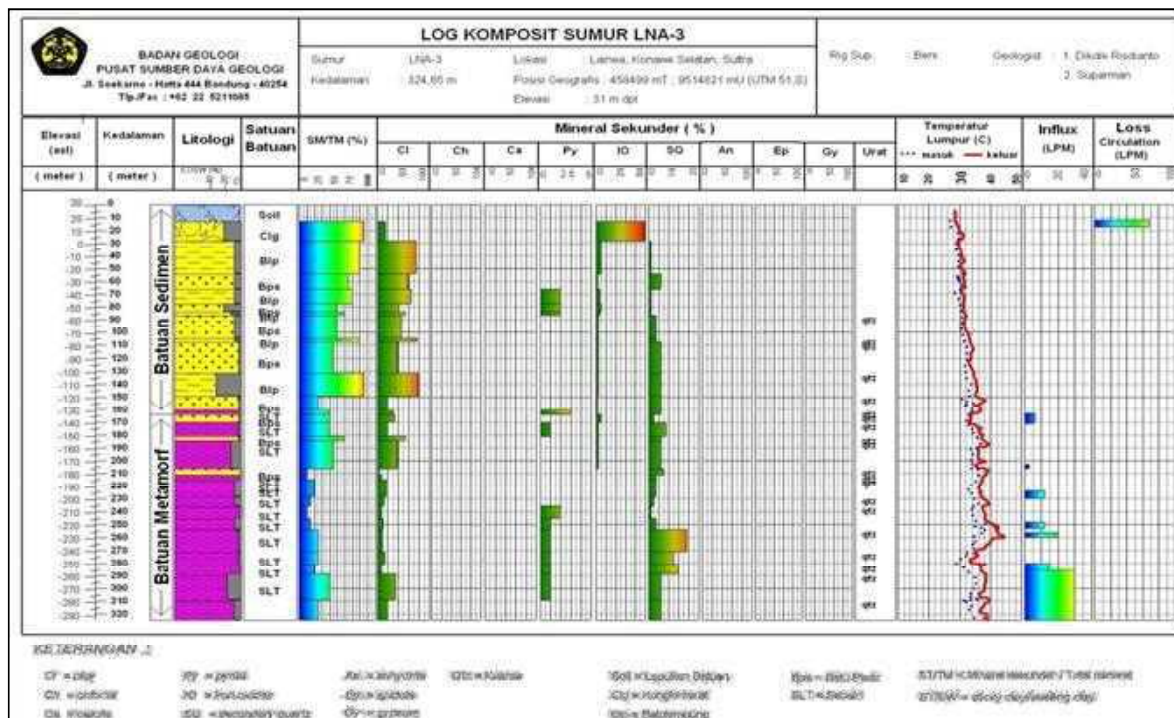
DAFTAR PUSTAKA

- Badan Pusat Statistik Kabupaten Konawe Selatan, 2011., Konawe Selatan Dalam Angka 2011.
- Bemmelen, van R.W., 1949, *The Geology of Indonesia, Vol. I A*, The Hague. Netherlands.
- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*, John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg – Ca Geo-Indicators*, *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977, *Chemistry and Geothermal System*, Academic Press Inc. Orlando.
- Sjaiful Bahri., 1972, Inventarisasi dan Penyelidikan Pendahuluan Terhadap Gejala Panas Bumi di Provinsi Sulawesi Tenggara dan Sumatera Selatan, Subdit Inventarisasi Panas Bumi, Direktorat Vulkanologi.
- S. Gafoer, dkk., 1993, Geologi Lembar Baturaja, Sumatera, Departemen Pertambangan dan Energi, Direktorat Jenderal Pertambangan Umum, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Tim Survei Terpadu, 2010, Survei Terpadu Panas Bumi Lainea, Badan Geologi, Pusat Sumber Daya Geologi.

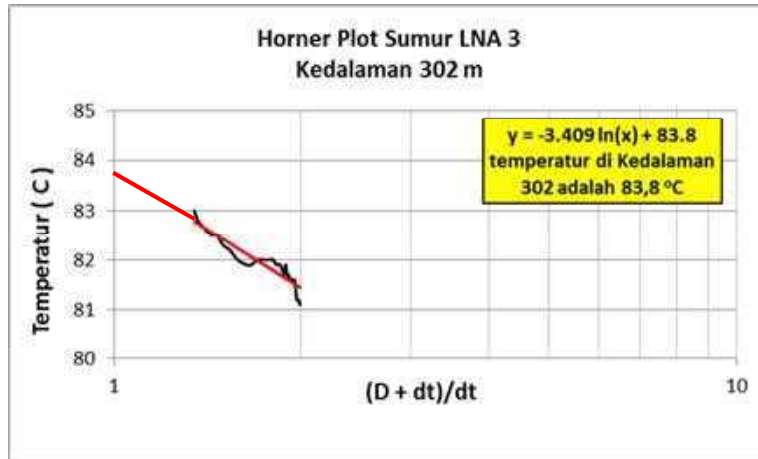
- Tim Survei Magnetotellurik (2011). Laporan Survei Magnetotellurik Daerah Panas Bumi Lainea, Kabupaten Konawe Selatan, Sulawesi Tenggara.
- Tim Survei Aliran Panas (2011). Laporan Survei Aliran Panas Daerah Panas Bumi Lainea, Kabupaten Konawe Selatan, Sulawesi Tenggara.
- Tim Survei Landaian Suhu (2012). Laporan Survei Landaian Suhu LNA-1, Daerah Panas Bumi Lainea, Kabupaten Konawe Selatan, Sulawesi Tenggara.
- Tim Survei Landaian Suhu (2012). Laporan Survei Landaian Suhu LNA-2, Daerah Panas Bumi Lainea, Kabupaten Konawe Selatan, Sulawesi Tenggara.



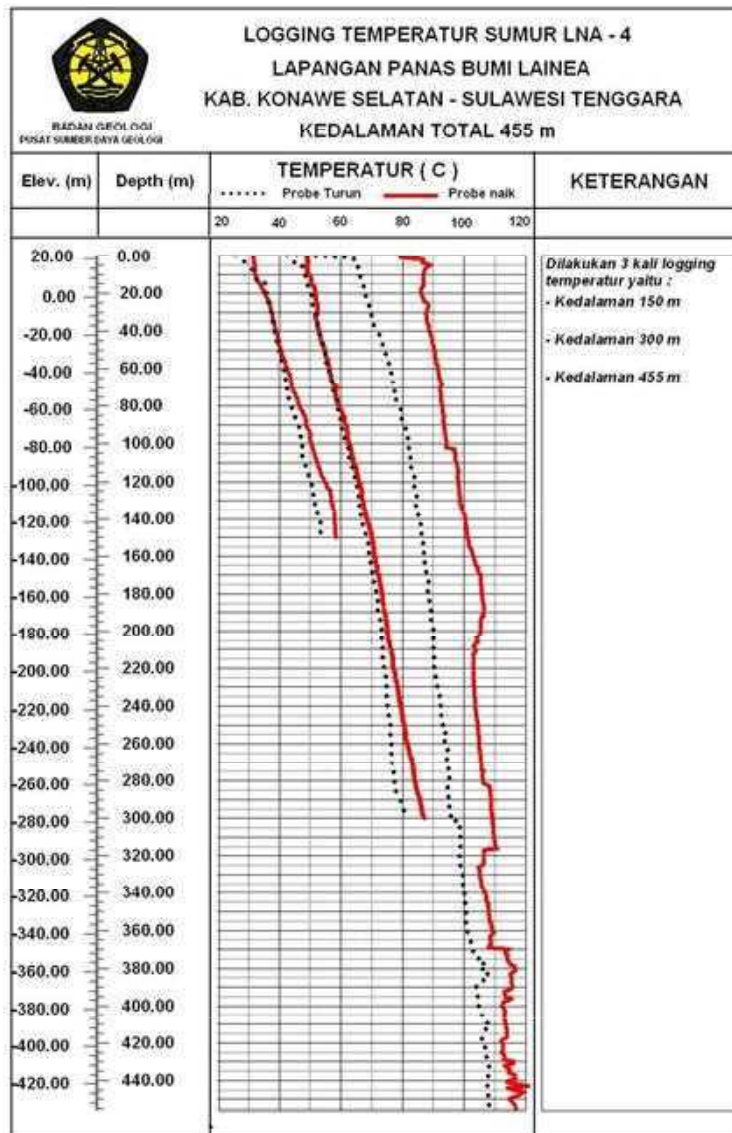
Gambar 3 Peta Kompilasi geosains dan lokasi Pengeboran LNA-3 dan LNA-4



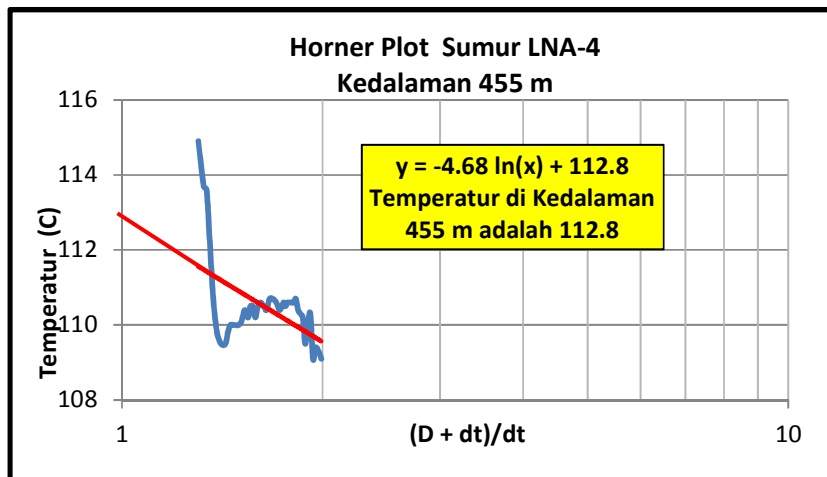
Gambar 4 Log Komposit Sumur Landaian Suhu LNA-3



Gambar 7 Hasil Horner Plot Temperatur Sumur LNA-3



Gambar 8 Profil Temperatur Sumur Landaian Suhu LNA-4



Gambar 9 Hasil Horner Plot Temperatur Sumur LNA-4

GEOLOGI DAN GEOKIMIA DAERAH PANAS BUMI WAY UMPU SELATAN, KABUPATEN WAY KANAN, PROVINSI LAMPUNG

Dikdik Risdianto, Anna Yushantarti, Andri Eko Ari Wibowo

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Secara administratif daerah penyelidikan berada di Kabupaten Way Kanan, Provinsi Lampung atau secara geografis berada antara 4° 20' 35" hingga 5° 04' 51" LS dan 104° 20' 34" hingga 104° 33' 34" BT.

Sistem panas bumi daerah penyelidikan diperkirakan berasosiasi dengan aktivitas vulkanik berumur Kuarter, yaitu G.Remas, G. Ulujamus dan G. Punggur, dan dikontrol oleh struktur berarah timurlaut-baratdaya yang merupakan struktur sekunder dari sistem Sesar Sumatera. Batuan yang ada di lokasi penyelidikan terdiri dari batuan sedimen berumur Tersier dan batuan vulkanik berumur Kuarter.

Gejala panas bumi daerah penyelidikan terdiri dari mata airpanas, yaitu Mata Air Panas Way Umpu Selatan 1 , Way Umpu Selatan 2 Way Umpu Selatan 3, Way Umpu Selatan 4, Way Umpu Selatan 5 dan Way Umpu Selatan 6, selain itu terdapat juga bualan gas. Temperatur mata air panas berkisar antara 38,4 hingga 78,7°C dengan pH relatif netral.

Air panas Way Umpu Selatan secara keseluruhan termasuk dalam tipe klorida, dan berada di dalam daerah partial equilibrium dalam segitiga Na-K-Mg. Dari hasil pendugaan temperatur bawah permukaan dengan metode silika dan Na-K-Ca diperoleh temperatur 170 – 200 °C, sedangkan anomali geokimia yaitu sebaran Hg tanah berupa terkonsentrasi di lereng barat dan barat daya Gunung Remas.

Proses pembentukan sistem panas bumi di daerah penyelidikan diperkirakan berasosiasi dengan aktivitas vulkanik Gunung Remas, yang terjadi kurang lebih sekitar 200.000 tahun yang lalu dan dari hasil kompilasi data geosain menunjukkan bahwa daerah prospek berada di lereng utara Gunung Remas atau di sebelah uselatan mata air panas Way Umpu Selatan dengan luas kurang lebih 20 km² dan masih membuka kearah selatan dengan potensi energi panas bumi adalah sekitar 40 MWe pada kelas sumber daya hipotetik.

PENDAHULUAN

Secara administratif daerah panas bumi Wai Umpu terletak di Kabupaten Wai Kanan, Provinsi Lampung. secara

geografis berada pada koordinat antara antara 4° 20' 35" hingga 5° 04' 51" LS dan 104° 20' 34" hingga 104° 33' 34" BT
(Gambar 1).

HASIL PENYELIDIKAN

Geologi

Stratigrafi daerah penyelidikan tersusun oleh litologi paling tua berupa batuan sedimen berumur Tersier (Oligosen) berupa perselingan batu pasir dan lempung, aktivitas magmatik diawali pada Kala Pleistosen berupa breksi tuff, jatuhan piroklastik, dan terakhir adalah aktivitas Gunung Api yaitu G. Ulujamus, G. Punggur dan G. Remas, yang menghasilkan produk berupa lava dan breksi vulkanik.

Struktur geologi umumnya berpola timurlut-baratdaya berupa sesar normal dan geser yang membentuk pola-pola kelurusan. Sesar-sesar normal dan geser ini diperkirakan sebagai struktur sekunder dari pola Sesar Sumatera (**Gambar 2**).

Manifestasi panas bumi yang ada di lokasi penyelidikan terdiri atas satu kelompok manifestasi, yaitu : Kelompok Manifestasi Wai Umpu yang terdiri dari enam mata air panas, yaitu :

1). Mata Air Panas Wai Umpu 1

Temperatur mata air panas 78,7°C pada temperatur udara 27,3°C dengan pH 7,23, daya hantar listrik 4510 μ hos/cm dan debit 1 liter/detik. Mata air panas berwarna jernih, tidak berbau, rasa air sedikit payau, dan terdapat gelembung-gelembung gas yang muncul dari dasar kolam.

2). Mata Air Panas Wai Umpu 2

Temperatur mata air panas 47,3°C pada temperatur udara 31,6°C dengan pH 6,82, daya hantar listrik 4780 μ hos/cm dan debit 0,01 liter/detik. Mata air panas

berwarna jernih, tidak berbau, dan rasa air sedikit asin.

3). Mata Air Panas Wai Umpu 3

Temperatur mata air panas 36,4°C pada temperatur udara 31,5°C dengan pH 6,95, daya hantar listrik 4330 μ hos/cm dan debit 0,01 liter/detik. Mata air panas berwarna jernih, tidak berbau, dan rasa air asin.

4). Mata Air Panas Wai Umpu 4

Temperatur mata air panas 40,1°C pada temperatur udara 31,5°C dengan pH 6,79, daya hantar listrik 1410 μ hos/cm dan debit 0,1 liter/detik. Mata air panas berwarna jernih, tidak berbau, dan tidak berasa.

5). Mata Air Panas Wai Umpu 5.

Temperatur mata air panas 54,6°C pada temperatur udara 31,5°C dengan pH 7,19, daya hantar listrik 4700 μ hos/cm dan debit 0,05 liter/detik. Mata air panas berwarna jernih, tidak berbau, dan tidak berasa.

6). Mata Air Panas Wai Umpu 6

Temperatur mata air panas 38,4°C pada temperatur udara 30,1°C dengan pH 6,45, daya hantar listrik 1380 μ hos/cm dan debit 0,05 liter/detik. Mata air panas berwarna jernih, tidak berbau, dan tidak berasa.

Geokimia

Hasil plot sampel air panas daerah Wai Umpu pada diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃ sebagaimana terlihat pada **gambar 3**

menunjukkan bahwa semua air panas bertipe klorida.

Plot sampel air panas daerah panas bumi Wai Umpu pada diagram segitiga Na-K-Mg menunjukkan bahwa sampel air panas daerah ini pada umumnya berada pada daerah *partial equilibrium* yang mengindikasikan bahwa air panas kemungkinan sudah mengalami kesetimbangan kesetimbangan dengan batuan di reservoir.

Sedangkan hasil plotting air panas pada diagram segitiga Cl-Li-B menunjukkan bahwa hasil plotting mengumpul di satu garis lurus yang mempunyai perbandingan B/Cl yang relative sama, selain itu posisi mengumpulnya mendekati pojok Cl, hal ini menandakan adanya pengaruh vulkanik dalam sistem ini .

Berdasarkan diagram segi tiga Na-K-Mg, semua mata air panas di daerah penyelidikan terletak di zone *partial equilibrium*, hal ini menunjukkan bahwa tingkat kesetimbangan yang cukup baik, sehingga baik dipakai untuk penentuan temperatur reservoir, dan bila hitung berdasarkan geotermometer silika dan Na-K, Na-K-Ca menghasilkan rentang temperatur 170 hingga 200 °C.

Hasil *Plotting* data isotope Oksigen-18 terhadap *Deuterium* memperlihatkan beberapa mata air panas telah mengalami pengkayaan Oksigen-18, terutama air panas dari Mata Air Panas Way Umpu 1, hal ini memperlihatkan bahwa interaksi antara fluida panas dengan batuan

sekitarnya selama perjalanan dari reservoir ke permukaan sangat intensif (**Gambar 4**).

Distribusi Hg tanah dan udara tanah kedalaman 1 meter, memperlihatkan anomali konsentrasi tinggi Hg tanah, mencapai 2008 ppb terletak di sebelah barat dan baratdaya serta selatan manifestasi Gunung Remas (**Gambar 5**).

Kandungan gas CO₂ dalam udara tanah berkisar antara 0.0 – 9,9 %, terdistribusi membentuk anomali di lereng timur Gunung Remas. Beberapa penyebab terjadinya anomali gas CO₂ ini yaitu berasal dari dekomposisi organik terutama di daerah pertanian (**Gambar 6**).

PEMBAHASAN

Secara geologi ada beberapa area di daerah penyelidikan yang memungkinkan menjadi sumber panas, yaitu tubuh-tubuh kerucut vulkanik yang berumur Kuartar. Keberadaan tubuh-tubuh Kerucut vulkanik muda ini juga ditunjang oleh adanya manifestasi berupa bualan gas di mata air panas Way Umpu-1 yang umumnya berasal dari tubuh magma yang masih sangat potensial menyimpan panas, dari hasil analisis kimia sampel gas, memperlihatkan bahwa gas ini mengandung CO₂, H₂S, CH₄, H₂, yaitu gas-gas yang biasa berasosiasi dengan aktivitas vulkanik.

Tubuh kerucut termuda adalah $0,2 \pm 0,1$ juta tahun atau Pleistosen (*fission track*) diperoleh dari satuan kubah lava G. Benatan yang berupa tubuh kubah lava di

puncak G. Remas. Selanjutnya adanya struktur-struktur geologi di daerah penyelidikan membentuk zona yang bersifat *permeable* dalam hal ini Sesar Normal Way Umpu yang berarah relatif timurlaut-baratdaya dan merupakan media/jalur untuk keluarnya air panas ke permukaan.

Manifestasi panas bumi Wai Umpu-1 diperkirakan sebagai hasil dari aliran lateral dari sistem yang berada di G. Remas, sedangkan temperatur reservoir diperoleh dari kalkulasi dengan metode perhitungan geotermometer silika dan diperoleh sekitar 170 °C, dan termasuk dalam sistem entalpi sedang.

Daerah prospek panas bumi Wai Umpu berdasarkan kompilasi data geologi, geokimia dan geofisika berada di sebelah selatan mata air panas Wai Umpu dengan luas diperkirakan sekitar 20 km².

Potensi energi panas bumi daerah Wai Umpu dihitung berdasarkan asumsi temperatur resevoir 170 °C, temperatur *cut off* sebesar 150°C, ketebalan resevoir 1000 meter, dan luas prospek **20 km²**, maka

potensi panas bumi di daerah Wai Umpu adalah sebesar 40 Mwe pada kelas sumber daya hipotetik (**Gambar 7**).

KESIMPULAN

Sistem panas bumi Wai Umpu diperkirakan berasosiasi dengan aktivitas makmatik berumur Kuartar yaitu Gunung Remas.

Dari hasil kompilasi data geosain menunjukkan bahwa daerah prospek berada disebelah selatan mata air panas Wai Umpu dengan luas kurang lebih 20 km² dan potensi energi panas bumi daerah Wai Umpu adalah sebesar 40 MWe pada kelas sumber daya hipotetik.

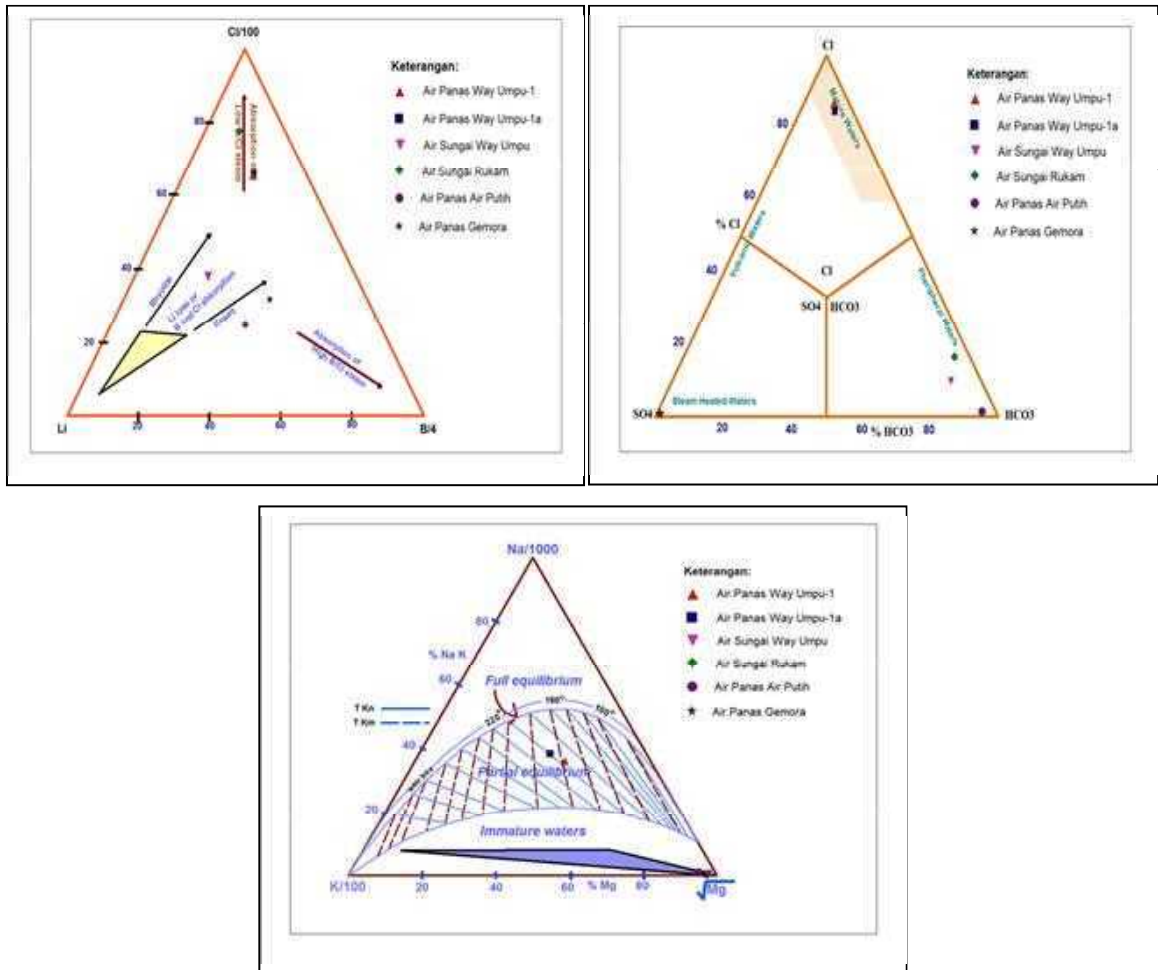
UCAPAN TERIMAKASIH

Ucapan terimakasih penulis ucapkan kepada Kelompok Penyelidikan Panas Bumi, Pusat Sumber Daya Geologi, yang telah mendukung dalam hal pnyediaan data, sebagai bahan penulisan makalah ini, selain itu juga kepada seluruh pihak yang telah mendukung aktivitas penulisan makalah ini.

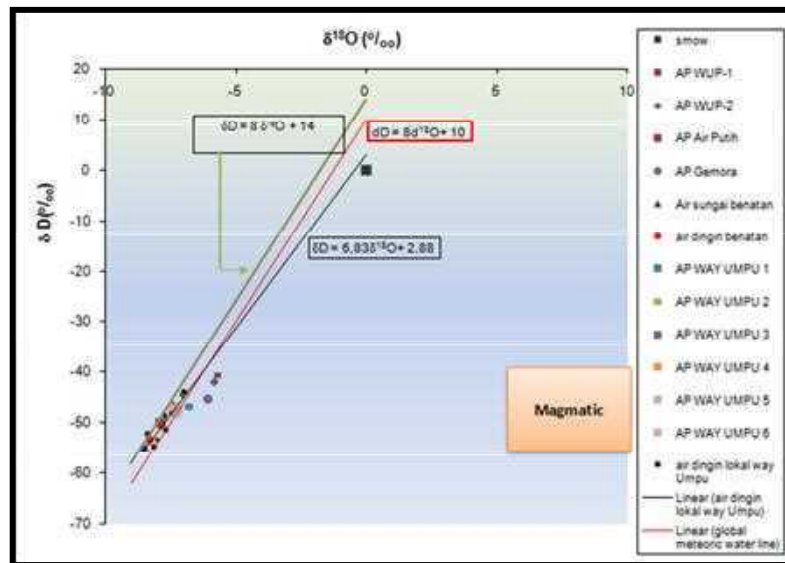
DAFTAR PUSTAKA

- Badan Pusat Statistik Kabupaten Way Kanan, 2011., Wai Kanan Dalam Angka 2011.
- Badan Standardisasi Nasional, 2000., Angka Parameter Dalam Estimasi Potensi Energi Panas Bumi, SNI 13- 6482- 2000.
- Bemmelen, van R.W., 1949, *The Geology of Indonesia, Vol. I A*, The Hague. Netherlands.
- Giggenbach, W.F., 1991. Chemical techniques in geothermal exploration. In: D'Amore, F. (coordinator), Application of geochemistry in geothermal reservoir development, UNITAR/UNDP, Rome, 119-142

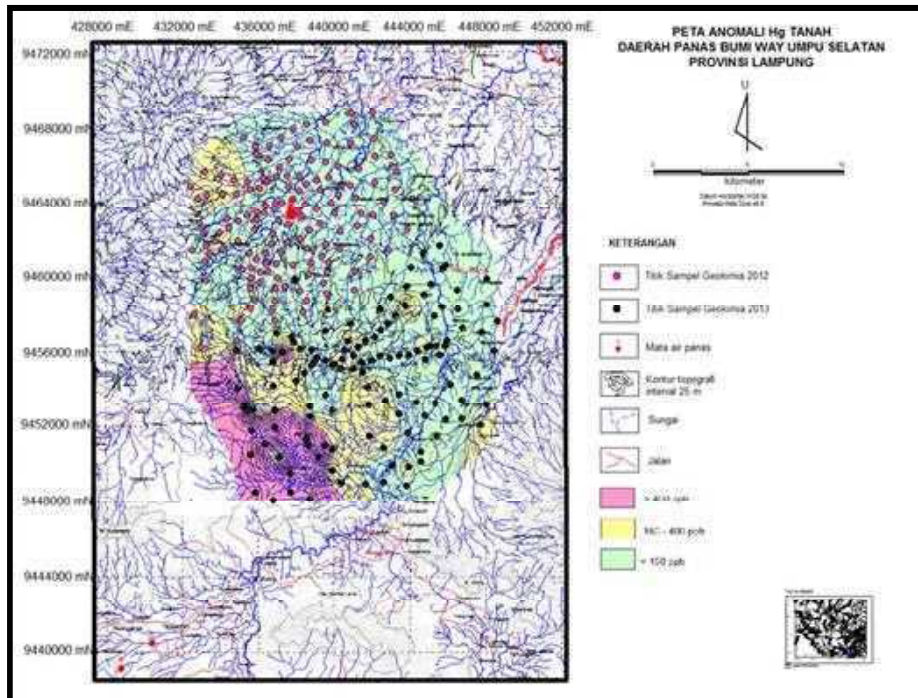
- Nicholson, K., 1993, Geothermal Fluids-chemistry and exploration technique, Springer Verlag, Inc. Berlin, ISBN: 3540560173
- Sjaiful Bahri., 1972, Inventarisasi dan Penyelidikan Pendahuluan Terhadap Gejala Panas Bumi di Provinsi Lampung dan Sumatera Selatan, Subdit Inventarisasi Panas Bumi, Direktorat Vulkanologi.
- S. Gafoer, dkk., 1993, Geologi Lembar Baturaja, Sumatera, Departemen Pertambangan dan Energi, Direktorat Jenderal Pertambangan Umum, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.
- Tim Survei Terpadu, 2012, Survei Terpadu Panas Bumi Way Umpu, Badan Geologi, Pusat Sumber Daya Geologi.
- Truesdell, A.H., 1991, Effects of physical processes on geothermal fluids, In: In: D'Amore, F. (coordinator), Application of geochemistry in geothermal reservoir development, UNITAR/UNDP, Rome, 71-92.



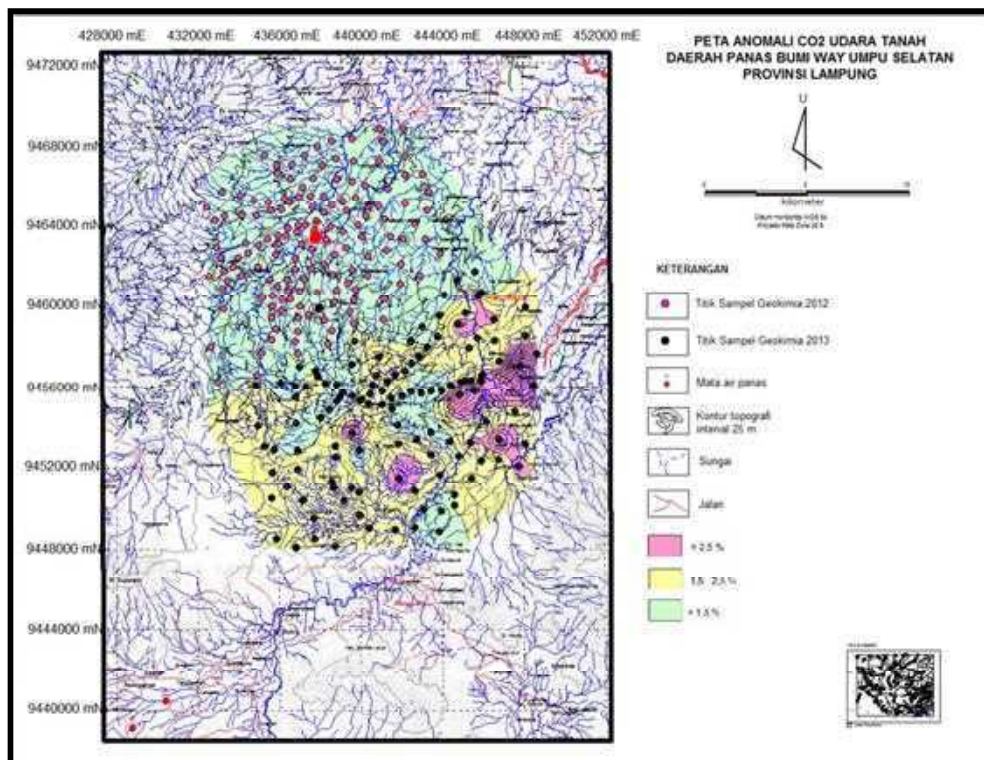
Gambar 3 Diagram segitiga karakteristik air panas



Gambar 4 Diagram Isotop ^{18}O vs Deuterium



Gambar 5 Peta distribusi konsentrasi Hg dalam tanah



Gambar 6 Peta distribusi konsentrasi gas CO₂ udara tanah

PENYELIDIKAN TERPADU GEOLOGI DAN GEOKIMIA DAERAH PANAS BUMI SULILI, KABUPATEN PINRANG, SULAWESI SELATAN

Anna Yushantarti, Dede Iim Setiawan, Yuanno Rezky

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Daerah penyelidikan panas bumi Sulili berada di Kabupaten Pinrang, Sulawesi Selatan dengan koordinat $3^{\circ} 35' 30'' - 3^{\circ} 49' 13''$ LS dan $119^{\circ} 36' 41'' - 119^{\circ} 49' 36''$ BT. Manifestasi panas bumi berupa alterasi yang sudah dingin dan satu kompleks air panas dengan temperatur $52 - 78^{\circ}\text{C}$ pada temperatur udara 27°C , dan pH netral. Air panas Sulili bertipe klorida dan berada pada zona *partial equilibrium*. Sumber panas diperkirakan dari retas-retas andesit berumur Plistosen ($0,7 \pm 0,2$ juta tahun). Temperatur reservoir diperkirakan sebesar 210°C (dari geotermometer Na-K). Luas daerah prospek diperkirakan berada di sekitar bukit Paleteang seluas 6 km^2 dengan potensi sebesar 29 MWe pada kelas sumber daya hipotetis. Kata kunci: panas bumi, Sulili, Sulawesi Selatan.

PENDAHULUAN

Penyelidikan terpadu geologi dan geokimia daerah panas bumi Sulili, Kabupaten Pinrang, Sulawesi Selatan dilakukan pada tahun 2013. Daerah ini berada di sebelah utara kota Makassar, ibu kota Provinsi Sulawesi Selatan. Secara geografis berada pada koordinat $3^{\circ} 35' 30'' - 3^{\circ} 49' 13''$ LS dan $119^{\circ} 36' 41'' - 119^{\circ} 49' 36''$ BT (Gambar 1). Lokasi survei terpadu dapat ditempuh dari kota Makassar ke arah utara dengan menggunakan kendaraan roda empat sejauh 160 km menuju Kota Pinrang dan dilanjutkan menuju lokasi survei di bagian timur laut Kota Pinrang sejauh 7 km, dengan total waktu tempuh sekitar 5 jam.



Gambar 1. Lokasi daerah penyelidikan yang berada di sebelah utara Kota Makassar

METODOLOGI

Metode geologi digunakan untuk mengetahui sebaran batuan, mengenali gejala tektonik, dan karakteristik fisik manifestasi panas bumi. Pemetaan morfologi, satuan batuan, struktur geologi dan manifestasi panas bumi, dimaksudkan untuk lebih mengetahui hubungan antara semua parameter geologi yang berperan dalam pembentukan sistem panas bumi di daerah tersebut.

Metode geokimia dilakukan untuk mengetahui karakteristik fluida dan kondisi reservoir panas bumi. Karakteristik beberapa parameter diperoleh dari jenis manifestasi, konsentrasi senyawa kimia terlarut dan terabsorpsi dalam fluida panas yang terkandung dalam sampel air, dan anomali distribusi horisontal pada tanah dan udara tanah pada kedalaman satu meter sebagai indikasi sumber daya panas bumi. Parameter yang digunakan meliputi sifat fisika dan kimia manifestasi, data hasil analisis kimia air, serta Hg tanah.

MANIFESTASI PANAS BUMI

Manifestasi panas bumi di daerah penyelidikan berupa pemunculan satu kompleks mata air panas Sulili dan batuan ubahan.

1. Kelompok mata air panas Sulili berada di Desa Maminasae, Kecamatan Paleteang, Kabupaten Pinrang yang secara geografis terletak pada koordinat 3° 45' 57,7" LS dan 119° 42' 7,39" BT pada elevasi 29 mdpl. Di lokasi ini terdapat sekitar 5 mata air panas

yang muncul pada endapan alluvium dengan temperatur air panas 52 - 78 °C pada temperatur udara 27°C, pH 7,15 – 7,71, daya hantar listrik 4290 – 4500 μ S/cm, dan debit sebesar 1 liter/detik.

2. Batuan ubahan tersebar di bagian tengah daerah penyelidikan, tepatnya di Buttu Paleteang. Terdapat 2 lokasi batuan ubahan di Buttu Paleteang, yaitu di bagian timur dan utara bukit tersebut. Batuan di bagian timur sudah berubah dengan intensitas rendah sampai tinggi, sedangkan di bagian utara intensitas ubahannya sedang. Batuan ubahan di bagian timur Buttu Paleteang secara megaskopis terlihat berwarna putih, putih kekuningan sampai kemerahan, dan abu-abu keputihan dan terbentuk pada batuan asal berupa andesit dan dasit. Singkapan batuan ubahan paling bagus adalah ubahan dasit yang terdapat di 4 lokasi berdekatan, yaitu mulai SI-56 sampai SL-59. Dasit yang sudah berubah terlihat berwarna abu-abu terang sampai putih, di beberapa bagian kekarnya terdapat endapan sulfur berwarna kuning sampai kuning kehijauan yang diperkirakan sebagai hasil dari proses sublimasi sulfur yang terbawa dalam gas-gas magmatik. Mineral lempung hasil proses ubahan hidrotermal tersebut berdasarkan hasil analisis *portable infra-red mineral analyzer* (PIMA) adalah berupa ilit, haloisit, monmorilonit, dan alunit. Asosiasi mineral lempung yang hadir pada batuan ubahan tersebut mencirikan bahwa ubahannya bertipe argilik sampai argilik lanjut. Proses

alterasinya diperkirakan berlangsung pada kondisi fluida sedikit asam sampai netral dengan temperatur di bawah 220°C.

3. Ada satu mata air panas yang ditemukan di luar daerah penyelidikan, yaitu air panas Lemo Susu, berada di Desa Lemo Susu, Kecamatan Lembang, Kabupaten Pinrang atau secara geografis terletak pada koordinat 3°45' 54,9" LS dan 119°42' 7,6" BT pada elevasi 168 mdpl. Di lokasi ini terdapat 2 mata air panas dengan temperatur air panas 40 - 41 °C pada temperatur udara 29°C, pH 8,9 – 9,3, daya hantar listrik 153 – 169 $\mu\text{S/cm}$, dan debit sebesar 0,5 - 1,5 liter/detik. Air panas yang keluar dari rekahan batuan beku andesit-basal berwarna jernih.

Total energi panas yang hilang secara alamiah dari mata air panas yang terdapat di Sulili adalah sebesar 3,9 kW_{th}.

GEOLOGI

Secara umum geologi daerah penyelidikan tersusun oleh batuan sedimen berumur Miosen sampai Pliosen, batuan vulkanik produk Buttu Tirassa berumur Pliosen, dan endapan permukaan.

Satuan geomorfologi dibagi menjadi 4, yaitu satuan perbukitan berlereng terjal, perbukitan berlereng curam, perbukitan bergelombang, dan satuan pedataran. Morfologi perbukitan menempati wilayah bagian utara dan timur daerah penyelidikan yang tersusun oleh litologi berupa batuan gunung api dan batuan sedimen. Sedangkan morfologi pedataran

menempati wilayah bagian barat, tengah, dan wilayah bagian selatan daerah penyelidikan, tersusun oleh endapan permukaan yang mengisi zona depresi.

Berdasarkan urutan umurnya dari tua ke muda, daerah penyelidikan tersusun oleh Satuan Batupasir Gampingan (Tm_{pg}), Satuan Batupasir (T_{pp}), Satuan Konglomerat (T_{pk}), Satuan Breksi Tirassa (T_{pb}t), Satuan Batulempung Tufaan (T_{pl}), Satuan Lava Andesit Tirassa (T_{pat}), Satuan Lava Trakhit Tirassa (T_{ptt}), Satuan Lava Trakhit Paletang (T_{ptp}), Satuan Batugamping (T_{pg}), Satuan Lava Andesit Basaltik Tirassa (T_{pabt}), Koluvium (Q_k), dan Aluvium (Q_a) (Gambar 2).

Secara umum struktur geologi di daerah ini memiliki 2 pola utama, yaitu pola struktur berarah baratlaut - tenggara dan pola struktur berarah timur - barat sampai timurlaut - baratdaya dengan sesarnya berjenis sesar normal. Keberadaan beberapa sesar normal di daerah ini diperkirakan membentuk zona depresi Sulili yang luas, diperkirakan terbentuk Kala Miosen-Pliosen dan teraktifkan kembali pada Kala Plistosen. Perpotongan antara sesar-sesar inilah yang diperkirakan berperan penting dalam pemunculan manifestasi panas bumi di Sulili. Daerah perpotongan sesar tersebut menghasilkan bukaan sesar yang menjadi media jalannya fluida hidrotermal ke permukaan.

Kimia Air

Berdasarkan pada hasil analisis air panas dan air dingin, konsentrasi komponen-komponen tersebut digunakan sebagai *tracers* dan geoindikator dengan cara *plotting* pada diagram segi tiga Giggenbach (1991, diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃, Na-K-Mg, dan Cl-Li-B).

Pada diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃ (Gambar 3), air panas Sulili-1 dan Sulili-2 terletak pada posisi zona klorida, yang bisa mengindikasikan bahwa air panas Sulili bertipe klorida dan ber-pH netral merupakan fluida panas bumi berasal langsung dari reservoir panas bumi dan mengindikasikan zona yang permeable di bawah permukaan. Air panas Lemosusu-1 dan Lemosusu-2 bertipe bikarbonat, adanya bikarbonat diduga berasosiasi dengan naiknya fluida panas bumi yang mengandung gas terutama CO₂ kemudian mengalami kondensasi di dalam akuifer dangkal, tipe air bikarbonat terbentuk di bawah zona air tanah.

Berdasarkan diagram segi tiga Cl-Li-B (Gambar 4) air panas Sulili-1 dan Sulili-2 mengelompok pada zona Cl, yang mengindikasikan air panas tersebut bisa berasal dari proses vulkanik magmatik yang membawa gas HCl dan H₂S terlarut. Pada temperatur yang tinggi Cl berada sebagai HCl dan B sebagai H₃BO₃, keduanya bersifat volatil dan bisa dipindahkan oleh uap temperatur tinggi. Ada kemungkinan air panas Sulili terbentuk melalui absorpsi uap magmatik dengan

rasio B/Cl yang rendah, yang mencirikan air panas tersebut berasal dari lingkungan magmatik yang membawa gas HCl dan H₂S terlarut. Sementara air panas Lemosusu berada pada zona Klorida-Boron yang mengindikasikan lingkungan pembentukan air panas berada di lingkungan vulkanik magmatik pula. Giggenbach (1991) menyebutkan bahwa kandungan B dalam fluida panas bumi dapat merefleksikan derajat kematangan sistem panas bumi. Karena volatilitasnya, komponen seperti B, As, dan Hg akan ada dalam kandungan fluida selama fase pemanasan awal. Fluida dari sistem hidrotermal 'tua' dapat diindikasikan dari tidak adanya elemen-elemen tersebut. Kandungan Boron di air panas Sulili cukup besar sekitar 6-7 mg/l hal ini bisa mengindikasikan kematangan sistem panas bumi ataupun ada pengaruh interaksi sedimen dalam sistem panas bumi Sulili sebelum mencapai permukaan. Berdasarkan diagram segi tiga Na/1000-K/100-Mg^{0.5} (Gambar 5), mata air panas Sulili-1 dan Sulili-2 terletak pada *partial equilibrium* dan bila ditarik ke garis Na-K berada pada garis lurus dan jatuh pada titik hampir sama pada temperatur sedang (sekitar 210°C). Begitu halnya dengan air panas Lemosusu-1 dan Lemosusu-2 berada pada zona *partial equilibrium*. Sementara air dingin berada pada zona *immature waters* (sudut Mg) yang mengindikasikan ciri air permukaan.

Fluida panas bumi naik ke permukaan sebagai air panas bisa mengalami proses pendinginan karena proses konduksi panas ke batuan sekitarnya, proses pendidihan, proses pencampuran dengan air dingin, atau karena kombinasi ketiga proses tersebut. Truesdell (1991) menyarankan untuk menggunakan diagram Schoeller sebagai alat untuk melihat pencampuran dengan berbagai macam air. Air panas pada umumnya mempunyai konsentrasi Mg dan Ca yang rendah, dan konsentrasi yang tinggi untuk Li, Na, K, F, Cl, B, dan SO₄. Dari diagram Schoeller daerah Sulili (Gambar 6) terlihat bahwa pola grafik untuk air panas Sulili dan air panas Lemosusu berbeda dengan pola air dingin, sementara dari beberapa komponen seperti Mg mempunyai kecenderungan yang jauh dengan air dingin, terlihat dari konsentrasi Mg yang kecil dan berbeda dengan karakter konsentrasi Mg dalam air dingin, hal ini mengindikasikan derajat *mixing*/pencampuran dengan air tanah ada namun sangat kecil.

Gas

Hasil analisa kimia gas menunjukkan bahwa gas yang keluar dari mata air panas Sulili didominasi oleh gas CO₂ (32-35 % mol), CH₄ (19-52 % mol), dan N₂ (14-39 % mol), sementara gas H₂S tidak terdeteksi. Kandungan gas H₂S dalam sistem panas bumi berasal dari magmatik atau alterasi dari batuan reservoir, (Nicholson, 1993) meningkatnya rasio CO₂/H₂S menunjukkan

meningkatnya migrasi dari sumbernya (outflow). Tidak terdeteksinya gas H₂S menunjukkan air panas Sulili bisa merupakan indikasi outflow dari sistem panas bumi Sulili. Hal ini didukung oleh rasio CO₂/H₂ yang juga tinggi yang mengindikasikan outflow. Kandungan gas metan yang dominan dimungkinkan dihasilkan dari alterasi batuan sedimen dari batuan di kedalaman. Dari hasil analisa gas Sulili, rasio N₂/Ar berkisar antara 49-57 yang bisa mengindikasikan bahwa gas gas panas bumi yang keluar melalui mata air panas Sulili merupakan hasil pencampuran dengan air meteorik di kedalaman tertentu. Nilai rasio gas Sulili mengarah ke crustal/ mantel yang menunjukkan adanya pengaruh dari gas-gas hasil reaksi batuan samping pada kerak bumi di bawahnya. Tingginya kandungan N₂ dalam komponen magmatik masih belum diketahui asalnya. Sebagian bisa berasal dari dekomposisi materi organik dari kerak selama kontak dengan intrusi magmatik, yang kemudian langsung dilepaskan dari kulit atau ditransportkan melalui subduksi lempengan (Giggenbach, 1991).

Isotop

Pada umumnya fluida geotermal akan mengalami proses penambahan isotop oksigen-18 ($\delta^{18}\text{O}$ *shifting*) dari air asalnya, dalam hal ini adalah air meteorik (Craig, 1963 dalam Nicholson, 1993). Perubahan isotop deuterium tidak akan terjadi karena

batuan pada umumnya memiliki konsentrasi hidrogen yang rendah. Data isotop diplot dengan persamaan air meteorik lokal (*meteoric water line*) $\delta D = 8 \delta^{18}O + 14$. Hasil analisis konsentrasi Isotop ^{18}O dan 2H (D) dari sampel air panas Sulili cenderung menjauhi *meteoric water line*, hal ini mencerminkan bahwa mata air panas tersebut berasal dari kedalaman (*deep water*). (Gambar 7).

Kimia Tanah

Konsentrasi Hg tanah pada umumnya rendah setelah dikoreksi oleh nilai konsentrasi H_2O dan bervariasi mulai dari konsentrasi 1 ppb sampai dengan konsentrasi 1338 ppb. Konsentrasi tertinggi berada tepat di mata air panas Sulili (1338 ppb) dan dua titik (SL-59A sebesar 496 ppb dan SL-59C sebesar 128 ppb) dimana terdapat manifestasi alterasi di bukit Paleteang. Peta distribusi nilai Hg tanah (Gambar 8) memperlihatkan anomali relatif tinggi >100 ppb sangat sempit luas daerah anomalnya yang terletak di sebelah barat daerah penyelidikan, tepat di alterasi Paleteang dan satu spot di air panas Sulili-2; Anomali Hg bisa mengindikasikan permeabilitas suatu zona atau daerah *upflow* suatu sistem, karena spesies Hg yang volatil akan terkonsentrasi pada mineral sekunder di atas zona steam dengan kondisi ideal bisa mengindikasikan *upflow* dan zona *boiling* yang menjadi target eksplorasi (Nicholson, 1993).

Geotermometri

Hasil perhitungan dengan geotermometer Na-K temperatur reservoir panas bumi Sulili diperoleh sekitar 210°C dan Lemo Susu adalah antara 110°C dengan menggunakan geotermometer silika *adiabatic cooling (ac) maximum steam loss*.

PEMBENTUKAN SISTEM PANAS BUMI

Tektonik Daerah Sulili dimulai ketika berakhirnya penunjaman landai dari Mandala Geologi Sulawesi Timur ke arah barat terhadap Mandala Geologi Sulawesi Barat, sampai kemudian kedua mandala geologi tersebut bersatu pada Miosen Tengah. Paska penunjaman tersebut di daerah penyelidikan terbentuk sesar-sesar normal berarah barat-laut - tenggara sampai barat - timur memotong Satuan Batupasir Gampingan (Tmgp) yang kemudian diantaranya mengakibatkan terbentuknya zona Depresi Sulili. Aktivitas tektonik pada Miosen inilah diduga sebagai penyebab terbentuknya sistem kekar yang baik pada Satuan Batupasir Gampingan, sehingga memungkinkan untuk memiliki nilai permeabilitas yang baik dan berfungsi sebagai reservoir panas bumi.

Proses sedimentasi yang berlangsung di daerah Sulili pada saat setelah terbentuk depresi, seperti halnya di seluruh Pulau Sulawesi, terbentuklah endapan molasa yang diendapkan secara tidak selaras di atas Satuan Batupasir Gampingan. Sedimentasi yang berlangsung hingga Pliosen menghasilkan beberapa batuan

sedimen, yang tersingkap di daerah penyelidikan antara lain Satuan Batupasir (Tpp), Konglomerat (Tpk), dan Batugamping (Tpg). Proses terobosan batuan granitan yang terjadi di seluruh Mandala Geologi Sulawesi Barat pada waktu itu, di daerah penyelidikan ditandai dengan aktivitas vulkanisme Buttu Tirassa dan Buttu Paleteang. Produk hasil aktivitas vulkanik Buttu Tirassa diawali oleh pembentukan Satuan Breksi Tirassa (Tpbt), di bagian timurnya sebagian material tuf terendapkan bersama material halus sedimen klastik membentuk Batulempung Tufaan (Tpl) dan terbentuk Batugamping (Tpg). Selanjutnya secara berturut-turut Lava Andesit Tirassa (Tpat), Lava Trakhit Tirassa (Tpat) bersamaan dengan Lava Trakhit Paleteang (Tptp) di Buttu Paleteang, kemudian ditutup oleh Lava Andesit Basaltik Tirassa (Tpat). Hadirnya magmatisme yang secara regional terjadi di Mandala Geologi Sulawesi Barat tersebut memungkinkan daerah penyelidikan memiliki batuan beku muda yang mengandung sisa panas cukup, yaitu bersamaan dengan batuan beku vulkanik Buttu Tirassa dan Buttu Paleteang. Sumber panas di daerah ini diperkirakan memiliki sisa panas yang lebih besar, karena setelah vulkanisme Buttu Tirassa dan Buttu Paleteang masih berlangsung magmatisme yang menghasilkan retas-retas andesit berumur Plistosen ($0,7 \pm 0,2$ juta tahun). Hal ini diharapkan akan membawa batuan beku

generasi paling muda sebagai pembawa panas yang berperan sebagai sumber panas (*heat sources*) dalam sistem panas bumi Sulili. Pencenangaan yang terjadi di seluruh Sulawesi pada Pliosen-Plistosen, di daerah penyelidikan diduga mengakibatkan teraktifkannya kembali sesar-sesar yang sebelumnya serta membentuk struktur lipatan dan sesar naik berarah baratlaut - tenggara di sebelah timur daerah penyelidikan. Fluida panas bumi yang semula berada di bawah permukaan sekitar Buttu Paleteang kemudian bergerak menuju ke permukaan dan muncul sebagai manifestasi panas bumi dengan kontrol sesar-sesar tersebut.

POTENSI ENERGI

Dengan temperatur reservoir panas bumi sebesar 210 °C (geotermometer Na-K), luas daerah prospek 6 km², temperatur cut off 150°C, asumsi ketebalan reservoir 1000m, dan nilai efisiensi 10%, maka besarnya potensi panas bumi hipotetis daerah Sulili sebesar 29 MWe.

DISKUSI

Manifestasi panas bumi Sulili hanya terdapat alterasi yang sudah mendingin di bukit Paleteang dan air panas Sulili dengan temperatur 78°C.

Kehadiran retas-retas andesit berumur sekitar 0,7 juta tahun merupakan indikasi bahwa sistem panas bumi Sulili memiliki sumber panas berupa tubuh batuan vulkanik andesit yang besar. Tubuh batuan

andesit besar ini diperkirakan berada di sekitar Buttu Paleteang, yaitu di bawah permukaan Buttu Paleteang. Untuk mendapatkan pendugaan yang lebih akurat, diperlukan survei gaya berat di sekitar Buttu Paleteang dan mata air panas Sulili.

Batuan yang diperkirakan berperan sebagai reservoir panas bumi di daerah Sulili adalah batupasir dan batupasir gampingan berumur Tersier. Selain diduga memiliki permeabilitas primer yang cukup baik dari batuan sedimennya, aktivitas tektonik Miosen-Pliosen dan Pliosen-Plistosen mengakibatkan batuan tersebut memiliki sistem kekar yang intensif.

Keterdapatannya batuan ubahan di Buttu Paleteang sebagai akibat proses alterasi tipe argilik-argilik lanjut antara fluida hidrotermal yang sedikit asam-netral dengan batuan pada temperatur fluida di bawah 220°C, paling tidak dapat diduga bahwa batuan ubahan tersebut merupakan bagian dari lapisan penudung. Oleh karena itu, lapisan penudung sistem panas bumi Sulili diperkirakan berada pada kedalaman di sekitar Buttu Paleteang dan memanjang secara lateral ke arah mata air panas Sulili. Dugaan ini masih memerlukan konfirmasi tambahan data bawah permukaan dari survei geofisika, misalnya metode magnetotelurik.

Berdasarkan analisis beberapa karakteristik fluida panasnya, air panas Sulili bisa diindikasikan berada pada zona *margin upflow* atau batas *upflow* dari

sistem panas bumi Sulili, meskipun keberadaannya diperkirakan tidak jauh dari reservoir sistem panas buminya. Hal ini didukung dari keberadaan manifestasi alterasi di Buttu Paleteang dengan mata air panas yang hanya berjarak 4 km, meskipun terlihat adanya indikasi pencampuran oleh air permukaan dengan derajat pencampuran (*mixing*) yang sangat rendah. Meskipun batuan ubahannya sudah tidak panas lagi, alterasi yang merupakan indikasi zona *upflow*, mencirikan adanya gas-gas magmatik yang keluar langsung secara vertikal dari reservoir (*upflow*), meskipun ada juga kemungkinan bahwa reservoir panas bumi (zona *upflow*) sudah bergeser. Untuk menambah keyakinan akan dugaan tersebut, diperlukan survei data geofisika. Kandungan gas metan yang dominan dimungkinkan dihasilkan dari alterasi batuan sedimen dari batuan di kedalaman. Gas N₂ dalam sistem panas bumi berasal dari gas yang terlarutkan dalam resapan (*recharge*) air meteorik, meskipun juga bisa berasal dari gas magmatik. Kandungan gas metan yang cukup dominan pada gas Sulili juga bisa diindikasikan adanya pengaruh kehadiran batuan sedimen marin, dimana daerah Sulili secara regional berada dalam cekungan sedimen Teluk Bone.

Sebaran area prospek panas bumi dalam sistem panas bumi Sulili berdasarkan hasil survei metode geologi dan geokimia terdapat di bagian tengah daerah penyelidikan, tepatnya di sekitar Buttu

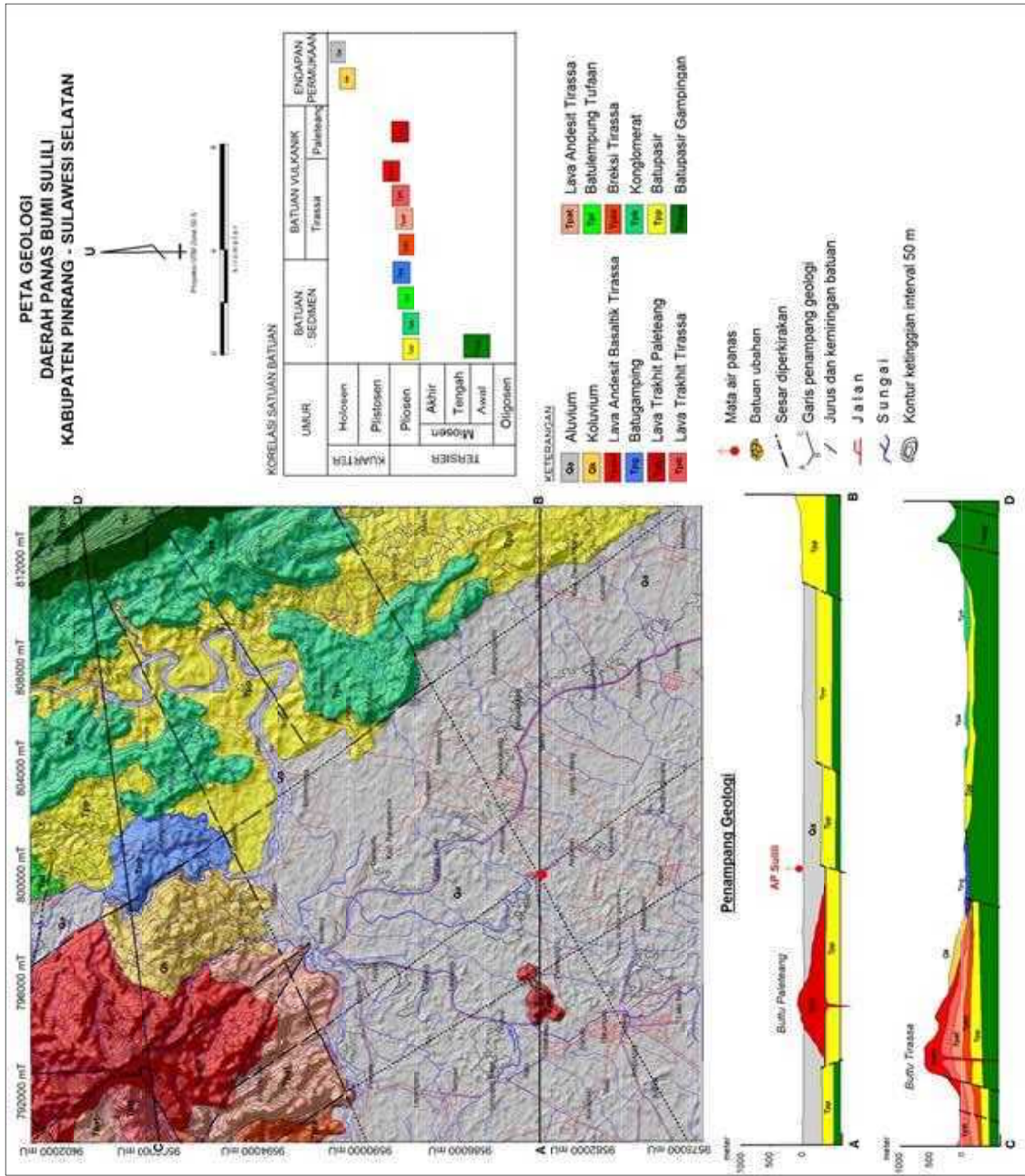
Paleteang dan melidah ke arah timur menuju mata air panas Sulili. Perkiraan area prospek ini cukup sulit, sehubungan dengan kekurangan data bawah permukaan untuk mengkorelasikan antara zona *upflow* di sekitar Buttu Paleteang dengan zona *margin upflow* atau batas *upflow* di mata air panas Sulili. Sementara itu di bagian permukaan antara kedua zona tersebut tertutup oleh endapan permukaan berupa aluvium yang cukup tebal, sehingga informasinya banyak yang ikut tertutup. Oleh karena itu, penyelidikan lanjutan untuk mengetahui sebaran lapisan impermeabel (*cap rock*) bertahanan jenis rendah sangat diperlukan. Berdasarkan perkiraan metode geologi dan geokimia, diperoleh luas area prospek panas bumi Sulili seluas 6 km².

DAFTAR PUSTAKA

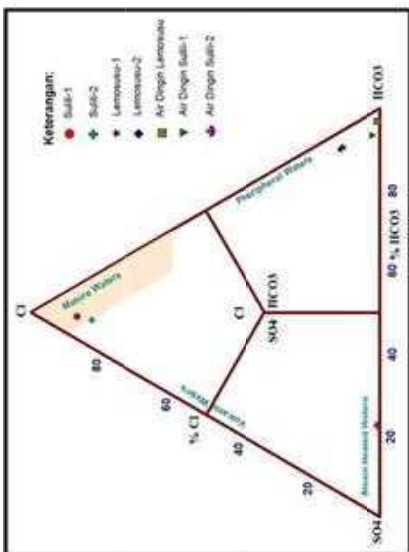
- Bemmelen, van R.W., 1949, *The Geology of Indonesia, Vol. I A*, The Hague. Netherlands.
- Djuri, Sudjatmiko, S. Bachri, dan Sukido, 1998, Peta Geologi Lembar Majene dan Bagian barat Lembar Palopo, Sulawesi, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung
- Giggenbach, W.F., 1991. Chemical techniques in geothermal exploration. In: D'Amore, F. (coordinator), Application of geochemistry in geothermal reservoir development, UNITAR/UNDP, Rome, 119-142
- Nicholson, K., 1993, Geothermal Fluids-chemistry and exploration technique, Springer Verlag, Inc. Berlin, ISBN: 3540560173
- Truesdell, A.H., 1991, Effects of physical processes on geothermal fluids, In: D'Amore, F. (coordinator), Application of geochemistry in geothermal reservoir development, UNITAR/UNDP, Rome, 71-92

KESIMPULAN

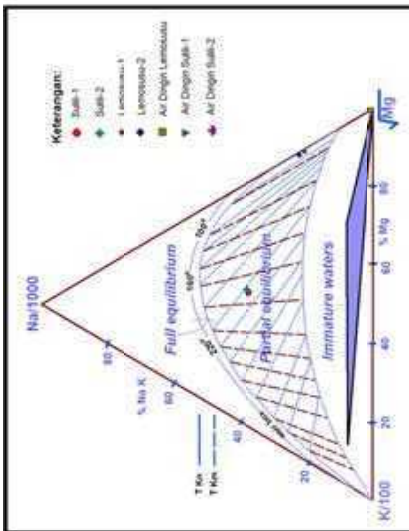
Daerah panas bumi Sulili berada dalam zona depresi Sulili yang tersusun atas batuan sedimen tersier dan batuan vulkanik Tersier dan magmatik Kuarter, dengan relief rendah atau cenderung datar. Manifestasi air panas bertipe klorida diperkirakan merupakan *margin upflow* atau batas *upflow* dari sistem panas bumi Sulili, daerah *upflow* diperkirakan tidak jauh dari air panas Sulili sekitar 4 km di sekitar alterasi Paleteang. Sumber panas diperkirakan dari retas-retas andesit berumur Plistosen ($0,7 \pm 0,2$ juta tahun). Temperatur reservoir diperkirakan sebesar 210°C (dari geotermometer Na-K). Luas daerah prospek diperkirakan berada di sekitar bukit Paleteang seluas 6 km² dengan potensi sebesar 29 MWe pada kelas sumber daya hipotetis.



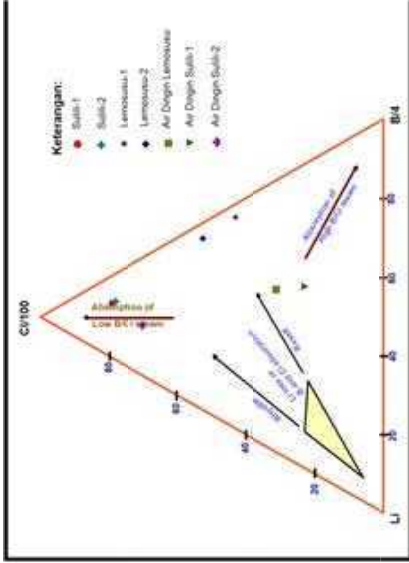
Gambar 2 Peta geologi panas bumi daerah Sulili



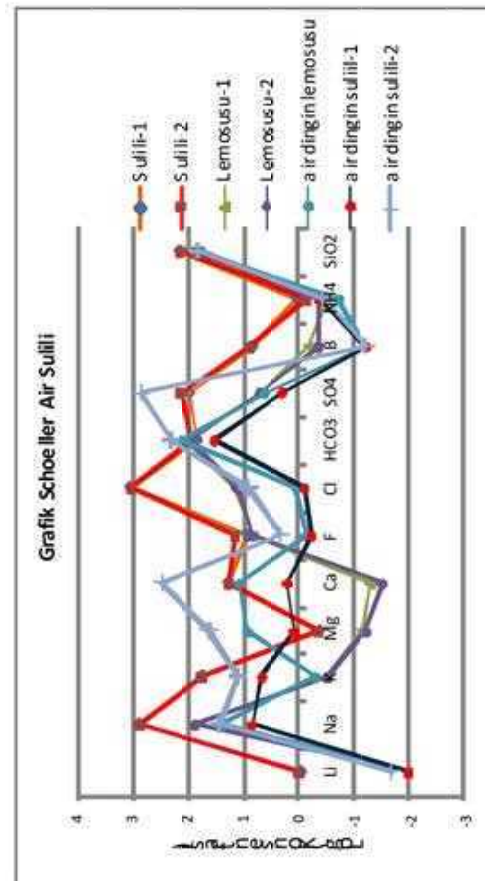
Gambar 3 Diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃ air panas



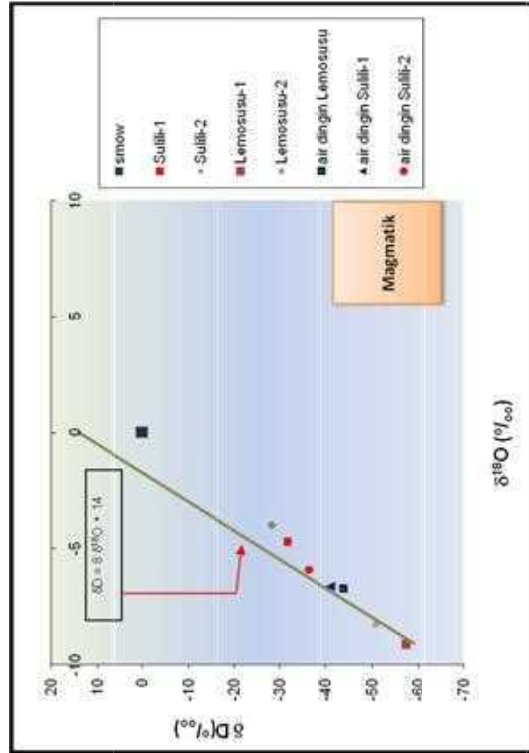
Gambar 4 Diagram segitiga Na-K-Mg air panas



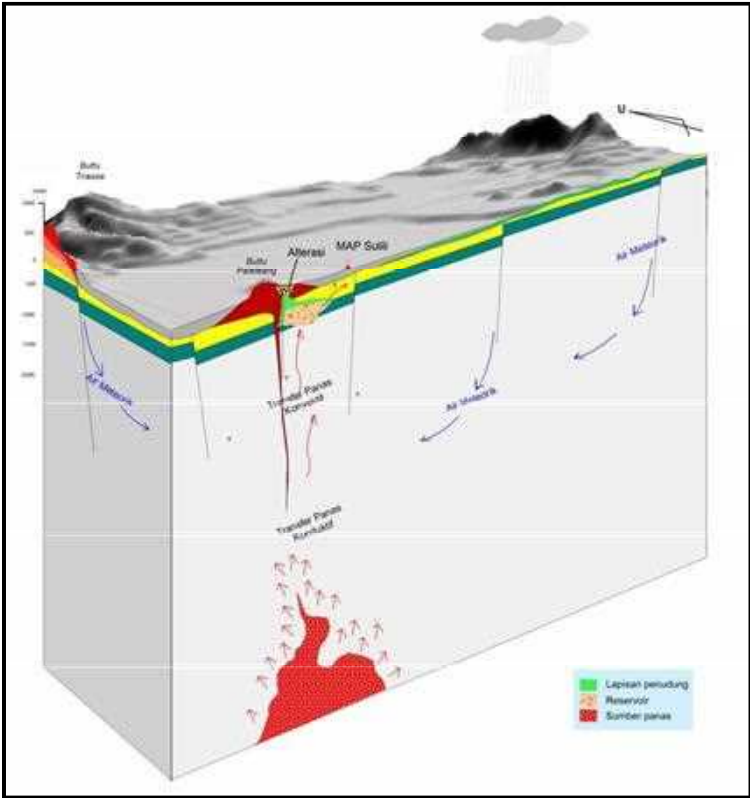
Gambar 5 Diagram segitiga Cl-Li-B air panas



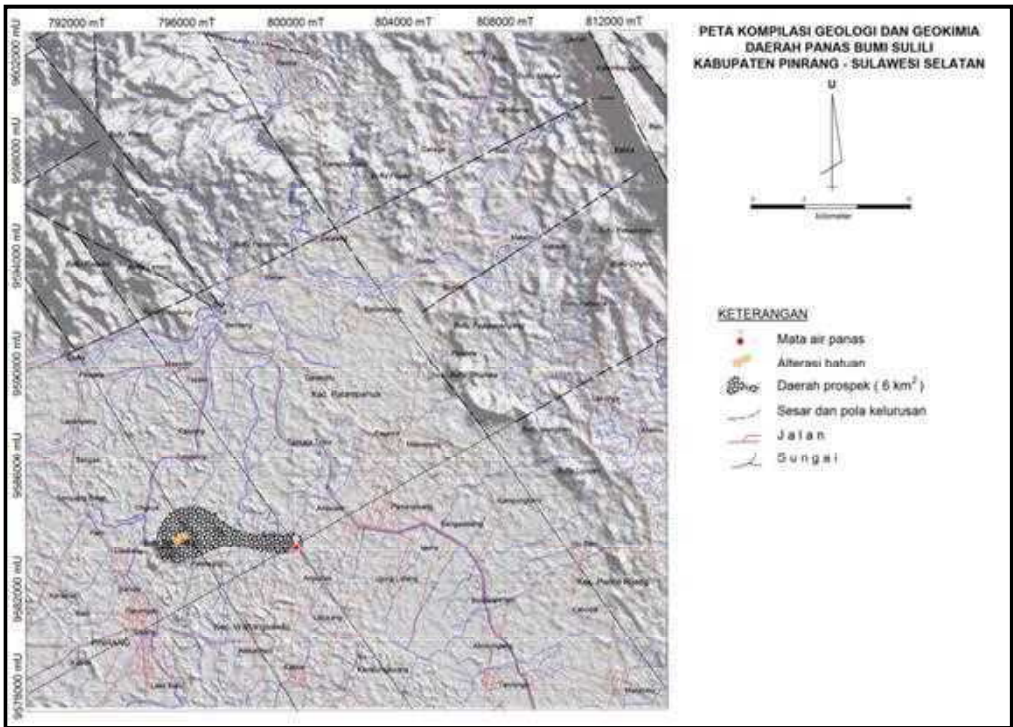
Gambar 6 Diagram Scholler Daerah Sulili



Gambar 7 Diagram isotop air Daerah Sulili



Gambar 8 Model tentatif daerah panas bumi Suli



Gambar 9 Peta daerah prospek panas bumi Suli

PENYELIDIKAN PENDAHULUAN PANAS BUMI DI KABUPATEN MANGGARAI TIMUR, PROVINSI NUSA TENGGARA TIMUR

Herry Sundhoro, Andri Eko. W dan Edi Mulyadi

Pusat Sumber Daya Geologi

SARI

Penyelidikan pendahuluan panas bumi di Kabupaten Manggarai Timur, Provinsi Nusa Tenggara Timur berada di antara koordinat geografis 08°52'37"-08°13'56" LU dan 120°29'03"-120°57'32" BT.

Enam manifestasi panas hadir, yaitu mata air panas Rana Masak dengan temperatur 43,3-46,6 °C, Rana Roko dengan temperatur 39,9 °C, Mapos dengan temperatur 50,5 °C, Wae Lareng dengan temperatur 34,3 °C, Ulu Galung dengan temperatur 36,1 dan Rana Kulan 37,3 °C,. Dari sebaran manifestasi panas tersebut dikelompokkan menjadi empat daerah potensi panas bumi, yaitu Rana Masak, Mapos, Rana Kulan dan Ulu Galung. Daerah tersebut umumnya di kontrol oleh sesar normal berasosiasi dengan sesar geser membentuk daerah tegasan (*pull-apart*) sehingga terjadi daerah terban (depresi).

Penghitungan potensi energi panas bumi kelas sumberdaya spekulatif menggunakan metode perbandingan (SNI 13-6482-2000). Dengan prinsip dasarnya dengan menyetarakan besaran potensi energi daerah panas bumi baru dengan lapangan yang memiliki kemiripan kondisi geologi yang sudah diketahui potensinya.

Besaran potensi energi panas bumi suatu daerah prospek dapat diperkirakan dengan memakai formula $H_{el} = A \times Q_{el}$.

Temperatur reservoir dihitung berdasarkan geotermometer fluida air panas, hasil nya di daerah Rana Masak adalah 200 °C, di Mapos 160 °C (entalpi menengah), nilai daya per satuan luas 10 MWe/km², dengan luas daerah prospek 2,5 km², maka potensi sumberdaya spekulatif daerah Rana Masak dan Mapos masing-masing 25 MWe. Sedangkan geotermometer air panas Rana Kulan dan Ulu Galung adalah 100-110 °C (entalpi rendah). Dengan daya per satuan luas 5 MWe/km², dan luas daerah prospek 1 km², maka potensi sumberdaya spekulatif masing-masing 5 Mwe.

PENDAHULUAN

Ketersediaan energi fosil (minyak dan gas bumi) yang makin langka telah berdampak kepada pencarian sumber energi baru terbarukan yang ramah lingkungan. Dalam

hal itu Pemerintah telah mencanangkan kebijakan energi bauran (*energi-mix*) nasional yang diharapkan pada tahun 2025 energi panas bumi akan mampu mensuplai 9.500 Mwe. Optimalisasi pemanfaatan

potensi energi panas bumi di seluruh Indonesia yang mencapai hingga 29 Gwe akan berdampak positif terhadap peningkatan, kuantitas maupun kualitas.

Salah satu daerah yang berpotensi memiliki energi panas bumi dan perlu dilakukan penyelidikan berada di Kabupaten Manggarai Timur, Provinsi Nusa Tenggara Timur. Daerah tersebut terletak pada koordinat geografis antara 08°52'37"-08°13'56" LU dan 120°29'03"-120°57'32" BT (Gambar 1).

Maksud penyelidikan adalah untuk mendapatkan data geologi dan geokimia yang berkaitan dengan aspek kepanasbumian di Kabupaten Manggarai Timur.

Tujuannya adalah untuk mengetahui karakteristik batuan, karakteristik fluida panas bumi dan potensi panas bumi kelas spekulatif di Kabupaten Manggarai Timur.

GEOLOGI

Geologi regional, berdasarkan peta geologi lembar Ruteng, Nusa Tenggara Timur (S.Koesoemadinata, dkk 1994) bahwa batuan di Kabupaten Mangtim terdiri dari formasi Kiro (Tmk), formasi Tanahau (Tmt), formasi Bari (Tmb), diorit kuarsa (Tmd), formasi Waihegang (Tmpw), formasi Laka (Tmpl), produk gunungapi tua (Qtwv), gunungapi muda, undak pantai (Qct) dan aluvium (Qal) (Gambar 2).

Aktivitas tektonik telah menghasilkan struktur berarah baratlaut-tenggara, utara-

selatan dan utara timurlaut-selatan baratdaya (Gambar 3).

Geologi tinjau, dari kehadiran dan sebaran manifestasi panas yang ada, maka daerah potensi panas bumi di Mangtim dikelompokkan empat yaitu Rana Masak, Mapos, Rana Kulan dan Ulu Galung (Gambar 1).

Geomorfologi Rana Masak terdiri dari satuan perbukitan terjal, satuan perbukitan bergelombang dan satuan pedataran. Geomorfologi Mapos terdiri dari satuan perbukitan bergelombang, dan satuan pedataran.

Geomorfologi daerah Rana Kulan didominasi oleh satuan perbukitan bergelombang dan satuan pedataran dan geomorfologi daerah Ulu Galung terdiri dari satuan perbukitan bergelombang dan satuan pedataran (Gambar 4).

Stratigrafi daerah Rana Masak dari tua ke muda adalah satuan lava G.Limut (Qll), lava G.Ndora (Qnl), jatuhan piroklastik G.Ranaka (Qrj), batupasir gampingan (Qsn1), breksi (Qsn2), aliran piroklastik G.Ranaka (Qra), gamping terumbu (Qgt), aluvium (Al) dan sinter karbonat (S). Daerah Mapos stratigrafinya yaitu lava G.Ranaka (Qrl), aliran piroklastik G.Ranaka (Qra), aluvium (Qal) dan sinter karbonat (Qsk). Stratigrafi daerah Rana Kulan yaitu formasi Kiro (Tomk), formasi Bari (Tomb) dan aluvium (Qal) dan stratigrafi daerah Ulu Galung terdiri dari formasi Kiro (Tomk), formasi Nangapanda (Tomn) dan aluvium (Qal) (Gambar 5).

Struktur geologi tertua yang berkembang di Rana Masak adalah sesar *sinistral* berarah utara baratlaut-selatan tenggara. Selain itu ada sesar yang lebih muda berarah timur timurlaut-baratbaratdaya berupa sesar *dextral* yang mengontrol air panas, alterasi dan sinter karbonat di Rana Masak dan Rana Roko. Selain itu berkembang sesar geser arah timur timurlaut-barat baratdaya yang membentuk *en-echelon* (tegasan) dengan sesar normal dan zona terban (depresi) di Rana Masak dan Rana Roko. Struktur daerah Mapos yang berkembang adalah sesar normal arah utara baratlaut-selatan tenggara, yang mengontrol air panas Mapos dan Wae Lareng. Kedua sesar telah membentuk zona terban (depresi). Struktur geologi daerah Rana Kulan berupa sesar geser *dextral* berarah timurlaut- baratdaya dan sesar normal yang mengontrol air panas Rana Kulan. Sesar *oblique* tersebut membentuk *en-echelon* (tegasan) dan zona terban (depresi) dan dijumpai cermin sesar N 225° E/65° E dan struktur geologi di Ulu Galung adalah sesar normal arah utara timur-selatan barat yang mengontrol air panas dan membentuk terban (depresi).

MANIFESTASI PANAS

Enam manifestasi panas bumi terdapat di Kabupaten Mangtim, yaitu air panas Rana Masak dengan temperatur 43,3-46,6 °C, Rana Roko dengan temperatur 39,9 °C, Mapos bertemperatur 50,5 °C, Wae Lareng dengan temperatur 34,3 °C, Ulu Galung

dengan temperatur 36,1 dan Rana Kulan bertemperatur 37,3 °C.

Analisis Laboratorium dilakukan terhadap sampel air, gas, untuk mengkaji dan mengevaluasi kondisi sistem panas bumi di daerah penyelidikan. Analisis laboratorium air dipergunakan untuk mengetahui komposisi anion, kation yang diperlukan dalam mengkaji dan mengevaluasi fluida reservoir panas bumi dan proses yang terjadi dalam perjalanan ke permukaan. Karakteristik dan hasil analisis laboratorium air panas ditunjukkan dalam Tabel 1 dan Tabel 2.

KARAKTERISTIK DAN TIPE AIR PANAS

Karakteristik fluida panas bumi dapat diketahui dari hasil pengeplotan diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃, Na-K-Mg dan Cl-Li-B. *Plotting* diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃ dapat mengetahui asal dan mekanisme pembentukan manifestasi air panas dan tingkat representasi kondisi fluida di reservoir.

Hasil *plotting* menunjukkan bahwa fluida air panas Rana Masak dan Rana Roko bertipe klorida, yang mengindikasikan bahwa air panas berasal dari kedalaman dan tidak ada indikasi terpengaruh oleh intrusi air laut. Daerah Rana Kulan dan Wae Lareng mempunyai tipe bikarbonat, sedangkan daerah Mapos mempunyai tipe Sulfat. Hasil *plotting* pada diagram segitiga Na/1000-K/100-√Mg menunjukkan bahwa sebagian fluida air panas berada pada *immature water*, tetapi air panas Rana

Masak ada pada batas *partial equilibrium* dan *immature water*. Dari diagram ini diperkirakan daerah Rana Masak mempunyai temperatur reservoir 200 °C. Hasil *plotting* fluida air panas pada segitiga Cl-Li-B menunjukkan berada di tengah zona B dan Cl dan air panas Rana Masak mendekati zona Cl (Gambar 6)

Analisis Gas

Dua sampel gas yang telah dianalisis dari hembusan fluida air panas Rana Masak dan Mapos didominasi oleh gas CO₂ dan N₂ (Tabel 3). Kandungan N₂ yang tinggi menandakan adanya kontaminasi udara luar pada sampel gas yang diambil. Dikarenakan tekanan gas pada air panas Mapos kecilnya sehingga udara luar ikut masuk ke dalam. Kandungan CO₂ dominan menandakan reaksi yang berlangsung di bawah permukaan menghasilkan kandungan HCO₃ tinggi dalam air panas. Indikasi gas-gas tersebut dicerminkan oleh komposisi mata air panas Rana Masak, yaitu kandungan ion karbonat yang tinggi (> 400 ppm). yang disebabkan oleh uap yang naik dari kedalaman yang bertemperatur tinggi dan mengalami pendinginan karena penurunan temperatur dengan gas CO₂ yang tersisa di dalam uap yang naik melalui batuan dan membentuk ion karbonat. Adanya sinter karbonat yang luas juga mengindikasikan hal tersebut.

Pendugaan Suhu Bawah Permukaan

Beberapa pendekatan geotermometer digunakan untuk memperkirakan suhu reservoir baik melalui konsentrasi ion terlarut dalam air, isotope atau konsentrasi gas. Pendekatan tersebut didasarkan kepada jenis dan kondisi manifestasi di lapangan.

Dalam perhitungan suhu reservoir panas bumi di Mangtim digunakan geotermometer silika (*conductive cooling, adiabatic cooling*), Na-K, Na-K-Ca, K-Mg, silika chalcedony dan gas metana (CH₄) (Tabel 4).

Berdasarkan karakteristik fluida di daerah Rana Masak yang bertipe klorida, ada pada batas *partial equilibrium* dan *immature water* dengan temperatur manifestasi cukup tinggi, maka geotermometer Na-K lebih representatif untuk di aplikasikan. Hasil perhitungan temperatur bawah permukaan di daerah Rana Masak sebesar 200 °C (entalpi sedang) Daerah Rana Kulan dan Ulugalung bertipe bikarbonat dan sulfat dan terletak di *immature water*, maka geotermometer silika lebih representatif untuk di aplikasikan. Geotermometer daerah Rana Kulan adalah 100 °C dan Ulugalung 110 °C. Untuk daerah Mapos dilakukan perhitungan dengan menggunakan geotermometer gas metana (CH₄). Di dapatkan perkiraan suhu bawah permukaan 160 °C (entalpi sedang).

Hg Tanah dan CO₂ udara Tanah

Evaluasi nilai ambang (*background value*) Hg tanah dan CO₂ dengan metode distribusi dan populasi di daerah Rana Masak diperoleh pola sebaran anomali diatas 40 ppb terfokus di sekitar air panas, di Mapos nilai diatas ambang batas 50 ppb terfokus di sekitar manifestasi panas yang membuka dan menyebar ke utara, di Rana Kulan pola sebaran anomali diatas 11,5 ppb terfokus di sekitar manifestasi dan di Ulu Galung nilai anomali diatas 40 ppb menunjukkan tidak ada pola tertentu. Sedangkan pola penyebaran CO₂ udara tanah untuk semua daerah tadi tidak menunjukkan adanya anomali. (Gambar 7). Nilai Hg tanah diatas ambang (*back ground value*) umumnya berasosiasi dengan zona lemah/ pola struktur di daerah tersebut,

POTENSI SUMBER DAYA PANAS BUMI

Penghitungan potensi sumberdaya spekulatif di Kabupaten Manggarai Timur memakai metode perbandingan (SNI 13-6482-2000) dengan formula $H_{ei} = A \times Q_{ei}$. Aktual geotermometer air panas daerah Rana Masak 200 °C, daerah Mapos 160 °C (entalpi menengah), dengan daya per satuan luas masing-masing 10 MWe/km² dan luas daerah prospek masing-masing 2,5 km², maka potensi sumberdaya spekulatif daerah Rana Masak dan Mapos masing-masing adalah 25 MWe. Aktual geotermometer air panas daerah Rana Kulan dan Ulu Galung 100 °C dan 110 °C (entalpi rendah), dengan daya per

satuan luas masing-masing daerah 5 MWe/km² dan luas prospek masing-masing 1 km², sehingga potensi spekulatif daerah Rana Kulan dan Ulu Galung adalah sebesar 5 Mwe.

SARAN

Berdasarkan kepada hasil evaluasi geologi dan geokimia, nilai potensi sumberdaya spekulatif, aksesibilitas, prioritas kebutuhan dan upaya pemanfaatan energi panas bumi untuk tenaga listrik, maka disarankan untuk dilakukan penyelidikan lanjutan berupa penyelidikan terpadu geologi dan geokimia di daerah Rana Masak dan Mapos. Sedangkan untuk daerah Ulu Galung dan Rana Kulan disarankan tidak perlu dilakukan survei terpadu geologi dan geokimia dikarenakan nilai potensi energi panas buminya kecil dan berada pada lingkungan geologi batuan tua serta akses pencapaian sangat jauh/sulit, bahkan pencapaian daerah Ulu Galung harus mengikuti jalan setapak dengan menyusuri sungai sejauh 9 km.

UCAPAN TERIMAKASIH

Terimakasih disampaikan kepada Institusi Pusat Sumber Daya Geologi (PSDG), Badan Geologi, KESDM yang telah mengijinkan pemakaian data dan juga kepada berbagai pihak yang telah membantu sehingga makalah ini bisa terbentuk.

DAFTAR PUSTAKA

- Badan Standardisasi Nasional, 2000., Angka Parameter Dalam Estimasi Potensi energi panas bumi, SNI 13- 6482- 2000.
- Bemmelen, van R.W., 1949, *The Geology of Indonesia, Vol. I A*, The Hague. Netherlands.
- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*, John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg – Ca Geo-Indicators*, *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977, *Chemistry and Geothermal System*, Academic Press Inc. Orlando.
- Peta geologi regional lembar Ruteng, Nusa Tenggara Timur (S.Koesoemadinata, dkk 1994), Pusat Survei Geologi
- Wohletz, K. and Heiken, G., 1992. *Volcanology and Geothermal Energy*. University of California Press, Berkeley

Tabel 1. Karakteristik manifestasi air panas di kabupaten Manggarai Timur

No.	Nama/Lokasi	Desa	X	Y	T ud	T ap	Debit (lt/dt)	pH	EC	Keterangan
1	AP Rana Masak	Rana Masak	240839	9034328	27,6	46,6	0,5	5,88	16210	Ap jernih, tawar,sinter karbonat, luas200x50 m
2	AP Rana Roko	Rana Roko	240131	9026387	27,8	39,9	0,75	6,02	6200	Ap jernih, rasa agak asam dan sadah, oksida besi, sinter karbonat, dan gelembung gas kuat.
3	AP Mapos	Gololoni	232671	9039328	30,8	50,5	1	5,95	1300	Ap jernih, rasa tawar sedikit asam, bau H ₂ S, endapan belerang dan sinter karbonat,silika residu.
4	AP Rana Kulan	Rana Kulan	247370	9061631	27,1	37,3	0,2	6,04	662	Ap muncul di pinggir S.Bako,jernih, rasa tawar
5	AP Ulugalung	Nanga Baling	253862	9064671	29	36,1	2	7,2	710	AP muncul ditengah hutan, jernih rasa tawar.
6	AP Wae Lareng	Rondowoing	227323	9038454	29,3	34,3	1	6,13	964	AP muncul sebagai pancuran, jernih, tidak berasa.

Tabel 2. Analisis fluida air panas dan air dingin di Kabupaten Manggarai Timur

	AP RANA MASAK 1	AP RANA MASAK 2	AP RARA ROKO	AP MAPOS	AP ULU GALUNG	AP RANA KULAN	AP WAE LARENG	AD COMPANG WUNIS
T(°C) Manifestasi	46,6	43,3	39,9	50,5	36,1	37,3	34,3	29,5
pH	5,88	7,09	6,02	5,95	7,2	6,04	6,13	7,37
EC (µS/cm)	16210	14540	6200	1300	710	662	964	2390
SiO ₂ (mg/L)	35,77	34,54	144,67	31,34	58,04	39,43	149,66	39,49
B	114,08	105,62	12,25	1,92	0,21	0,85	0,43	4,01
Al	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,03	0,00	0,02
Fe	0,06	0,06	0,02	0,16	0,01	0,02	0,01	0,12
Ca	795,00	655,60	450,00	187,10	98,90	65,98	39,69	236,20
Mg	119,30	110,10	95,50	29,50	23,70	20,30	29,00	56,20
Na	2996,49	2688,10	578,10	122,88	43,74	38,56	58,76	263,81
K	292,30	267,70	15,23	14,64	3,50	2,14	13,05	14,42
Li	1,00	0,91	0,15	0,10	0,03	0,03	0,03	0,26
As	1,45	1,86	0,01	0,20	0,04	0,05	0,02	0,01
NH ₄	1,30	1,20	0,28	0,71	0,09	0,18	0,51	0,24
F	0,30	0,00	0,00	0,38	0,08	0,24	0,00	0,64
Cl	6506,40	5483,90	1445,16	38,59	11,12	11,92	5,97	269,77
SO ₄	404,70	360,47	370,96	701,24	257,64	129,82	69,57	779,64
HCO ₃	413,11	448,23	328,67	171,04	176,90	210,57	345,27	242,78
CO ₃	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
meq cat	187,58	165,82	55,89	17,56	8,89	6,72	7,29	28,31
meq an.	198,73	169,53	53,87	18,51	8,58	6,50	7,28	27,85
% IB	-2,89	-1,11	1,83	-2,65	1,76	1,61	0,10	0,82

Tabel 3. Analisis laboratorium kimia gas daerah Manggarai Timur

PARAMETER	KODE SAMPEL	
	SR-1 / RANAMASAK	SR-9 / MAPOS
He	0,00	0,08
H ₂	0,00	0,03
O ₂	0,60	0,11
Ar	0,03	1,43
N ₂	1,88	83,14
CH ₄	0,00	0,29
CO	0,00	0,00
CO ₂	97,02	14,90
SO ₂	0,00	0,00
H ₂ S	0,00	0,00
HCl	0,47	0,03
NH ₃	0,00	0,00

Tabel 4. Perhitungan geotermometer daerah panas bumi Manggarai Timur

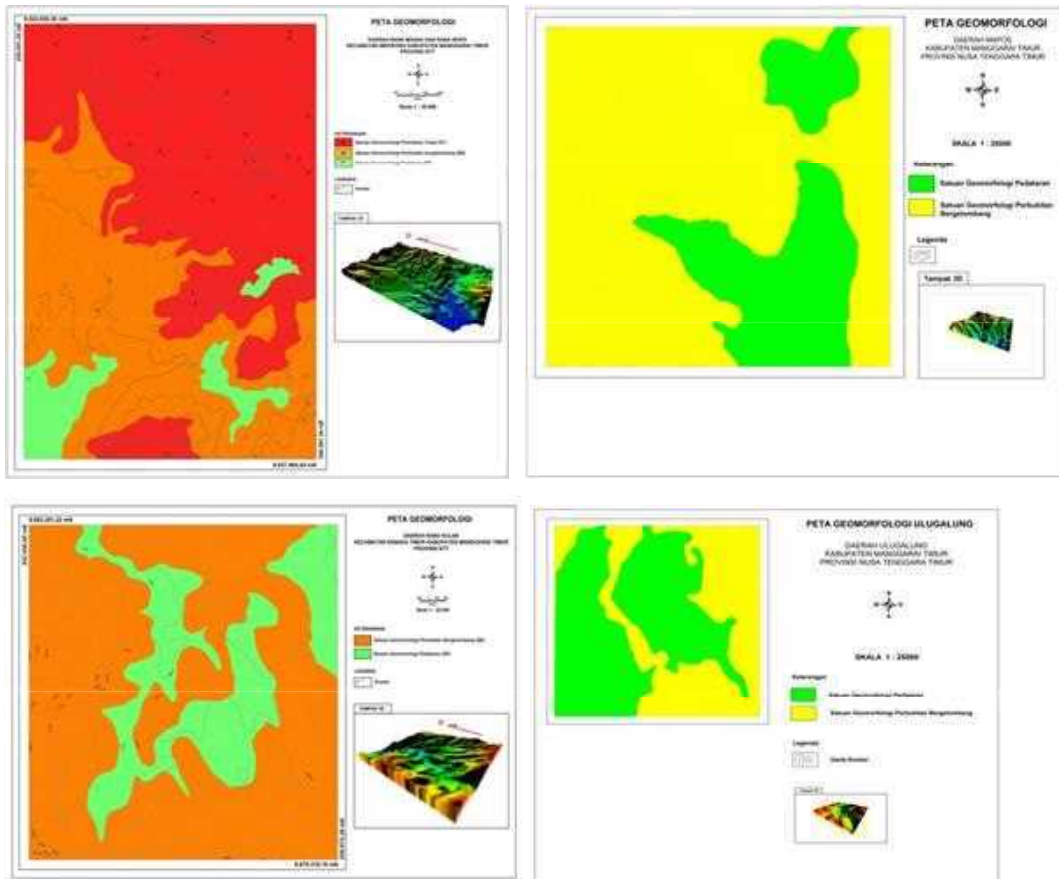
	AP RANA MASAK 1	AP RANA MASAK 2	AP RARA ROKO	AP MAPOS	AP WAE LARENG	AP ULU GALUNG	AP RANA KULAN
Kuarsa_Konduktif	87	85	159	81	161	109	91
Kuarsa_Adiabat	90	88	151	85	153	109	93
Kalsedon	56	54	135	50	137	80	61
Kristobalit	37	35	109	32	111	59	41
Opal	-9	-10	59	-14	61	11	-5
Silika_Amorf	-27	-28	37	-31	39	-8	-23
Na_K Fournier	215	217	124	233	297	199	171
Na_K Giggenbach	230	232	145	247	305	215	189
Na_K_Ca	199	200	64	65	87	29	23
K_Mg	123	121	51	63	60	36	28

Tabel 5. Klasifikasi reservoir dan asumsi daya per satuan luas dalam estimasi potensi energi panas bumi (SNI 13-6482-2000)

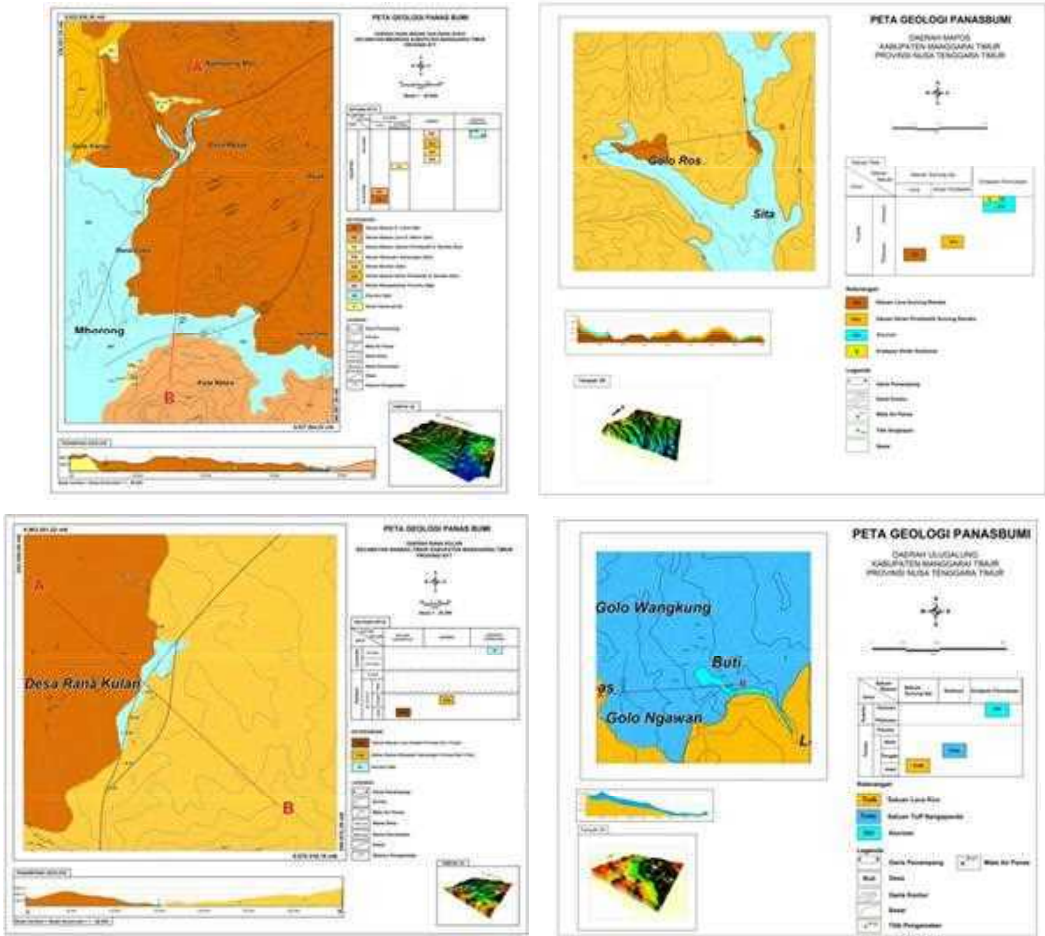
Reservoir	Batas Temperatur (°C)	Daya Per Satuan Luas (MWe/km ²)
Temperatur rendah	< 125	5
Temperatur sedang	125 - 225	10
Temperatur tinggi	> 225	15



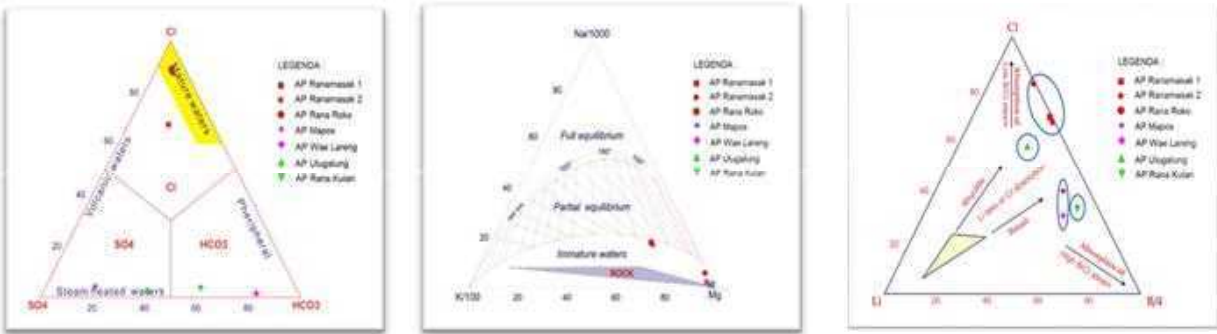
Gambar 1. Lokasi penyelidikan dan lokasi air panas di kabupaten Manggarai Timur



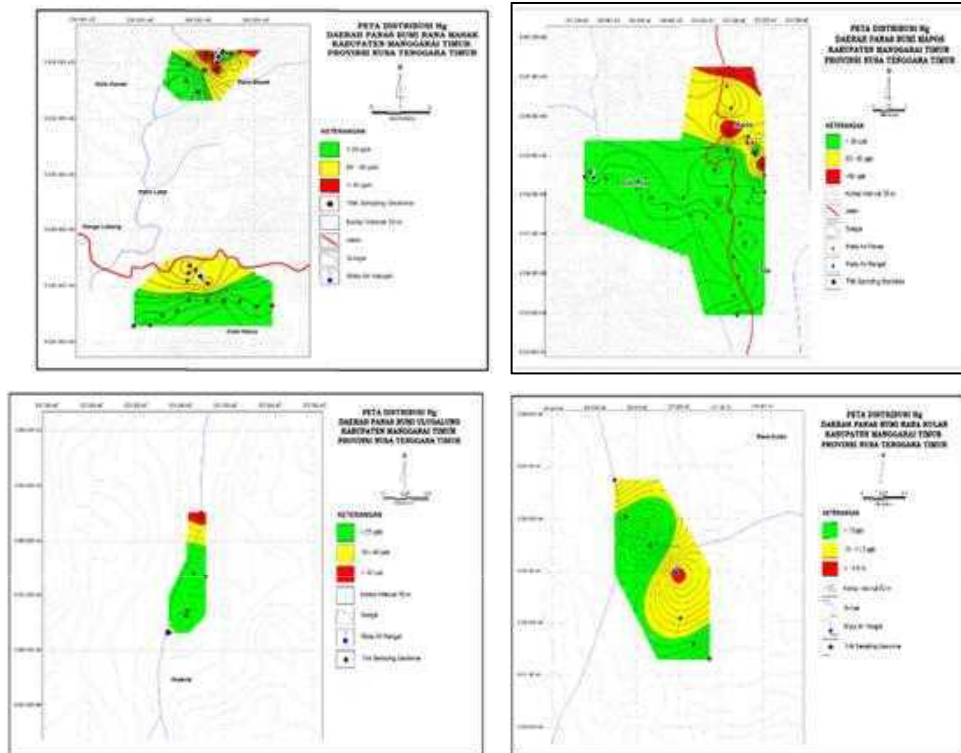
Gambar 4. Peta geomorfologi Rana Masak (kiri atas), Mapos (kanan atas), Rana Kulan (kiri bawah) dan Ulu Galung (kanan bawah)



Gambar 5. Peta geologi Rana Masak (kiri atas), Mapos (kanan atas), Rana Kulan (Kananbawah) dan Ulu Galung (kanan bawah)



Gambar 6. Diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃, Na-K-Mg (tengah), (kanan), dan Cl-Li-B



Gambar 7. Peta distribusi Hg tanah di Rana Kulan (kiri atas), Mapos (kanan atas), Rana Kulan (bawah kir) dan Ulu galung (bawah kanan).

**PENYELIDIKAN PENDAHULUAN PANAS BUMI
KABUPATEN ACEH TIMUR DAN KABUPATEN ACEH TAMIANG, PROVINSI ACEH**

Herry Sundhoro, Edi Mulyadi dan Edi Purwoto

Pusat Sumber Daya Geologi

SARI

Daerah penyelidikan berada di Kabupaten Aceh Timur dan Aceh Tamiang, Provinsi Nangroe Aceh Darussalam. Manifestasi panas yang muncul berupa mata air panas Lokop 1, 2 dan 3 dengan temperatur 93,3 °C, 51,8 °C dan 88,3 °C, serta mata air panas Kaloy 1, 2 dan 3 dengan temperatur 54,6 °C, 51,9 °C dan 54,6 °C.

Kelompok manifestasi panas bumi tersebut kehadirannya di kontrol oleh sesar normal yang berasosiasi dengan sesar geser dan membentuk daerah tegasan (*pull-apart*) sehingga terjadi zona terban (daerah depresi).

Berdasarkan diagram segi tiga Cl - SO₄ - HCO₃ sampel air panas Lokop 1, 2, 3 terletak pada posisi bikarbonat. dan air panas Kaloy 1, 2 dan 3 pada posisi bikarbonat-sulfat. Pada diagram segi tiga Na - K - Mg mata air panas Lokop 2, Kaloy 1, 2 dan 3 terletak pada *immature water*, sedangkan air panas Lokop 1 dan 3 terletak pada batas *partial equilibrium* yang mengindikasikan berasal dari kedalaman. Berdasarkan diagram segi tiga Cl, Li, B menunjukkan air panas Lokop 1, 2 dan 3 berada di tengah Cl dan Li, sedangkan mata air panas Kaloy 1, 2 dan SRN berada diantara Li - Cl.

Plot diagram konsentrasi Isotop ¹⁸O dan ²H (D dari air panas Lokop 1, 2 dan 3 cenderung menjauhi *meteoric water line*, yang mencerminkan mata air panas tersebut sangat kecil telah terjadi pengenceran dengan air meteorik di permukaan. Sedangkan sampel air panas Kaloy 1 dan 2 cenderung mendekati garis *meteoric water line*, yang mencerminkan bahwa mata air panas Kaloy telah terjadi pengenceran dengan air meteorik di permukaan.

Penghitungan potensi energi panas bumi kelas sumberdaya spekulatif menggunakan metode perbandingan (SNI 13-6482-2000). Besarnya nilai potensi energi daerah prospek dapat diperkirakan dengan memakai formula $H_{el} = A \times Q_{el}$.

Geotermometer air panas Kaloy antara 80-100°C (entalpi rendah) dengan daya per satuan luas 5 MWe/km² dan luas daerah prospek 3 km², maka potensi panas bumi kelas sumberdaya spekulatifnya adalah 15 Mwe.

Geotermometer air panas Lokop adalah 220°C (entalpi menengah), dengan daya per satuan luas 10 MWe/km² dan luas daerah prospek 5 km², maka potensi panas bumi spekulatifnya adalah sebesar 50 MWe.

PENDAHULUAN

Semakin langka ketersediaan energi fosil (minyak dan gas bumi) telah berdampak kepada pencarian sumber energi baru terbarukan yang ramah lingkungan. Krisis sumberdaya energi yang terjadi di Indonesia telah mendorong Pemerintah mengambil kebijakan energi bauran (*energi-mix*) nasional dan diharapkan di tahun 2025 energi panas bumi akan mampu mensuplai 9.500 Mwe.

Salah satu daerah yang berpotensi memiliki energi panas bumi namun belum dilakukan penyelidikan ada di Kabupaten Aceh Timur dan Aceh Tamiang dengan koordinat geografis terletak antara 03°53'-04°32' LU sampai 97°44'- 98°18' BT (Gambar 1).

Maksud penyelidikan adalah untuk mendapatkan data geologi dan geokimia yang berkaitan dengan aspek kepanasbumian di Kabupaten Aceh Timur dan Aceh Tamiang.

Tujuannya adalah untuk mengetahui karakteristik batuan, karakteristik fluida panas bumi, dan potensi panas bumi di Kabupaten Aceh Timur dan Aceh Tamiang, Provinsi Nangroe Aceh Darussalam.

GEOLOGI

Peta geologi regional lembar Langsa, Sumatera dan lembar Takengon, Sumatera (Cameron, dkk., 1981 dan 1983) menunjukkan batuanannya terdiri dari malihan, terobosan, gunungapi, sedimen, metasedimen dan endapan permukaan

yang terbentuk mulai Karbon hingga Holosen (Gambar 2).

Geologi Tinjau Daerah Penyelidikan

Berdasarkan kepada kehadiran manifestasi panas, maka daerah potensi panas bumi dikelompokkan menjadi daerah Kaloy, Kabupaten Aceh Tamiang dan daerah Lokop, Kabupaten Aceh Timur (Gambar 1). Geomorfologi Kaloy didominasi oleh satuan perbukitan bergelombang dan satuan pedataran (Gambar 4). Urutan stratigrafi dari tua ke muda adalah satuan batugamping (Trg), batulempung (Ti) dan aluvium (Qal) (Gambar 5). Pola struktur geologi yang berkembang adalah sesar normal arah baratlaut-tenggara yang mengontrol mata air panas Kaloy. Struktur yang kedua adalah sesar normal arah timurlaut-baratdaya. Kedua sesar telah membentuk zona terban/depresi (Gambar 3) dan mengakibatkan hadirnya daerah potensi panas bumi.

Geomorfologi Lokop didominasi oleh satuan perbukitan terjal, perbukitan bergelombang dan pedataran, (Gambar 4). Urutan stratigrafi dari tua ke muda adalah satuan batu tanduk/hornfelsik (Ppp) dan marmer (Ppg), batulempung (Tol) dan batupasir (Tmp), batuan intrusi/terobosan (Tmg) serta endapan permukaan (Qal) (Gambar 5). Struktur geologi yang berkembang berupa berupa sesar normal yang berasosiasi dengan sesar geser *dekstral* arah baratlaut-tenggara dan terjadi *en-echelon* (Gambar 3) yang membentuk

depresi/graben yang mengontrol mata air panas Lokop. dan mengakibatkan adanya daerah potensi panas bumi.

MANIFESTASI PANAS BUMI

Ada tujuh manifestasi panas bumi di Aceh Tamiang dan Aceh Timur, yaitu mata air panas Lokop 1 pada koordinat 335324 mE dan 486626 mN, Lokop 2 pada koordinat 335256 mE dan 486332 mN, Lokop 3 pada koordinat 335378 mE dan 486737 mN dan Kaloy 1 pada koordinat 376352 mE dan 463287 mN, Kaloy 2 pada koordinat 374670 mE dan 463137 mN dan Kaloy 3 pada koordinat 375883 mE dan 463573 mN (Tabel 1).

KARAKTERISTIK KIMIA DAN TIPE AIR PANAS

Untuk mengetahui karakteristik dan tipe fluida air panas di Aceh Timur dan Aceh Tamiang (Tabel 1) dilakukan evaluasi *plotting* diagram segi tiga Cl-SO₄-HCO₃, Na-K-Mg, dan Cl-Li-B mengacu kepada Giggenbach (1988).

Berdasarkan diagram segi tiga Cl- SO₄ - HCO₃ (Gambar 6) menunjukkan fluida air panas Lokop 1, 2, 3 terletak pada posisi bikarbonat. Ini terjadi akibat berasosiasi dengan fluida panas mengandung gas CO₂, selanjutnya mengalami kondensasi pada akuifer dangkal dan terjadi netralisasi fluida air panas oleh batugamping. Sedangkan fluida air panas Kaloy 1, 2 dan 3 berada pada posisi bikarbonat-sulfat. Ini terjadi akibat berasosiasi dengan fluida

panas yang mengandung H₂S atau SO₄ berasal dari anhydrite (CaSO₄).

Dalam diagram segi tiga Na-K-Mg (Gambar 6), fluida air panas Lokop 2, Kaloy 1, 2 dan 3 ada di *immature water*, sebagai indikasi telah dipengaruhi oleh batuan dalam kondisi panas dan akibat pencampuran/pengenceran dengan air permukaan (*meteoric water*), sedangkan fluida air panas Lokop 1 dan 3 terletak di batas *partial equilibriumk*. Zona ini mengindikasikan fluidanya berasal dari dalam. Kalau ditarik ke garis Na-K dan K-Mg memotong di titik temperatur 220 °C.

Berdasarkan diagram segi tiga Cl, Li, B (Gambar 6) menunjukkan air panas Lokop 1, 2 dan 3 ada di tengah Cl dan Li dan air panas Kaloy 1, 2 dan SRN ada diantara Li - Cl, ini menunjukkan terpengaruh vulkanik, namun air panas Kaloy 3 dan air dingin TGN terpengaruh sedimen.

Rasio Cl/B dapat menunjukkan sumber reservoir (*common reservoir source*). Selain itu Boron, Fluor juga digunakan untuk mengindikasikan reservoir asal fluida (Gambar 7). Pada Tabel 2 terlihat ada persamaan ciri antara Lokop 1, 2 dan 3 yang mengindikasikan berasal dari satu sumber yang sama, demikian juga kelompok air panas Kaloy mempunyai rasio Cl/B tidak berbeda.

Hasil *plotting* fluida air pada diagram piper (Gambar 7) memperlihatkan air panas Lokop 1, 2 dan 3 ada di zona *Primary Geothermal Fluid*, yaitu batas antara fluida panas bumi/ air NaCl. Ini berbeda dengan

air panas Kaloy 1, 2 dan 3 yang jelas tercampur air dingin dari Way Mirah, Tenggulun dan sungai Kaloy (*zona meteoric water* atau air tanah dangkal).

Isotop ^{18}O dan ^2H .

Hasil analisis konsentrasi Isotop ^{18}O dan ^2H (D) (Tabel 2) dan diagram ^{18}O dan ^2H (D) (Gambar 8) menunjukkan fluida air panas Lokop 1, 2 dan 3 cenderung menjauhi *meteoric water line*, ini mencerminkan bahwa fluida air panas selama perjalanan ke permukaan dan tidak ada pengenceran oleh air meteorik/ permukaan. Sedangkan fluida air panas Kaloy 1 dan 2 cenderung mendekati *meteoric water line* yang mencerminkan telah terencerkan air meteorik/ permukaan.

Hg Tanah dan CO_2 udara Tanah

Peta distribusi nilai Hg tanah daerah Lokop (Gambar 9) memperlihatkan anomali tinggi >200 ppb di sekitar air panas dan membuka ke selatan dan barat dan nilai Hg 134-228 ppb tersebar merata ke timur dan tengah, sedangkan Hg <60 ppb tersebar di utara daerah. Peta distribusi nilai Hg tanah daerah Kaloy (Gambar 9) memperlihatkan anomali relatif tinggi >200 ppb di barat membuka ke selatan dan nilai Hg 100-400 ppb merata di tengah, sedangkan Hg <100 ppb tersebar di selatan dan timur.

PENDUGAAN SUHU BAWAH PERMUKAAN DARI FLUIDA AIR PANAS

Geotermometer air panas yang representatif diaplikasikan di Aceh Tamiang dan Aceh Timur adalah geotermometer NaK (Giggenbach, 1988), melalui formula $T^{\circ}\text{C} = [1390/((\log \text{Na/K} + 1.75)] - 273$.

Pada fluida air panas daerah Kaloy diasumsikan telah terjadi *mixing* dengan air permukaan, sedangkan untuk daerah Lokop tidak ada *mixing*.

Perkiraan temperatur bawah permukaan Kaloy antara 83-99°C (entalpi rendah) dan untuk Lokop 220 °C (entalpi sedang) (Tabel 3).

DISKUSI

Penghitungan potensi energi panas bumi kelas sumber daya spekulatif menggunakan metode perbandingan (SNI 13-6482-2000). Prinsip dasarnya adalah melakukan penyetaraan besaran potensi energi daerah panas bumi yang baru dengan lapangan yang telah di ketahui potensinya yang memiliki kemiripan kondisi geologi. Besaran potensi energi daerah prospek diperkirakan dengan memakai formula berikut: $H_{ei} = A \times Q_{ei}$, dimana:

H_{ei} : Besarnya sumber daya (MWe)

A : Luas daerah prospek (km^2)

Q_{ei} : Daya listrik yang dapat dibangkitkan per satuan luas (MWe/km^2)

Luas daerah prospek diperkirakan dari penyebaran manifestasi panas aktif dan batasan struktur geologi. Nilai temperatur

reservoir diambil dari perhitungan geotermometer, sedangkan daya per satuan luas berdasarkan asumsi besar daya listrik yang dapat dibangkitkan persatuan luas (km^2) (Tabel 4).

Geotermometer air panas Kaloy adalah 80-100 °C (entalpi rendah). Nilai daya per satuan luas adalah 5 MWe/ km^2 dan luas daerah prospek 3 km^2 . Jadi potensi spekulatif daerah kaloy adalah 15 Mwe.

Geotermometer air panas Lokop adalah 220 °C (entalpi menengah), nilai daya per satuan luas 10 MWe/ km^2 , luas daerah prospek 5 km^2 . Jadi potensi kelas spekulatif daerah Lokop adalah 50 MWe.

KESIMPULAN

Aktivitas tektonik di Kaloy ditandai oleh kelurusan (lembah, pegunungan), kekar, bidang sesar dan zona hancuran batuan akibat aktivitas vulkanik dan plutonik Tersier yang telah mengalami erosi dewasa dan sudah terkekarkan secara intensif, sehingga memungkinkan batuan memiliki permeabilitas cukup baik untuk meloloskan fluida hidrotermal secara konveksi.

Proses geologi selanjutnya berupa kegiatan tektonik yang menyebabkan pengangkatan (*uplift*) menjadi daratan. Selama proses pengangkatan terjadi, bersamaan berlangsung juga proses tektonik yang menyebabkan pembentukan *pull-apart basin* yang menghasilkan sedimentasi yang terus berlangsung hingga saat ini.

Aktivitas tektonik termuda membentuk sesar-sesar normal yang mengontrol manifestasi air panas dan memungkinkan terbentuknya *jog* (sistim panas bumi) sehingga hadir potensi panas bumi dengan fluida panasnya mengalir secara konveksi melalui celah ke permukaan.

Aktivitas di Lokop terjadi sejak ada aktivitas magmatik yang terus berlanjut membentuk batuan beku dalam (plutonik) berkomposisi granitik. Produk aktivitas vulkanik dan plutonik Tersier ini sebagian telah mengalami erosi tahapan dewasa dan terkekarkan secara intensif yang memungkinkan batuan memiliki permeabilitas cukup baik dalam meloloskan fluida hidrotermal di daerah ini.

Aktivitas plutonik (*batholit* granit) yang baru diduga sebagai sumber panas (*heat source*) untuk sistem panas bumi Lokop, dimana aktivitas baru ini sebagai sumber panas dari dapur magma. Aktivitas tektonik termuda membentuk sesar-sesar normal yang mengontrol manifestasi dan memungkinkan terbentuknya *jog* (sistim panas bumi) sehingga fluida panas bumi dapat keluar secara konveksi melalui celah ke permukaan, dan terbentuk kehadiran potensi panas bumi.

SARAN

Berdasarkan kondisi geologi dan karakteristik geokimia, nilai potensi sumberdaya spekulatif, aksesibilitas, kondisi wilayah dan kebutuhan energi yang mendesak, guna pemanfaatan energi

panas bumi untuk tenaga listrik, maka disarankan sebagai Prioritas pertama (1) perlu dilakukan penyelidikan lanjut (penyelidikan terpadu geologi dan geokimia) di daerah Lokop, Kecamatan Lokop, Kabupaten Aceh Timur dan untuk Prioritas kedua (2) dilakukan penyelidikan terpadu geologi dan geokimia di daerah Kaloy, Kecamatan Kaloy Hulu, Kabupaten Aceh Tamiang

DAFTAR PUSTAKA

- Badan Standardisasi Nasional, 2000., Angka Parameter Dalam Estimasi Potensi energi panas bumi, SNI 13- 6482- 2000.
- Cameron N.R, dkk, 1981, Peta Geologi Regional Lembar Langsa dan Bagian barat Lembar Takengon, Sumatera, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung
- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*, John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg – Ca Geo-Indicators*, *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977, *Chemistry and Geothermal System*, Academic Press Inc. Orlando.
- Wohletz, K. and Heiken, G., 1992. *Volcanology and Geothermal Energy*. University of California Press, Berkeley

UCAPAN TERIMAKASIH

Terimakasih disampaikan kepada Institusi Pusat Sumber Daya Geologi (PSDG), Badan Geologi, KESDM yang telah mengijinkan pemakaian data kantor untuk menyusun makalah ini.

Tabel 1. Analisis laboratorium fluida air daerah Aceh Tamiang dan Aceh Timur

No.Analisis	2381	2382	2383	2384	2385	2386	2387	2388	2389
Kode Sampel	MAP LKP-1	MAP LKP-2	MAP LKP-3	ASMWR	MADTLN	MAP KLY-1	MAP KLY-2	MAP KLY-3	MADKLY
LOKASI	Lokop-1	Lokop-2	Lokop-3	Way Mirah	Tenggulun	Kaloy-1	Kaloy-2	Kaloy-3	Kaloy
T(°C) air	93,2	51,8	88,3	18,6	31,8	54,6	51,9	40,7	21,5
pH	8,80	8,73	8,74	8,38	8,49	8,19	8,58	8,48	8,57
EC(μS/cm)	971	592	992	54	577	714	455	603	90
SiO ₂ (mg/L)	134,73	71,49	134,58	14,93	24,32	46,76	45,52	32,07	12,41
B	1,70	0,74	1,96	0,03	2,77	0,04	0,04	2,58	0,19
Al	0,04	0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,08	0,04
Fe	0,02	0,07	0,03	0,04	0,03	0,03	0,03	0,07	0,04
Ca	4,64	31,45	4,64	1,98	60,22	37,56	37,76	94,90	2,81
Mg	0,94	4,38	0,88	1,38	27,20	23,20	15,72	25,50	3,74
Na	186,50	67,11	185,80	1,61	14,14	11,90	13,01	6,93	0,45
K	17,00	7,90	16,70	0,90	1,80	3,70	1,70	2,40	0,80
Li	0,60	0,21	0,60	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02
As	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NH ₄	1,01	0,29	0,98	0,39	0,17	0,12	0,13	0,03	0,17
F	9,65	7,21	8,40	0,26	1,07	0,69	1,99	0,97	0,27
Cl	44,40	21,12	45,26	0,25	5,35	2,24	2,70	1,97	0,96
SO ₄	74,07	40,33	79,83	3,00	31,27	133,33	60,08	99,58	14,00
HCO ₃	315,74	195,69	329,64	14,29	214,48	149,82	101,99	200,88	9,03
CO ₃	-	-	-	-	33,60	-	20,28	29,28	-
Meq cation	9,00	5,10	8,96	0,34	5,92	4,41	3,80	7,21	0,51
Meq anion	8,48	5,02	8,78	0,32	5,49	5,33	3,78	6,45	0,48
Ion Balance	3,01	0,78	0,99	3,34	3,77	-9,44	0,33	5,60	2,64

Tabel 2. Analisis Isotop fluida panas bumi di Kabupaten Aceh Tamiang-Aceh Timur

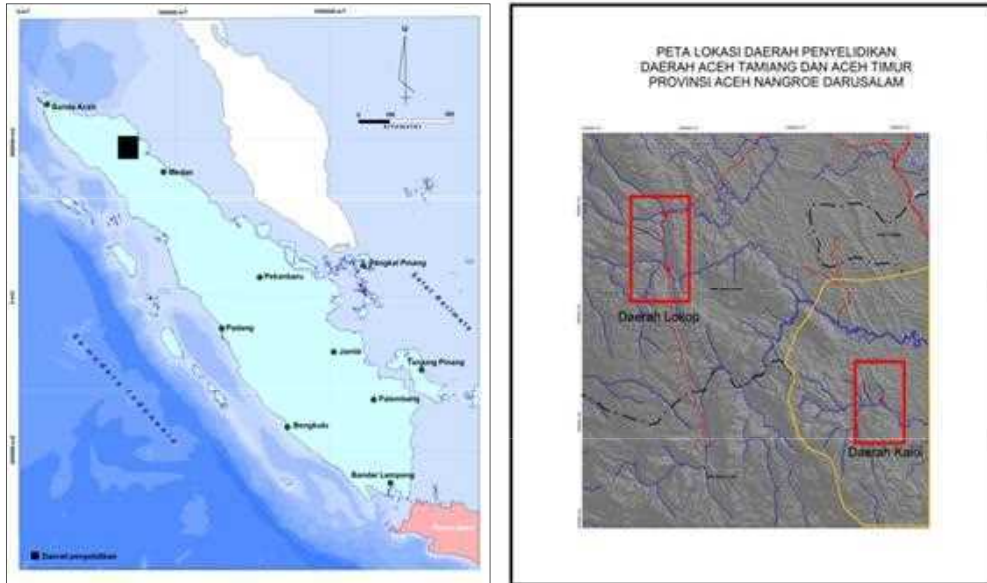
No.	Lokasi	^{18}O (‰)	δD (‰)
1	MAP LOKOP-01	-8,63	-57,98
2	MAP LOKOP-02	-7,93	-51,71
3	MAP LOKOP-03	-8,58	-57,68
4	MAP KALOY-01	-7,87	-50,27
5	MAP KALOY-02	-8,31	-50,08
6	MAP KALOY-03	-7,87	-46,08
7	MADTULANGNIAT	-7,32	-46,55
8	MADWAYMIRAH	-7,67	-47,05
9	MAD KALOY	-7,36	-42,31
10	AS KALOY	-7,58	-44,51

Tabel 3. Pendugaan temperatur bawah permukaan daerah Aceh Tamiang dan Aceh Timur

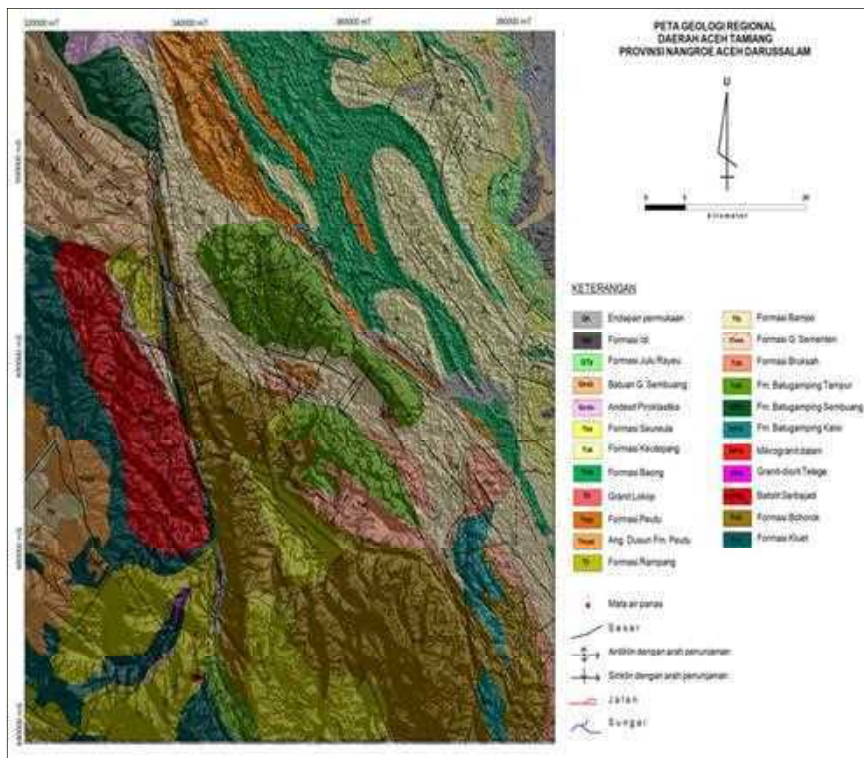
LOKASI	Temp. Air Panas (°C)	SiO ₂ conductif (°C)	SiO ₂ adiabatic (°C)	Na-K- Ca (°C)	Na-K- Ca-Mg corr (°C)	Na/K Fournier (°C)	Na/K Truesdell (°C)	Na/K (Giggenbach) (°C)	K/Mg (Giggenbach) (°C)
LKP-01	93,2	155	147	191	94	209	178	225	112
LKP-02	51,8	119	118	77	25	231	206	246	71
LKP-03	88,3	155	147	190	99	208	176	224	112
KLY-01	54,6	99	100	35	-167	338	354	343	38
KLY-02	51,9	98	99	18	-95	241	218	255	27
KLY-03	40,7	83	85	7	-19	353	376	356	29
MAP SRB	60,4	108	108	167	-60	160	119	179	90

Tabel 4. Klasifikasi reservoir dan asumsi daya per satuan luas dalam estimasi potensi energi panas bumi (SNI 13-6482-2000)

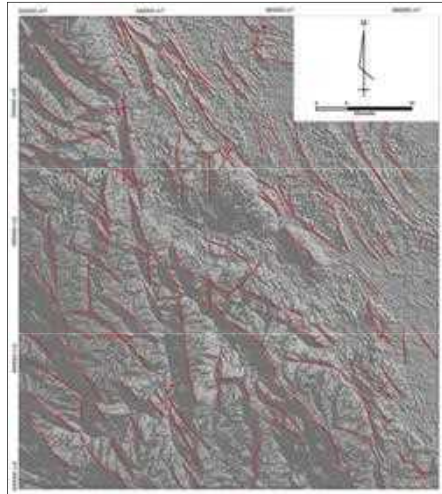
Reservoir	Batas Temperatur (°C)	Daya Per Satuan Luas (MWe/km ²)
Temperatur rendah	< 125	5
Temperatur sedang	125 - 225	10
Temperatur tinggi	> 225	15



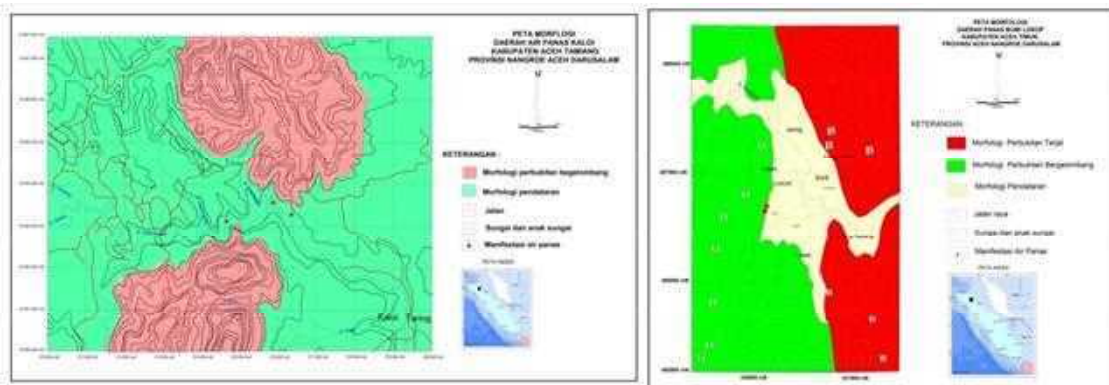
Gambar 1. Lokasi penyelidikan di Kab. Aceh Tamiang dan Aceh Timur



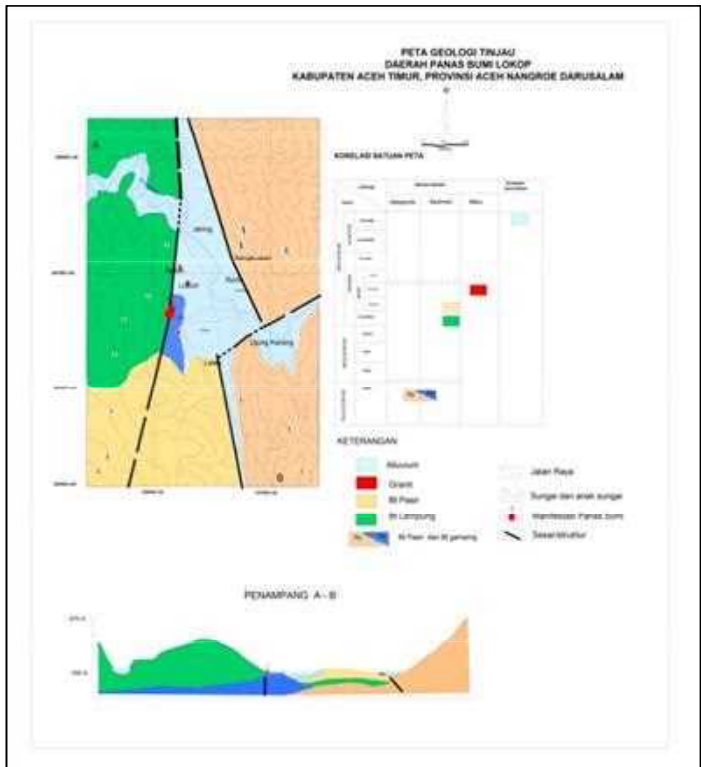
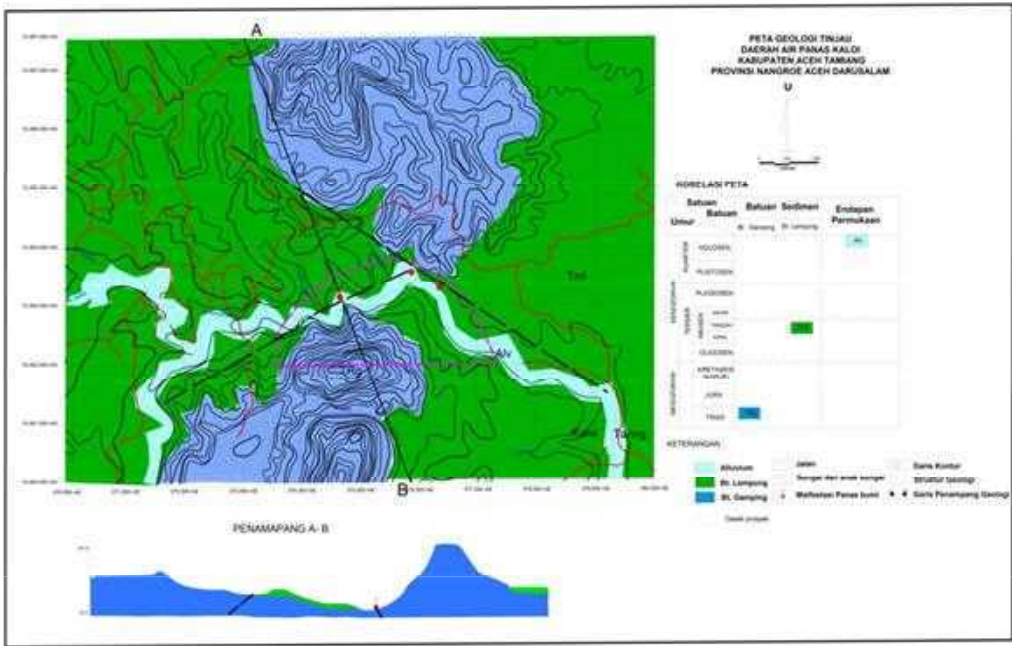
Gambar 2. Peta geologi regional daerah Aceh Timur dan Aceh Tamiang, modifikasi dari peta geologi lembar Takengon (Cameron, dkk., 1981) dan lembar Langsa, Sumatera (Cameron, dkk., 1983).



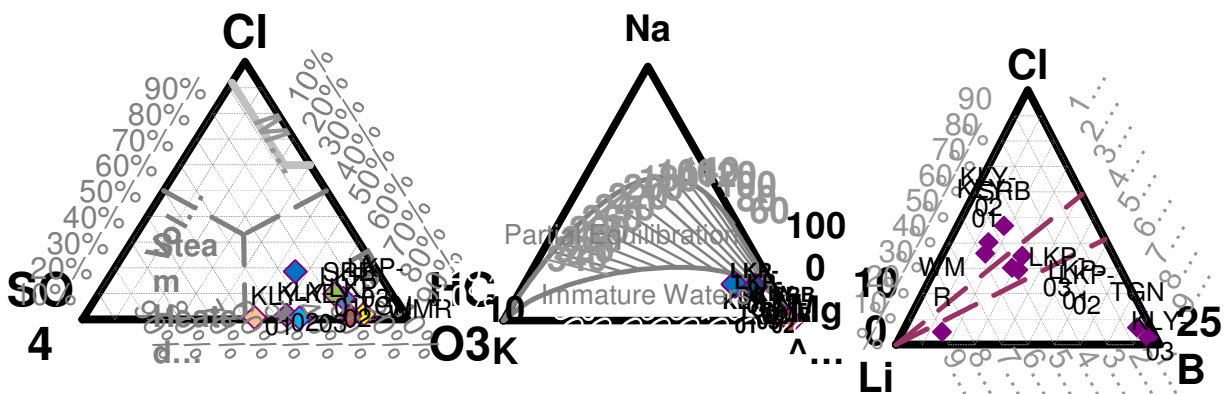
Gambar 3. Analisis kelurusan struktur geologi pada citra DEM, Tahun 2009



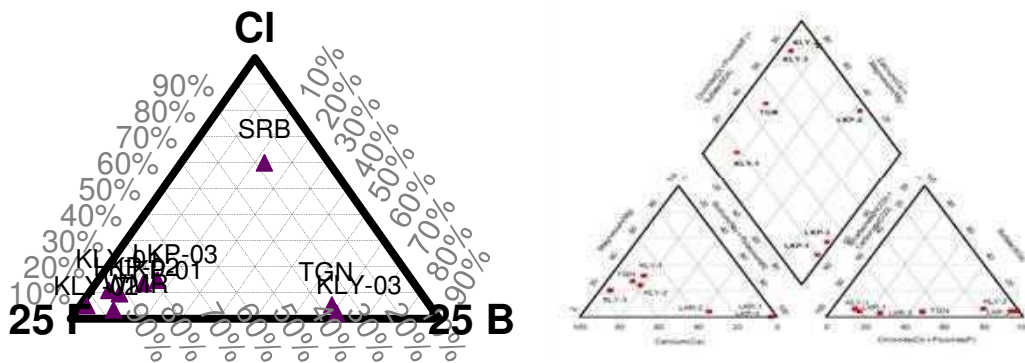
Gambar 4. Peta geomorfologi Kabupaten Aceh Tamiang (kiri), Aceh Timur (kanan)



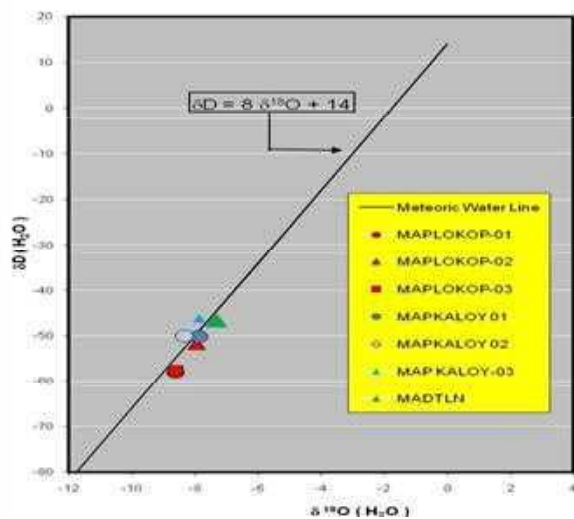
Gambar 5. Peta geologi Kaloy (atas) dan Lokop (bawah)



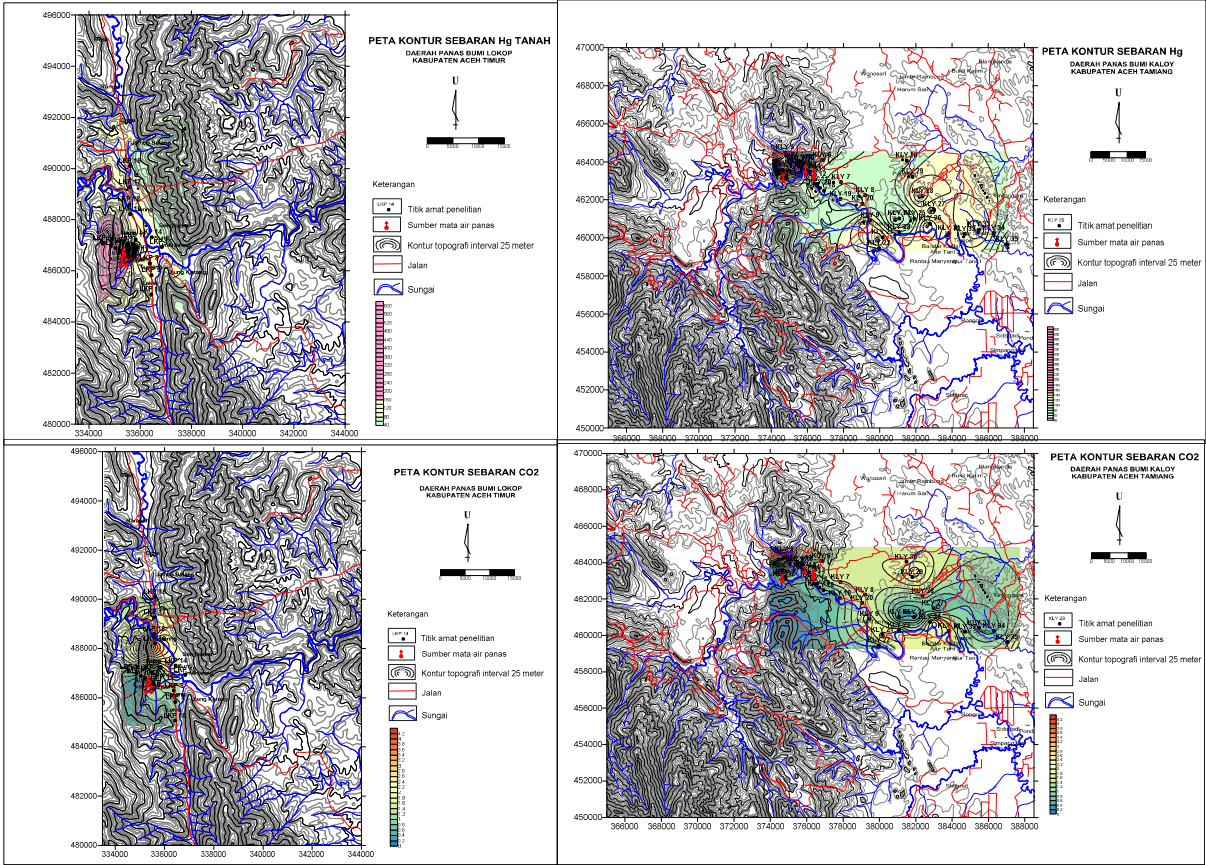
Gambar 6. Diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃, Na-K-Mg dan Cl-Li-B



Gambar 7. Diagram segitiga Cl-F-B (kiri), *plotting* sampel air pada diagram *Piper* air panas Kalo dan Lokop Aceh Tamiang-Aceh Timur



Gambar 8. Distribusi Isotop O-18 dan Deuterium daerah Aceh Timur dan Tamiang



Gambar 9. Peta distribusi Hg daerah Lokop (kiri atas), Kaloy (kanan atas) dan distribusi CO₂ daerah Lokop (kiri bawah) dan Kaloy (kanan bawah)

SURVEI GEOLOGI DAN GEOKIMIA, DAERAH PANAS BUMI TORIRE, KABUPATEN POSO, PROVINSI SULAWESI TENGAH

Mochamad Nur Hadi, Dedi Kusnadi, Edi Purwoto

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Survei panasbumi di daerahTorire dilakukan untuk mengetahui karakteristik system panas bumi yang terbentuk di sekitar wilayah Torire. Daerah Torire berada pada tatanan tektonik Mandala Sulawesi Bagian Tengah, berbatasan antara mikrokontinenTukang Besi dan Sulawesi Barat. Secara geologi, batuan di daerah penelitian didominasi oleh batuan sedimen dan batuan beku (granit).

Manifestasi berupa air panas dengan temperatur58.8°C, pH netral, dan alterasi argilik.Sumber panas diduga berasal dari Granit yang berumur Tersier Akhir. Batuan penudung berasal dari batuan sedimen (serpih dan batulempung). Permeabilitas yang terbentuk sebagai reservoir diduga berhubungan dengan batuan metamorfik. Fluida panas pada sistem panas bumi Torire bertipe bikarbonat dan berada pada zona *partial equilibrium*. Munculnya air panas Torire dan Katu menunjukkan berada pada zona *upflow*nya sedangkan air panas Banga diduga sebagai *outflow* dari sistem yang terbentuk.Temperatur reservoir diambil melalui perhitungan geotermometer NaK Giggenbach (152°C), termasuk entalpi sedang.

Daerah prospek panas bumi berdasarkan data anomali CO₂, Hg dan pola struktur geologi, mencapai luas 9 km²di sekitar depresi Torire. Total potensi sumber daya hipotetis adalah 26 MWe.

Kata Kunci : Panasbumi, Torire, Potensi

PENDAHULUAN

Ketersediaan energi fosil di dunia semakin hari semakin berkurang, beberapa negara diantaranya sampai mengalami krisis energi. Ketergantungan terhadap energi fosil salah satunya mempengaruhi ketersediaan energi listrik. Fenomena tersebut mendorong berbagai penelitian untuk mencari energi alternatif yang terbarukan dan ramah lingkungan sebagai

energi primer pembangkit tenaga listrik. Daerah Sulawesi Tengah merupakan salah satu wilayah yang memiliki sumber panas bumi yang besar, namun keberadaannya masih belum berkembang. Melalui survei terpadu ini, pemerintah bermaksud untuk mengetahui seberapa besar potensi yang ada dengan menggunakan metode geologi dan geokimia. Adapun lokasi terpilih berada di daerah Torire, Kecamatan Lore

Tengah, Kabupaten Poso, Provinsi Sulawesi Tengah.



Gambar 1. Peta indeks lokasi penyelidikan

HASIL PENYELIDIKAN

Geologi

Daerah Torire berada di selatan dataran Napu yang dikenal sebagai wilayah megalith dan pedataran yang luas. Morfologi di lokasi survei dikelompokkan menjadi 4 satuan, yaitu Satuan Pedataran, Satuan Perbukitan Landai, Satuan Perbukitan Bergelombang, dan Satuan Perbukitan Terjal. Wilayah pedataran menempati bagian timur laut dan barat daya yang tersusun oleh litologi batuan sedimen sedangkan bagian tengah ke tenggara terisi oleh batuan metamorf membentuk perbukitan terjal.

Stratigrafi

Daerah Torire termasuk ke dalam mandala Sulawesi Bagian Barat, didominasi oleh batuan sedimen dengan jenis batulempung, batupasir dan konglomerat dengan komponen kuarsit yang menempati bagian tengah lokasi survei, sedangkan batuan plutonik dengan jenis granit dan

granodiorit berada di bagian utara dan batuan metamorfik dengan jenis skis, filit dan ampibolit menempati wilayah daerah survei di bagian selatan ke tenggara. Urut – urutan batuan tertua ke muda. (Gambar 2).

Satuan batusabak – filit, tersebar di bagian selatan hingga ke tenggara. Menempati sekitar 30 % total area. Karakteristik satuan ini dicirikan dengan kehadiran batusabak, filit, batupasir serpih dan setempat terdapat andesit dan skis mika. Secara regional satuan ini dibandingkan dengan batuan metamorfik Formasi Latimojong bermumur Kapur hingga Eosen.

Satuan ampibolit, berada di bagian barat berupa bukit terisolasi dengan luas mencapai 5 % dari daerah survei. Karakteristik satuan ini dilapangan dicirikan dengan ampobolit kehitaman dengan tekstur granoblastik dan kasar. Terdapat mineral mika dan foliasi lemah. Satuan ini dibandingkan dengan Formasi Latimojong yang berumur Kapur hingga Eosen. Diduga berasal dari batuan vulkanik yang telah termalihkan sehingga membentuk ampibolit dalam jumlah yang banyak.

Satuan Granit, tersebar di bagian utara dengan luas mencapai 20 %. Litologi berupa granit dan granodiorit berwarna putih kehitaman, faneritik dengan mineral kuarsa, feldspar dan mineral mika dan biotit. Terkekarkan kuat dan beberapa nampak telah lapuk. Pada satuan ini muncul airpanas Katu 3 dengan panas

mencapai 50°C melalui celah rekahan dengan arah barat timur. Granit yang berkembang membentuk morfologi berupa tinggian yang relatif lebih resistan terhadap erosi, ditindih oleh batuan sedimen dengan jenis batulempung. Berdasarkan data regional dan analisis pentarikhan umur Granit ini dibandingkan dengan granit Kambuno yang berumur Tersier Akhir sekitar Pliosen. Umur granit yang masir relatif muda ini di duga berhubungan dengan sumber panas yang terbentuk dan berperan dalam sistem panas bumi di Torire.

Satuan Batupasir Konglomerat, tersebar di bagian tengah hingga ke utara, menempati areal perbukitan bergelombang dengan luas mencapai 40%. Satuan ini tersusun oleh litologi berupa batulempung, batupasir, dan konglomerat. Satuan ini dibandingkan dengan Formasi Napu yang berumur Pliosen – Plistosen dan menindih batuan metamorfik dan granit.

Satuan Batupasir Doda, tersebar di bagian barat daya daerah survei, menempati bagian pedataran Doda dengan luas mencapai 4 %. Satuan ini tersusun oleh batupasir berwarna abu-abu terang, berbutir halus, terpilah baik dengan kemas tertutup. Nampak memiliki kekerasan yang belum terlalu padu dan membentuk bukit kecil terisolasi. Setempat banyak dijumpai bongkah granit yang tersusun berupa megalit dan masuk daerah konservasi. Batupasir yang terbentuk merupakan

produk sekunder hasil proses eksogen dari batupasir – konglomeratan dan granit.

Aluvium tersebar di sekitar bantaran sungai dengan luas sekitar 1 % dari total luas areal survei. Tersusun oleh material pasir, lempung, bongkahan metamorf dan kuarsit.

Struktur Geologi

Berdasarkan peta geologi dan analisis data lapangan arah jurus sesar dikelompokkan menjadi tiga, yaitu sesar yang berarah baratdaya – timurlaut, baratlaut – tenggara dan utara – selatan.

Sesar berarah baratlaut – tenggara; memiliki pola yang sama dengan arah sesar Palu – Koro, diduga berumur sama dengan sesar yang membelah Sulawesi bagian tengah. Arah ini memiliki peran yang besar terhadap pembentukan manifestasi ataupun sistem panas bumi di sekitar Torire, beberapa sesar ada ditunjukkan oleh Sesar Katu, sesar Tonite, sesar Torire, sesar Padabangi dan Sesar Banga. Kenampakan dilapangan ditunjukkan berupa data kekar dan tebing yang curam di sekitar Katu serta kelurusan topografi.

Sesar berarah baratdaya – timurlaut; merupakan pasangan dari sesar yang berarah sebaliknya, ditunjukkan oleh sesar Huluuala, Sesar Huluwahe, Sesar Haluwangga, Sesar Telanda, Sesar Wungaropi. Sesar ini memotong satuan metamorf yang tersebar di bagian tenggara. Di lapangan sesar ini diduga berperan terhadap kestabilan lereng di

daerah Torire Selatan sehingga banyak longsoran, dijumpai kekar dan rekahan yang terisi oleh mineral kuarsa dalam jumlah yang banyak. Sesar ini diduga berjenis sesar normal dengan bagian barat yang turun.

Sesar berarah utara – selatan; memotong sesar – sesar lain yang berarah barat laut – tenggara dan baratdaya – timurlaut, kenampakan di lapangan hanya berupa kelurusan topografi dan berpotongan dengan air hangat Halukula.

Geokimia

Manifestasi panas bumi di daerah Torire berupa mata air panas dan air hangat. Sampel air yang diperoleh terdiri dari: mata air panas Torire, Wanua, Ngkanino, Katu, air hangat Buntu, yang terletak di Kecamatan Lore Tengah, sedangkan air panas Banga dan air sungai Halukoi terletak di Kecamatan Lore Peore, serta satu mata air panas yang terletak di luar peta penyelidikan yaitu air panas Tandubaula di Kecamatan Lore Peore.

Air panas Torire, di Desa Torire, keluar dari dasar sungai, sehingga tertutup oleh air sungai, air panas sudah tercampur air dingin dari air sungai. Hasil pengukuran di lokasi memperlihatkan temperatur air panas 37,8°C, pada temperatur udara 26,1°C dengan pH 9,90, daya hantar listrik 246µS/cm, debit air panas tidak bisa diukur karena air panas tertutup/tercampur air sungai, Mata air panas tidak berbau, tidak berwarna dan tidak berasa.

Air panas Wanua, di desa Katu dengan temperatur air panas 58,8°C pada temperatur udara 25,5°C dengan pH 9,34, daya hantar listrik 395 µS/cm, debit 3 L/detik, air panas tidak berbau, tidak berwarna, dan tidak berasa.

Air panas Ngkanino, di Desa Katu, muncul di pinggir sungai Katu. temperatur air panas 45,8°C, pada temperatur udara 26,7°C dengan pH 9,70, daya hantar listrik 322µS/cm, debit 1 L/detik. air panas tidak berbau, tidak berwarna dan tidak berasa.

Air Panas Katu, di desa Katu, keluar pada tebing pinggir sungai berbatuan, yang mengalir ke sungai Katu, hasil pengukuran di lokasi memperlihatkan temperatur air panas 50,5°C pada temperatur udara 23,3°C dengan pH 9,83, daya hantar listrik 350µS/cm dan debit 5 L/detik. Mata air panas tidak berbau, tidak berwarna, dan tidak berasa.

Air panas Banga, di daerah Trans Rododod, temperatur air panas 39,3°C pada temperatur udara 25,5°C dengan pH 9,66, daya hantar listrik 330µS/cm dan debit 5 L/detik. Mata air panas tidak berbau, tidak berwarna, dan tidak berasa.

Air Hangat Buntu, memperlihatkan temperatur air dingin adalah 31,9°C, pada temperatur udara 22,4°C dengan pH 9,87, daya hantar listrik 284 µS/cm dan debit 0,1 L/detik. Air hangat tersebut tidak berbau, tidak berbau dan tidak berwarna.

Air panas Tandubaula, di desa Watutau, Temperatur air panas 53,2°C, pada temperatur udara 33,2°C dengan pH 9,62,

daya hantar listrik rendah $334\mu\text{S}/\text{cm}$, debit 2 L/detik. Mata air panas tidak berbau, tidak berwarna, dan tidak berasa.

Analisis Kimia Air Panas

Data analisis kimia air ditunjukkan pada tabel 1. Hasil pengeplotan pada diagram segitiga (gambar 3), menunjukkan bahwa semua air panas di daerah Torire dan sekitarnya bertipe bikarbonat, dengan konsentrasi senyawa lainnya yang rendah, sebagai indikasi dominasi air permukaan, kecuali F^- yang tinggi sampai 13,69 mg/l, sebagai indikasi tingginya pelarutan batuan mika pada batuan sedimen, bertemperatur relatif rendah.

Plotting pada diagram Na-K-Mg (gambar 3) menunjukkan bahwa air panas Torire berada pada zona *immature water*, karena faktor kontaminasi yang dominan air permukaan pada air panas Torire, di dukung keberadaan pemunculan air panas tersebut yang tertutup oleh aliran sungai. Sedangkan air panas lainnya semuanya terletak pada zona *partial equilibrium* dengan posisi temperatur rendah, mengindikasikan bahwa terjadi terjadi kesetimbangan sebagian antara fluida panas dengan air permukaan pada pembentukan air panas, yang mengindikasikan bahwa reaksi antara fluida dengan batuan reservoir telah tercampur oleh air dingin di permukaan dengan proporsi yang tinggi.

Pada diagram Cl-Li-B (gambar 3), semua air panas dan air hangat di daerah Torire

dan sekitarnya, berada pada posisi mendekati garis Cl-B, menunjukkan bahwa air panas dan air hangat tersebut terbentuk pada satu sumber yang sama pada lingkungan sedimen, diperkirakan selama perjalanannya mengalami kontak dengan batuan sedimen sehingga cenderung mendekati sudut B.

Plotting hasil analisis isotop pada grafik δD terhadap $\delta^{18}\text{O}$ (gambar 3), memperlihatkan bahwa air panas dan air dingin terletak di sebelahkanandaris *Meteoric Water Line* (MWL), pengkayaan oksigen berkisar antara -9,53- (-8,34)% sebagai indikasi kemungkinan pembentukan mata air panas berhubungan dengan adanya interaksi antara fluida panas pada sistem panas bumi dengan batuan yang menyebabkan terjadinya pengkayaan ^{18}O , namun pengaruh air permukaan masih belum bisa dibedakan, dimana oksigen 18 air dingin berkisar antara -9,38-(-9,13)%.

Hasil penghitungan dengan geotermometer silika *conductive cooling* dan *adiabatic cooling*, menunjukkan bahwa suhu reservoir daerah panas bumi Torire bervariasi relatif rendah berkisar antara 98-109°C.

Tabel 2. Perhitungan geotermometer

Jenis	AP TORIRE	AP WANUA	AP NGKANNO	AP KATU	AP BANGA	AP BUNTU	AP TANDUBAULA
Geotermometer	APT	APW	APN	APK	APB	AHB	APTb
T SiO ₂ (cc)	99	110	96	109	90	103	105
T SiO ₂ (ac)	100	109	98	108	92	103	105
T NaK (F)	133	94	85	83	98	56	91
T NaK (G)	152	115	106	104	119	77	112

Reaksi ini merupakan reaksi yang dikontrol oleh suhu sehingga perbandingan Na/K yang dihasilkan dapat dikorelasikan dengan suhu. Penghitungan geotermometer Na-K menunjukkan temperatur reservoir berkisar antara 85-152°C, maka temperatur reservoir di daerah penyelidikan Torire, sekitar 150 °C, termasuk temperatur sedang.

Konsentrasi CO₂ tanah bervariasi dari terendah 0,03% (DP-4) sampai dengan konsentrasi tertinggi 3,98% (TO-1). Variasi CO₂ Udara tanah, memberikan nilai *background* 1,88%, nilai *threshold* 2,52%, dan nilai rata-rata 1,25%. Peta distribusi nilai CO₂ Udara tanah (gambar 3.2.8), memperlihatkan anomali tinggi > 2,0 % berada di bagian selatan sekitar lokasi air panas Torire dan terdistribusi membentuk spot-spot kecil di bagian timur laut. Konsentrasi CO₂ antara 1,0-2,0 % terdistribusi dari bagian tengah memanjang ke bagian baratlaut, bagian utara serta di bagian tenggara, sedangkan nilai < 1,0 % tersebar di bagian barat, utara, dan tenggara daerah penyelidikan.

Konsentrasi Hg tanah setelah dikoreksi oleh nilai konsentrasi H₂O⁻, bervariasi dari nilai terendah 2 ppb (TB-1), sampai dengan 260 ppb (TT-11). Variasi Hg tanah memberikan nilai *background* 70 ppb, nilai *threshold* 110 ppb, dan nilai rata-rata 29 ppb. Kandungan Hg di daerah penyelidikan Torire ini, memperlihatkan konsentrasi yang tidak terlalu tinggi. Peta distribusi nilai Hg tanah (gambar 3.2.9), memperlihatkan

konsentrasi Hg >70 ppb terletak di sebelah utara dan timur laut dari lokasi air panas Torire, dengan luas sekitar (2x2) km², sedangkan Hg 30-70 ppb membentuk spot-spot kecil terdistribusi di bagian timur dan barat laut daerah penyelidikan, sementara Hg < 30 ppb menyebar merata paling dominan di daerah penyelidikan. (Gambar 4).

DISKUSI

Berdasarkan tatanan tektonik geologi setempat panas bumi daerah Torire dikaitkan dengan sistem non vulkanik pada morfologi di dataran tinggi (Gambar 5). Fluida yang masuk meresap ke dalam bumi, sama seperti halnya daur hidrologi lokal di sekitar dataran Napu dan Torire bawah permukaan melalui zona rekahan dan sesar yang terdapat di daerah Katu dan sekitarnya hingga ke daerah Torire terakumulasi pada batuan yang sarang/permeabel yang diduga berada pada batuan metamorfik kemudian terjebak oleh batuan penudung yang berada di atasnya sebagai penyekat. Batuan penyekat tersebut diduga berkaitan dengan batuan sedimen Kuartar dengan komposisi lempungan. Fluida dengan jenis bikarbonat yang terperangkap kemudian terpanaskan oleh sisa panas dari pembentukan batuan granit yang berumur 2,1 juta tahun lalu atau pada periode Pliosen. Komposisi granitik yang kaya akan mineral feldspar diduga masih menyimpan panas dan berfungsi sebagai sumber panas dalam

sistem hidrotermal yang terbentuk di daerah Torire. Seiring dengan aktifitas tektonik setempat kemudian terbentuklah jalur atau zona patahan yang memotong batuan penudung sehingga muncul ke permukaan berupa manifestasi air panas di sekitar Katu, Torire dan Banga.

Sebaran area prospek panas bumi berdasarkan hasil penelitian metode geologi, dan geokimia terdapat di bagian barat laut lokasi survei di sekitar Torire (Gambar 6). Area prospek ini didukung oleh hasil kompilasi geologi struktur, anomali geokimia CO₂ dan Hg. Dari hasil kompilasi metode tersebut didapat luas area prospek panas bumi Torire sekitar 9 km² untuk kelas sumber daya hipotetis.

Estimasi potensi energi daerah panas bumi Torire yang mempunyai luas wilayah prospek sekitar 9 km² (sumberdaya

hipotetis). Temperatur reservoir diduga sebesar 152°C, sehingga temperatur *cut-off* sebesar 120°C. Dengan menggunakan metode penghitungan volumetrik, melalui beberapa asumsi yaitu tebal reservoir = 1 km, *recovery factor* = 25%, faktor konversi = 10%, dan *lifetime* = 30 tahun, maka potensi sumber daya hipotetis daerah panas bumi Torire adalah 26 MWe. (Tabel 3)

KESIMPULAN

Daerah panas bumi Torire memiliki potensi pada kelas sumber daya hipotetis sekitar 26 MWe, namun dalam pengembangan daerah ini, perlu diperhatikan aspek wilayah tata guna lahan, dimana sebagian prospek masuk dalam kawasan konservasi dan juga aspek keamanan.

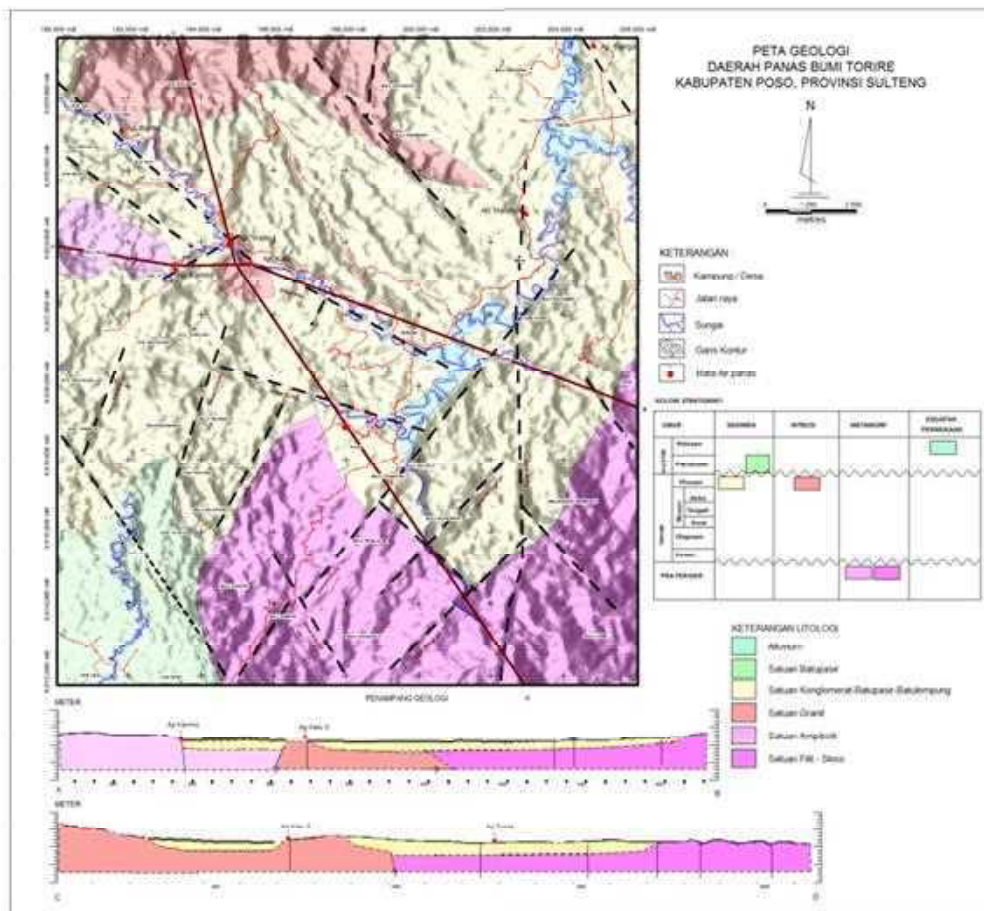
DAFTAR PUSTAKA

- Fournier, R.O., 1981, *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering*, "Geothermal Sistem: Principles and Case Histories", John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988, *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg – Ca Geo-Indicators*, *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Lawless, J., 1995, *Guidebook: An Introduction to Geothermal Sistem*, Short course. Unocal Ltd, Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977, *Chemistry and Geothermal Sistem*, Academic Press Inc, Orlando.
- Badan Pusat Statistik Kabupaten Poso, 2010. Kabupaten Poso Dalam Angka 2010. Badan Pusat Statistik Kabupaten Poso, Provinsi Sulawesi Tengah.
- Fournier, R.O., 1981. *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal Sistem: Principles and Case Histories*. John Willey & Sons. New York.

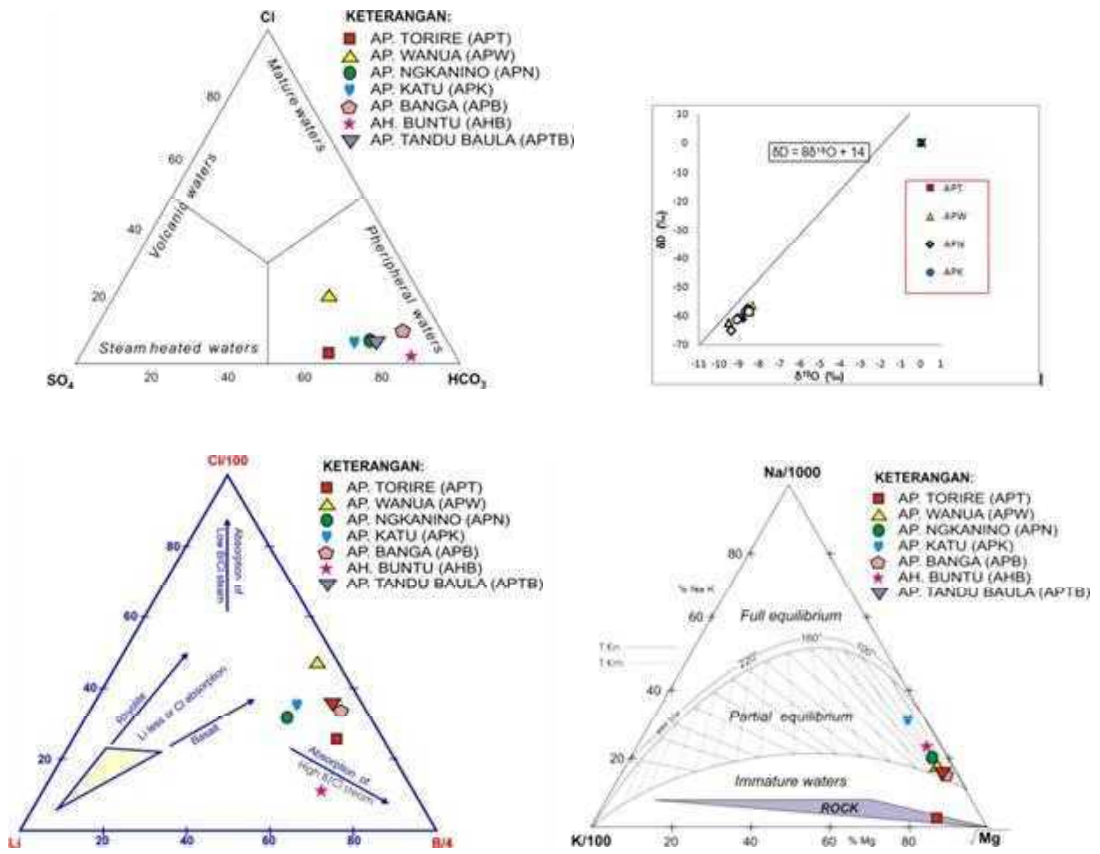
- Giggenbach, W.F., 1988. *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*. *GeochemicaActa* 52. pp. 2749 – 2765.
- Lawless, J., 1995. *Guidebook: An Introduction to Geothermal Sistem*. Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977. *Chemistry and Geothermal Sistem*. Academic Press Inc. Orlando.
- Pusat Sumber Daya Geologi, 2011. *Survei Panas Bumi Pendahuluan Kabupaten Poso*. Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Bandung.
- Simanjutak, 1997. *Peta Geologi Bersistem Indonesia Lembar Poso, Sulawesi-2114*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Sukido, dkk., 1993. *Peta Geologi Lembar Pasangkayu, Sulawesi*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Villeneuve, 2001. *Geology of The Central Sulawesi Belt (Eastern Indonesia): Constrains of Geodynamic Models*. *International Journal Earth Science*. Springer-Verlag.

Tabel 1. Data analisis kimia air panas daerah Torire

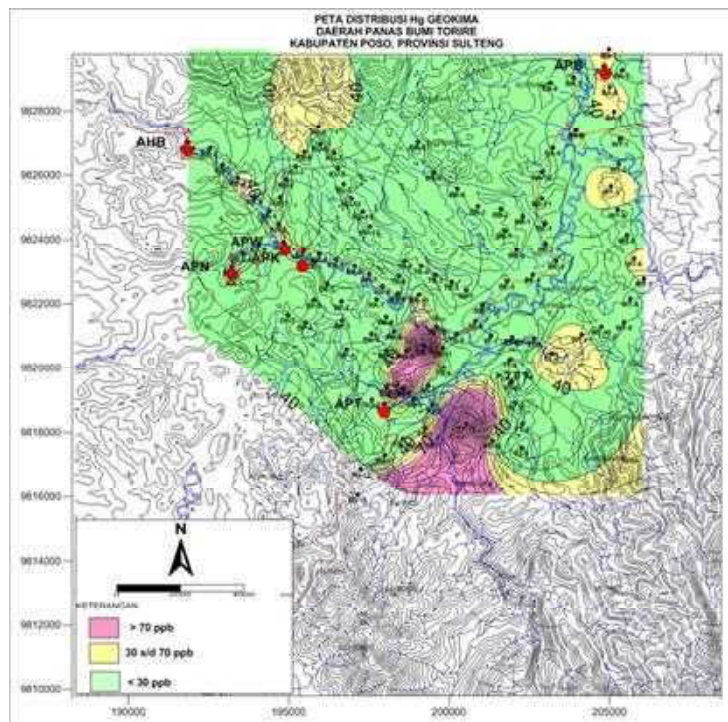
KODE	AP. TORIRE	AP. WANUA	AP. NGKANINO	AP. KATU	AP. BANGA	AH. BUNTU	AS. ROMPO	AS. HALUKOI	AP. TANDU BAULA
	APT	APW	APN	APK	APB	AHB	ASR	ASH	APTB
T. air (°C)	37,8	59,8	45,8	50,5	39,3	31,9	22,5	22,0	53,2
T. ud (°C)	26,1	25,5	26,7	23,3	25,5	22,4	26,5	23,4	33,2
pH	9,90	9,34	9,70	9,83	9,66	9,87	6,61	8,20	9,62
EC	246	395	322	350	330	284	267	120	334
SiO ₂	46,98	59,21	44,15	57,59	38,40	50,76	49,69	42,21	52,99
B	0,55	1,53	0,64	0,72	2,22	0,38	0,26	0,09	1,83
Al ³⁺	0,11	0,21	0,10	0,09	0,12	0,13	0,01	0,03	0,11
Fe ²⁺	0,11	0,06	0,01	0,01	0,06	0,01	0,03	0,03	0,03
Ca ²⁺	2,67	0,82	0,24	0,38	0,88	0,36	7,08	11,24	0,32
Mg ²⁺	0,94	0,16	0,07	0,02	0,14	0,04	3,10	2,37	0,07
Na ⁺	43,27	99,47	76,02	80,14	68,87	70,53	19,89	9,50	71,95
K ⁺	1,32	1,48	0,93	0,93	1,10	0,43	9,93	4,21	1,00
Li ⁺	0,01	0,01	0,07	0,04	0,01	0,03	0,01	0,01	0,02
As ³⁺	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
NH ₄ ⁺	0,99	1,24	0,88	0,92	2,64	0,66	0,49	0,72	1,66
F ⁻	1,64	12,77	13,69	9,33	2,26	1,66	0,10	0,07	2,92
Cl ⁻	4,74	39,27	8,48	10,24	27,78	1,95	9,03	0,29	28,17
SO ₄ ²⁻	29,92	30,38	22,82	33,89	21,58	23,82	8,93	2,77	18,82
HCO ₃	67,22	89,55	97,11	101,55	94,43	145,03	76,37	73,69	91,01
CO ₂	7,20	6,72	6,24	7,20	8,16	7,68	0,00	0,00	7,68
meq cation	2,20	4,52	3,42	3,60	3,24	3,16	1,76	1,32	3,29
meq anion	2,18	4,19	3,37	3,52	3,17	2,95	1,70	1,28	3,09
ion balance	0,37	3,75	0,69	1,13	1,12	3,41	1,77	1,76	3,11



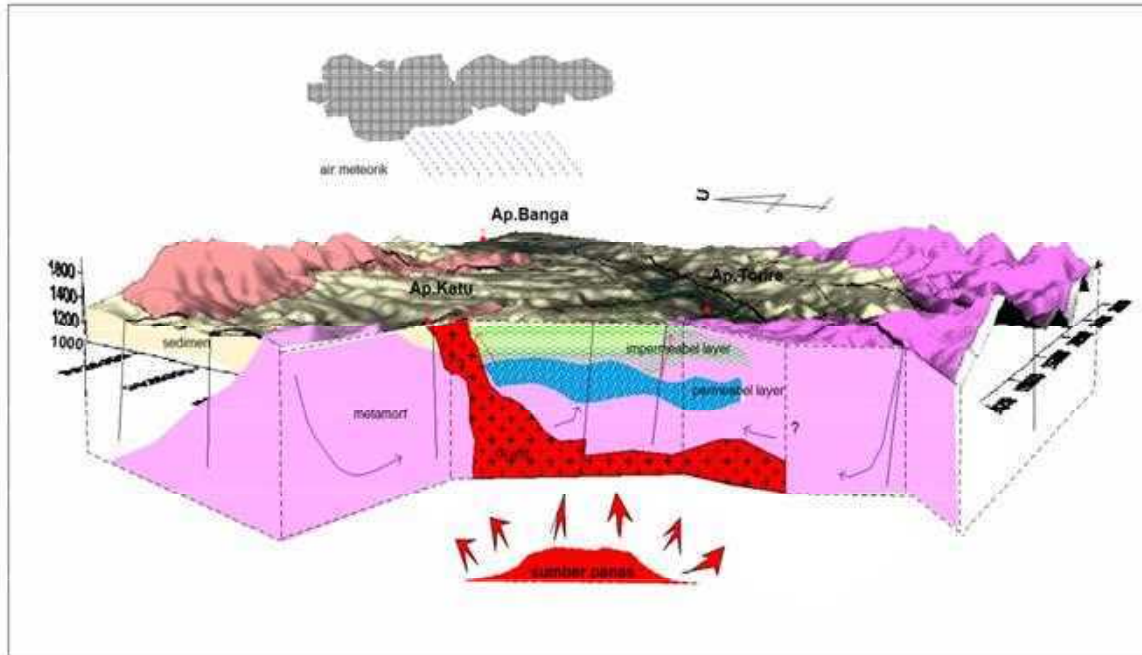
Gambar 2. Peta Geologi Daerah Torire



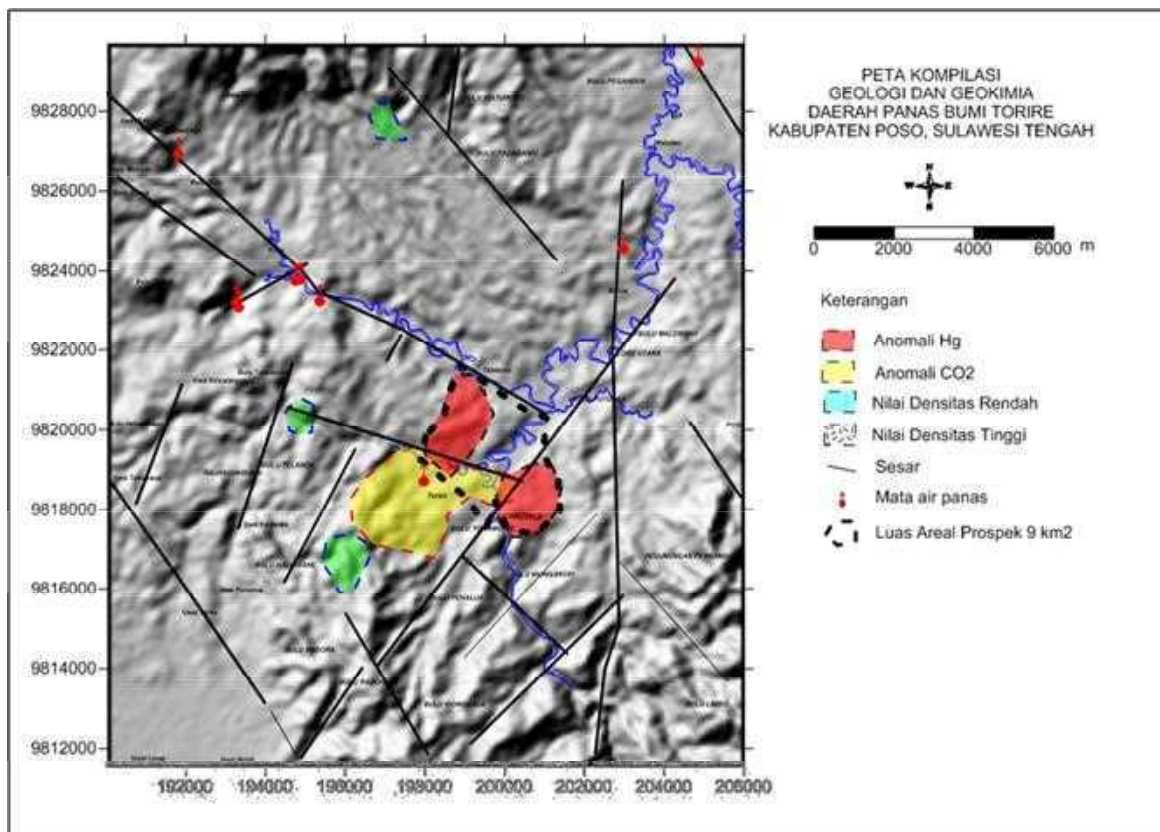
Gambar 4. Diagram segitiga tipe air, Na-K-Mg ; Cl, Li, B dan isotop daerah Torire



Gambar 4. Peta distribusi Hg daerah Torire



Gambar 5. Model tentatif sistem panas bumi Torire



Gambar 6. Peta kompilasi daerah Torire

**SURVEI TERPADU GEOLOGI DAN GEOKIMIA
DAERAH PANAS BUMI GUNUNG DUA SUDARA, KOTA BITUNG
PROVINSI SULAWESI UTARA**

Mochamad Nur Hadi, Dedi Kusnadi, Dede Ilm Setiawan

Kelompok Penyelidikan Panas Bumi

SARI

Kebutuhan pasokan energi di Indonesia saat ini semakin meningkat, diperlukan terobosan baru dalam upaya memasok energi yang dilakukan oleh pemerintah. Salah satu upayanya dengan penambahan energi baru terbarukan sebagai energi alternatif yang ramah lingkungan. Penyelidikan ini dimaksudkan untuk mengetahui karakteristik sistem panas bumi di daerah Dua Sudara melalui survei terpadu dengan menggunakan metode geologi dan geokimia.

Sistem panas bumi Dua Sudara berada pada tatanan tektonik jalur magmatik Sulawesi bagian Utara dengan lingkungan vulkanik. Secara geologi, batuan di daerah survei didominasi oleh batuan Vulkanik Kuartar. Pembentukan sistem panas bumi di daerah tersebut erat kaitannya dengan aktivitas tektonik yang searah dengan pola Subduksi Sulawesi Utara yang berarah Utara - Selatan.

Manifestasi berupa air panas dengan temperatur 41,4 °C, pH netral, dan alterasi argilik. Sumber panas berasal dari sisa magma Tangkoko – Batu Angus yang berumur Kuartar. Batuan penudung berasal dari proses alterasi hidrotermal yang menghasilkan mineral lempung yang tersebar di sekitar air panas. Permeabilitas batuan reservoir terbentuk pada batuan vulkanik tua dengan kedalaman belum dapat ditentukan. Fluida panas pada sistem panas bumi Dua Sudara bertipe bikarbonat dan berada pada zona *immature water*. Temperatur reservoir diambil melalui perhitungan geotermometer SiO₂ (150°C), termasuk entalpi sedang.

Daerah prospek panas bumi berdasarkan data anomali CO₂, Hg dan pola struktur geologi, mencapai luas 5 km² di sekitar Batuputih. Total potensi sumber daya spekulatif adalah 22 MWe.

Kata Kunci : Panasbumi, Potensi, Dua Sudara

PENDAHULUAN

Daerah Sulawesi Utara termasuk ke dalam jalur vulkanik dan di bagian utaranya terjadi subduksi antara lempeng Filipina-Pasifik

dengan Lempeng Asia Timur. Aktifitas tersebut menghasilkan rangkaian pegunungan yang memanjang di sekitar Minahasa dan salah satunya adalah

Gunung Dua Sudara – Tangkoko di ujung utara Sulawesi. bentukan morfologi berupa dua gunung yang menjulang dengan struktur kolaps dan kaldera vulkanik ditambah informasi tentang keberadaan manifestasi panas bumi disana menjadikan daerah ini menarik untuk dilakukan penyelidikan panas buminya.

Seiring dengan rencana pemerintah untuk mempercepat pengembangan panas bumi dan juga untuk menambah rencana lokasi Wilayah Kerja Pertambangan panas bumi di wilayah Sulawesi maka survei ini dilakukan dengan metode geologi dan geokimia di daerah G.Dua Sudara, Kota Bitung, Provinsi Sulawesi Utara (Gambar 1). Survei geologi dilakukan untuk mengetahui sebaran litologi dan urutan stratigrafi batuan, pola struktur sesar yang mempengaruhi sistem panas bumi dan penentuan sumber panas, batuan penudung serta reservoirnya. Survei geokimia dimaksudkan untuk mengetahui karakteristik fluida panas, penyebarannya dan distribusi Hg serta CO₂. Melalui kedua metode tersebut dibuatlah model tentatif dan potensi sumber daya panas buminya.



Gambar 1. Peta Lokasi daerah panas bumi Dua Sudara

HASIL PENYELIDIKAN

Geologi

Melalui pendekatan morfologi di daerah ini, dapat dipisahkan antara produk vulkanik yang berbeda dari empat kerucut gunungapi yang dikenali, yaitu kerucut gunung Dua Sudara, Gunung Tangkoko dan Gunung Klabat, serta yang masih aktif adalah kerucut Batu Angus. Morfologi pada daerah penyelidikan dikelompokkan menjadi 10 satuan, yaitu Satuan Pedataran Pantai, Satuan Perbukitan Kerucut Batu Angus, Satuan Perbukitan Kaldera Tangkoko, Satuan Perbukitan Lereng Tangkoko Muda, Satuan Perbukitan Lereng Tangkoko Tua, Satuan Pegunungan Kerucut Dua Sudara Muda, Satuan Perbukitan Lereng Dua Sudara Muda, Satuan Perbukitan Lereng Dua Sudara Tua, Satuan Perbukitan Kaki Klabat, dan Satuan Perbukitan Tua Curam. Hasil pemetaan geologi yang dilakukan pada daerah penelitian menunjukkan bahwa daerah panas bumi Dua Sudara didominasi oleh lava andesit basal, aliran piroklastik dan jatuhnya piroklastik dengan komposisi *scorea* dan batuapung (*pumice*) Tersier hingga Kuartar dengan urutan dari tua ke muda sebagai berikut (Gambar 2).

- 1) Vulkanik Tua Tondano; terlampar di bagian barat hingga barat laut dan sebagian di lereng selatan Gunung Tangkoko serta Pulau Lembeh. Penyebarannya sekitar 10 % dari total luas survei ini. Karakteristik satuan ini berupa batuan piroklastik dalam

bentuk aliran maupun jatuhan, komposisinya berupa pumis dan tufa.

- 2) Vulkanik Toka Tindung; terlampar di bagian barat daerah survei tepatnya di sekitar Tinerungan dengan luas sekitar 4 %. Batuan penyusun berupa lava dasit dan tufa yang telah mengalami deformasi sehingga rekahan – rekahannya terisi oleh mineral kuarsa. Tufa berwarna putih kemerahan berukuran sedang – halus, terkekarkan kuat dan terisi oleh urat-urat kuarsa (10 cm). terdapat mineral pirit, kalkopirit dalam jumlah yang cukup banyak.
- 3) Aliran Piroklastik Klabat; Satuan ini tersebar di bagian barat daya membentuk morfologi perbukitan bergelombang dari Gunung Klabat. Litologi penyusun berupa aliran piroklastik yang relatif kompak.
- 4) Lava Dua Sudara 1; berada di bagian barat dari Gunung Dua Sudara, meliputi lereng bagian bawah dari Tubuh Gunung Dua Sudara hingga berbatasan dengan daerah Tidung, kanampakan dilapangan batumannya berupa lava basal dengan sisipan jatuhan piroklastik; Aliran Piroklastik Dua Sudara 1; tersebar di bagian barat laut di sekitar Pinasungkulan.
- 5) Lava Dua Sudara Muda 2; tersebar di bagian utara dari desa Dua Sudara hingga ke Batuputih dengan komposisi berupa lava basal, di beberapa titik dijumpai struktur *sheeting joint* dan tertindih oleh jatuhan poriklastik, air panas Pareng muncul pada celah batuan ini yang diduga dipengaruhi oleh kekar yang terbentuk. Pembentukan lava diduga sebagai akibat longsoran pada kompleks Dua Sudara, sehingga zona lemahnya kemudian memfasilitasi keluarnya erupsi lava ini; Aliran Piroklastik Dua Sudara 2 tersebar ke bagian utara dari G.Duasudara disekitar Batuputih. Karakteristik di lapangan ditunjukkan oleh batuan aliran piroklastik kompak dengan komponen skorea dan lava basal berukuran lapili.
- 6) Lava Dua Sudara 3; tersebar di bagian puncak Gunung Dua Sudara. Litologi penyusun berupa lava basal; Aliran Piroklastik Dua Sudara 3, tersebar meluas di bagian selatan berwarna abu kecoklatan hingga kemerahan beberapa masih *loose*.
- 7) Jatuhan Piroklastik Dua Sudara; tersebar luas di hampir bagian barat dan selatan daerah survei, merupakan produk letusan berupa abu vulkanik dengan ukuran pasir kasar dan juga bom scorea yang terlontar saat erupsi dan pembentukan gunung Dua Sudara. Ketebalannya bisa mencapai 5 meter berlapis dan menghalus kearah atas. Komposisinya berupa scorea berwarna abu-abu kehitaman dengan vesicular dan masih lepas/*loose*. Dan juga abu vulkanik abu-abu kehitaman berukuran halus sampai

- kasar. Satuan ini hampir menutupi satuan batuan yang lebih tua.
- 8) Lava Tembaankoka; berada di bagian utara di sekitar Batuputih dan Tinerungan. Komposisi berupa lava andesit – basal yang berupa perbukitan tersendiri. Lava telah mengalami sedikit alterasi, berwarna kehijauan, diduga sebagai ubahan klorit. Satuan ini diduga merupakan produk vulkanik berupa kubah lava yang memiliki umur pembentukan lebih muda dari Gn.Dua Sudara. Umur batuan hasil perhitungan dengan K-Ar (Lab.PSG) menunjukkan umur $1,2 \pm 0,2$ juta tahun lalu (Pleistosen Awal).
 - 9) Lava Tawau; berada di sekitar Batuputih dengan kenampakan sebagai bukit terisolir yang berada di pinggir pantai. Komposisi tersusun oleh lava andesit warna abu-abu tua, porfiritik dengan mineral plagioklas, piroksen dan telah mengalami deformasi. Penyebarannya tidak terlalu luas namun bagian tepi nampak seperti gawir yang menandakan kemungkinan telah terkena patahan.
 - 10) Lava Tangkoko 1; Penyebaran lava Tangkoko 1 terkonsentrasi di bagian tenggara pesisir pantai Makawidey berupa lava basal yang telah lapuk dan hadir mineral pirit; Aliran Piroklastik Tangkoko 1, berada di sisi barat dari lava Tangkoko 1, berwarna abu-abu kecoklatan, keras dan kompak, terdiri dari komponen lava basal hingga ukuran bom dalam matrik debu vulkanik berukuran sedang berwarna kemerahan, yang mencerminkan telah mengalami oksidasi kuat.
 - 11) Lava Tangkoko 2; terletak di bagian pesisir pantai yang berbatasan dengan Gn.Tangkoko. litologi berupa lava basal; Aliran Piroklastik Tangkoko 2, menindih lava Tangkoko 2. Tebal hingga 3 m, keras dan kompak, komposisi fragmen berupa lava basal dan pumis ada pula kayu yang terarangkan (*charcoal*). Warna abu-abu kecoklatan, ukuran fragmen mencapai lapili – bom.
 - 12) Lava Tangkoko 3; berada di bagian puncak dari Kaldera Tangkoko. Tersusun oleh lava basal yang ditindih jatuhan piroklastik produk Tangkoko. Aliran Piroklastik Tangkoko 3 tersebar di lereng timur disekitar Pantai Kasawari.
 - 13) Jatuhan Tangkoko; tersebar di hampir seluruh wilayah pesisir timur lokasi survei, ketebalan hingga 5 m dengan komposisi scoria, lava basal, bom dan debu vulkanik berwarna hitam kemerahan akibat oksidasi. Membentuk laminasi sejajar dengan beberapa periode letusan, terlihat dari perbedaan komposisi warna. Ukuran fragmen lapili hingga bom. Menyudut – tanggung dengan kemas terbuka, berukuran pasir sedang.

14) Lava Batu Angus; berada di bagian tenggara daerah penyelidikan merupakan produk cinder yang terbentuk setelah erupsi besar Tangkoko dan berada di samping timur dari G.Tangkoko. Kenampakan di lapangan berupa lava basal dan juga jatuhnya piroklastik hasil strombolian tipe cinder. Lava berwarna hitam kemerahan (akibat oksidasi) masih runcing dan membentuk struktur aliran. Lava basal bertekstur afanitik dan vesikular tersebar hingga ke arah Pantai Kasuwari. Jatuhnya piroklastik merupakan produk erupsi strombolian berupa debu vulkanik halus yang sebagian menutupi lereng dan puncak Batu Angus.

15) Endapan Pantai

Endapan pantai tersebar di pesisir pantai batuputih dan bitung. Terdiri dari pasir, bongkah lava dan juga lumpur. Belum terkonsolidasi dan masih lepas – lepas.

Struktur geologi yang berkembang di daerah survei menunjukkan arah tegasan utama barat laut-tenggara yang dikontrol oleh subduksi di bagian utara Sulawesi Utara yang menunjam ke arah selatan serta subduksi di bagian tenggara Sulawesi Utara yang menunjam ke arah barat laut. Struktur lokal yang terbentuk di sekitar gunung Tangkoko dan Dua Sudara, diperoleh analisa berupa sesar normal dan mendatar yang berarah hampir utara – selatan dan baratdaya – timurlaut.

Bentukan dengan arah tersebut dipengaruhi oleh aktifitas tektonik regional. (Gambar 3).

Kaldera Dua Sudara; telah terisi oleh produk jatuhnya piroklastik berupa skorea. Terdapat tiga bentukan kaldera dari produk dua sudara, dengan arah bukaan ke utara, barat laut dan timur. Arah bukaan ke utara diduga sebagai kaldera yang terbentuk lebih awal karena posisi pada tepian ujung kaldera terpotong oleh bentukan kaldera baru dengan arah ke barat laut dan timur. Pensejajaran arah kaldera ini membentuk tinggian yang terisi oleh lava basal dengan orientasi arah barat laut.

Kaldera Tangkoko; lonjong dengan diameter hampir 2 km, mengindikasikan sebagai hasil erupsi besar dengan memuntahkan material vulkanik ke arah tenggara. Dinding kaldera tertutupi oleh jatuhnya piroklastik (scorea) dan di bagian selatannya terbentuk longsoran yang membuka ke arah selatan dengan diameter 500m. Di bagian tenggara terbentuk bentukan struktur kawah dari erupsi Batu Angus dengan diameter 300 m.

Sesar Normal, Sesar normal terbentuk di sisi barat Gunung Tangkoko dan Dua Sudara dengan arah hampir utara – selatan dan bagian yang turun berada di sisi timurnya (G.Tangkoko-Dua Sudara). Kehadiran sesar Pinokalan diduga memfasilitasi munculnya air panas Pareng dan juga mata air dingin di sekitar daerah Pinokalan. Sesar Lembah berada dibagian timur membelah Pulau Lembah tersusun

oleh lapisan tufa dengan kemiringan yang sangat curam hampir di seluruh sisi Pulau Lembeh.

Sesar mendatar, ditunjukkan oleh sesar Kumersot, Pinenet dan Rumesu. Sesar Kumersot diduga memotong sesar normal Pinokalan dengan arah mengangan. Sesar Pinenet berada di bagian barat laut, diduga sesar ini menjadi batas dari pembentukan sistem panas bumi Dua Sudara. Sesar Rumesu merupakan sesar yang sangat penting dalam mengontrol proses evolusi magmatik ketika pembentukan kompleks G.Dua Sudara yang bergerak ke G.Tangkoko.

Geokimia

Kenampakan gejala panas bumi di daerah panas bumi G. Dua Sudara berupa mata air panas yang pemunculannya tersebar di enam lokasi (satu lokasi air panas tertutupi air laut), serta batuan ubahan yang tersebar di empat lokasi. Pemunculan mata air panas terletak di daerah Kecamatan Ranowulu yaitu mata air panas Pinasungkulan, Sarawet 1, Sarawet 2, Batu putih, dan Pareng, air panas Rumesung, yang muncul dipantai Kasawari, air panas masih tertutup oleh air laut.

Hasil analisis kimia sampel air panas dan air dingin pada 5 sampel air panas, 4 sampel air dingin, dan 1 sampel air laut (Tabel 1) akan dipergunakan untuk mengkaji sistem panas bumi G. Dua Sudara. Kelima mata air panas tersebut

adalah air panas Pinasungkulan, air panas Sarawet 1, air panas Sarawet 2, air panas Batuputih, dan air panas Pareng.

Sampel air panas G. Dua Sudara pada umumnya memiliki kandungan senyawa silika yang tidak terlalu tinggi, rata-rata kurang dari 120 mg/l kecuali pada mata air panas Pareng, dengan konsentrasi 121,41 mg/l. Beberapa sampel air panas juga memiliki konsentrasi Ca dan Mg yang cukup tinggi, keberadaan konsentrasi Mg yang tinggi tersebut biasanya mengindikasikan adanya kontaminasi dari air permukaan.

Hasil pengeplotan pada diagram segitiga (Gambar 3) menunjukkan bahwa air panas G. Dua Sudara semuanya bertipe bikarbonat. Tipe air bikarbonat tersebut merupakan hasil pencampuran air permukaan dan air dari fluida panas yang mengandung gas CO₂, akan membentuk air panas tipe air bikarbonat yang terlarut dalam air panas yang muncul di daerah penyelidikan di sekitar G. Dua Sudara, hal ini didukung oleh mata air panas bertemperatur relatif rendah.

Plotting pada diagram Na-K-Mg, menunjukkan bahwa semua air panas berada pada *immature water* yang mengindikasikan bahwa reaksi antara fluida dengan batuan reservoir telah tercampur oleh air dingin di permukaan dengan proporsi yang tinggi.

Hasil analisis air panas G. Dua Sudara pada diagram Cl-Li-B, menunjukkan bahwa air panas tersebut terbentuk pada

lingkungan vulkanik, diperkirakan selama perjalanannya mengalami kontak dengan batuan sedimen sehingga cenderung mendekati sudut B.

Plotting hasil analisis isotop pada grafik δD terhadap $\delta^{18}O$, memperlihatkan bahwa air panas terletak sangat dekat dengan posisi air dingin sebelah kanan dari garis *Meteoric Water Line* (MWL). Menunjukkan bahwa mata air panas tersebut sangat dipengaruhi oleh air meteorik atau air permukaan. pengkayaan oksigen berkisar antara -4,61-4,15 ‰ sebagai indikasi bahwa pembentukan mata air panas berhubungan dengan adanya interaksi antara fluida panas pada sistem panas bumi dengan batuan yang menyebabkan terjadinya pengkayaan ^{18}O , namun pengaruh air permukaan masih cukup tinggi.

Hasil perhitungan dengan geotermometer silika baik pada kondisi *conductive cooling* *adiabatic cooling*, *Chalcedony*, *Alfa Cristobalit*, *Beta Cristobalit*, dan *amorfopus Silika* menunjukkan bahwa suhu reservoir daerah panas bumi G. Dua Sudara berkisar antara 148°C. Hasil perhitungan dengan geotermometer Na-K terhadap sampel yang ada pada umumnya menunjukkan temperatur reservoir berkisar antara 183-296°C (Tabel 2). Namun hasil perhitungan dari sampel air panas tersebut diragukan karena berdasarkan analisis pada diagram segitiga Na-K-Mg, semua sampel air panas tersebut berada pada

daerah *immature water* sehingga dianggap tidak mencerminkan kondisi reservoir.

Tabel 2. Perhitungan geotermometer

Parameter	AP. PINASUNGKULAN	AP. SARAWET 1	AP. SARAWET 2	AP. BATU PUTIH	AP. PARENIS
	APP5	APS 1	APS 2	APBP	APP
T SiO ₂ (cc)	131	136	134	140	148
T SiO ₂ (ac)	128	132	130	140	142
T NaK (F)	257	213	185	228	287
T NaK (G)	269	228	200	243	296
Chalcedony	104	109	106	120	123
a.Cristobalit	81	85	83	95	98
b.Cristobalit	32	37	35	46	49
amorphousSilika	12	16	14	25	27

Konsentrasi CO₂ tanah bervariasi dari terendah 0,10% (TK-2) sampai dengan konsentrasi tertinggi 4,88% (BP-6). Variasi CO₂ Udara tanah, memberikan nilai *background* 2,59%, nilai *threshold* 3,53%, dan nilai rata-rata 1,66%. Peta distribusi nilai CO₂ Udara tanah (gambar 3.2.8), memperlihatkan anomali tinggi > 2,5 % berada di disekitar G. Dua Sudara, dan di sisi barat membentuk spot-spot dari utara ke selatan daerah penyelidikan.

Konsentrasi Hg tanah setelah dikoreksi oleh nilai konsentrasi H₂O⁻, bervariasi dari nilai terendah 4 ppb (TRU), sampai dengan 336 ppb (PB-5). Variasi Hg tanah memberikan nilai *background* 119 ppb, nilai *threshold* 166 ppb, dan nilai rata-rata 72 ppb. Peta distribusi nilai Hg tanah (Gambar 5) memperlihatkan anomali relatif tinggi >120 ppb terletak di sebelah barat laut daerah penyelidikan.

DISKUSI

Bentukan morfologi di lokasi penyelidikan mengindikasikan sebagai sistem *high terrain* dengan manifestasi yang ada hanya berupa air panas. Air meteorik yang masuk meresap kedalam bumi melalui celah-celah

rekahan sesuai dengan analisis kerapatan sesar dan kekar menunjukkan daerah permeabel berada di sekitar Tinerungan dan di bagian tinggian lereng gunung Dua Sudara dan Tangkoko. Air yang masuk kemudian terakumulasi dalam suatu wadah reservoir yang diduga berada di lereng Tangkoko, namun belum diketahui letak dan posisinya dari data geofisikanya. Air yang terakumulasi kemudian terpanaskan oleh sisa aktivitas vulkanik dari produk vulkanik Kuartar Toka Tembaankoka ($1,2 \pm 0,2$ Jtl) dan vulkanik Batu Angus (erupsi tahun 1800). Fluida panas kemudian naik ke permukaan akibat densitasnya berkurang dan bergerak ke atas melalui jalur rekahan dan sesar sehingga muncul di sekitar Batuputih, Pinasungkulan, Rumesu dan Serawet. Nilai kimiawi air panas yang relatif kecil untuk unsur SiO_2 dan temperatur di permukaan yang rendah menunjukkan bahwa masing-masing air panas berada di daerah *outflow* (gambar 5). Pendugaan batuan reservoir umumnya dilakukan dengan mengenali batuan yang memiliki intensitas rekahan dan poros yang tinggi. Batuan seperti itu di lapangan ditunjukkan oleh lava tua Dua Sudara sama halnya dengan munculnya air dingin yang keluar melalui celah rekahan lava basal di daerah Pinokalan dengan debit yang besar atau pada piroklastik tua Tondano, sedangkan pendugaan batuan penutup berbasal dari hasil ubahan hidrotermal dalam bentuk mineral lempung

dengan jenis kaolin, illit dan halloysit yang memiliki sifat *impermeable*.

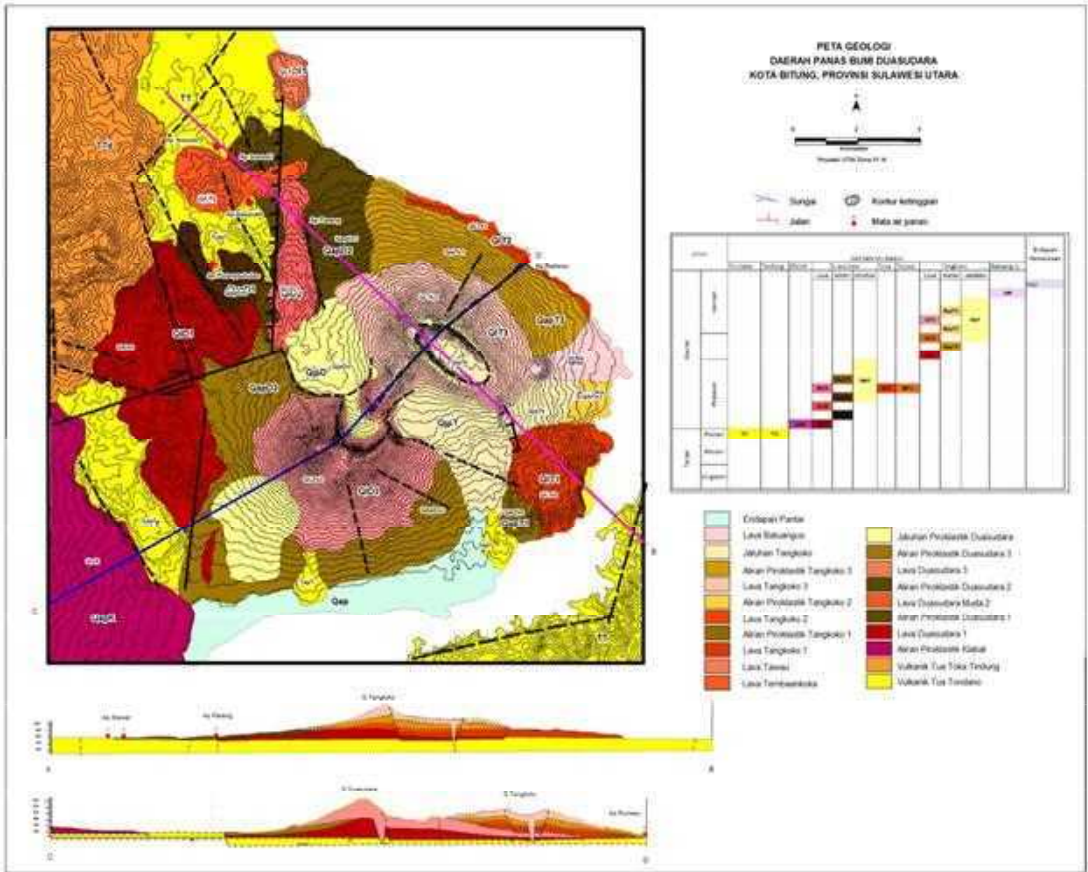
Sebaran area prospek panas bumi berdasarkan hasil penelitian metode geologi, dan geokimia terdapat di bagian utara lokasi survei di sekitar Desa Batuputih (gambar 6). Walaupun area prospek ini didukung oleh hasil kompilasi geologi struktur, anomali geokimia CO_2 dan Hg namun penentuan daerah prospek disana masih perlu didukung data tambahan dari metoda geofisika disamping itu survey ini tidak mencakup daerah konservasi yang dianggap terlarang oleh pihak kehutanan. Dengan data yang masih minim, keputusan sementara bahwa luas area prospek panas bumi Dua Sudara sekitar 5 km^2 , temperatur reservoir diduga sebesar 150°C adalah 22 MWe untuk kelas sumber daya spekulatif.

KESIMPULAN

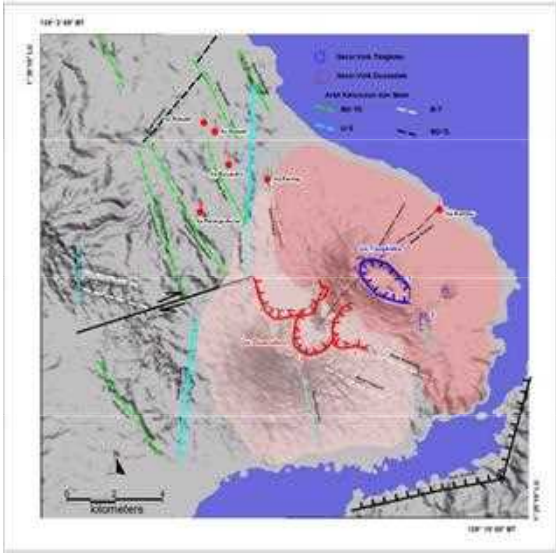
Sistem panas bumi di daerah Dua Sudara termasuk sistem vulkanik, dengan sumber panas berasal dari aktifitas vulkanik G.Tangkoko – Batu Angus. Potensi sistem panas bumi Dua Sudara adalah 22 MWe pada kelas sumber daya spekulatif. lokasi survei berada pada kawasan konservasi dan pada daerah rawan bencana gunungapi, sehingga perlu kiranya untuk dikaji lebih jauh tentang dampak lingkungan dan aspek sosial lain sehingga tidak mengubah dan mengganggu tradisi masyarakat setempat.

DAFTAR PUSTAKA

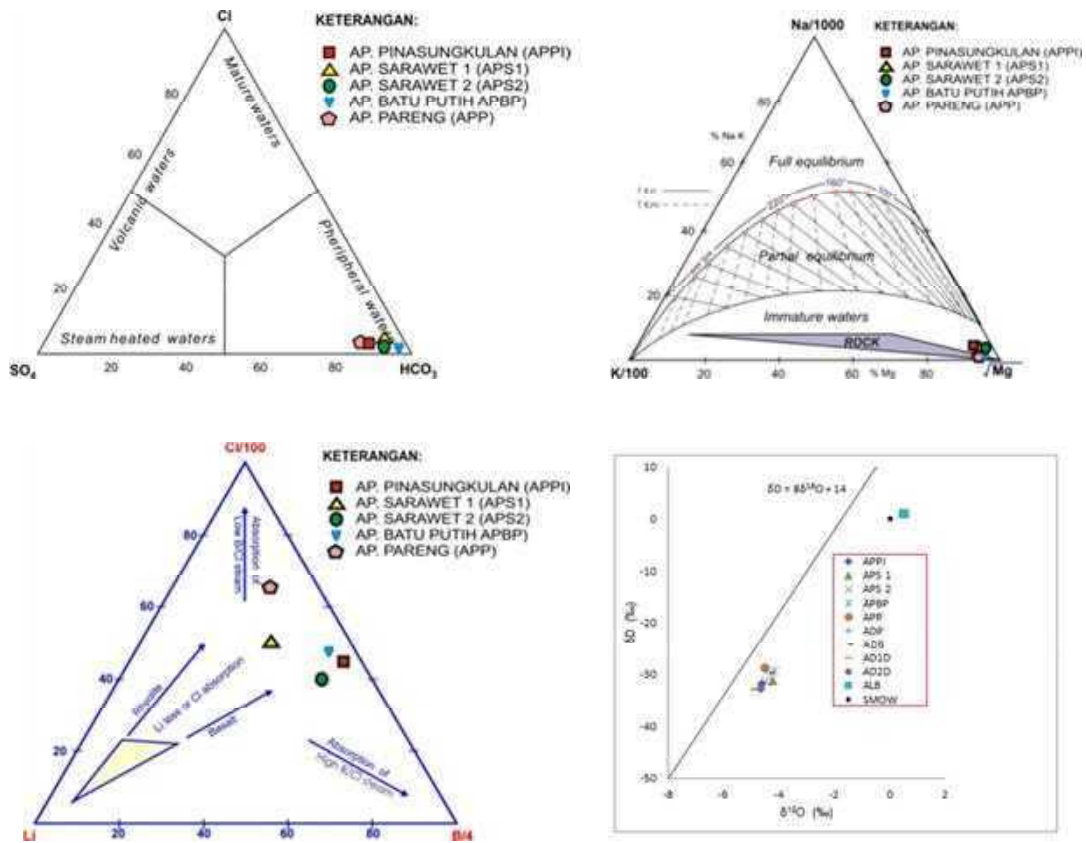
- Effendi, dkk.1997. Peta Geologi Lembar Manado, Sulawesi. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Fournier, R.O., 1981. *Application of Water Geochemistry Geothermal Exploration and Reservoir Engineering, Geothermal System: Principles and Case Histories*. John Willey & Sons. New York.
- Giggenbach, W.F., 1988. *Geothermal Solute Equilibria Deviation of Na-K-Mg-Ca Geo-Indicators*. *Geochemica Acta* 52. pp. 2749 – 2765.
- Lawless, J., 1995. *Guidebook: An Introduction to Geothermal System*. Short course. Unocal Ltd. Jakarta.
- Mahon K., Ellis, A.J., 1977. *Chemistry and Geothermal System*. Academic Press Inc. Orlando.
- Simandjuntak, 1992. *An Outline of Tectonics of the Indonesian Region*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Van Leeuwen, T.M., 1994. *25 Years of Mineral Exploration and Discovery in Indonesia*. *Journal of Geochemical Exploration*.
- Villeneuve, 2001. *Geology of The Central Sulawesi Belt (Eastern Indonesia): Constrains of Geodynamic Models*. *International Journal Earth Science*. Springer-Verlag.
- Wohletz, K. and Heiken, G., 1992. *Volcanology and Geothermal Energy*. University of California Press, Berkeley
- www.disbudparsulut.com
- www.dephut.go.id
- www.minahasa.go.id



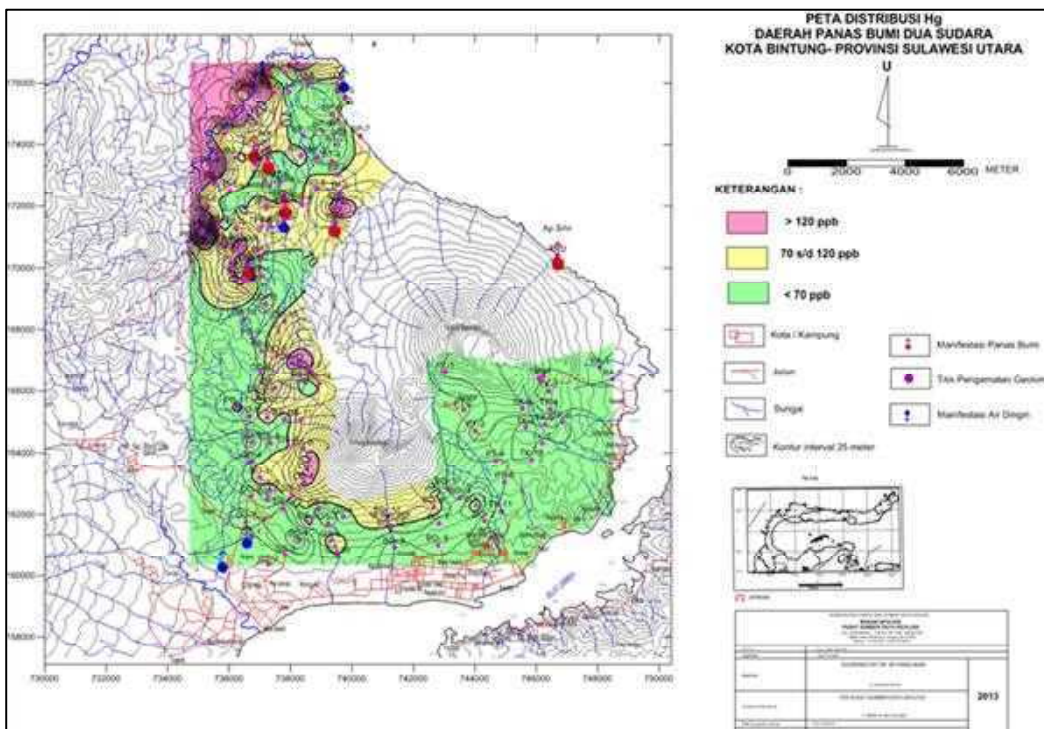
Gambar 2. Peta Geologi daerah panas bumi Dua Sudara, Sulawesi Utara



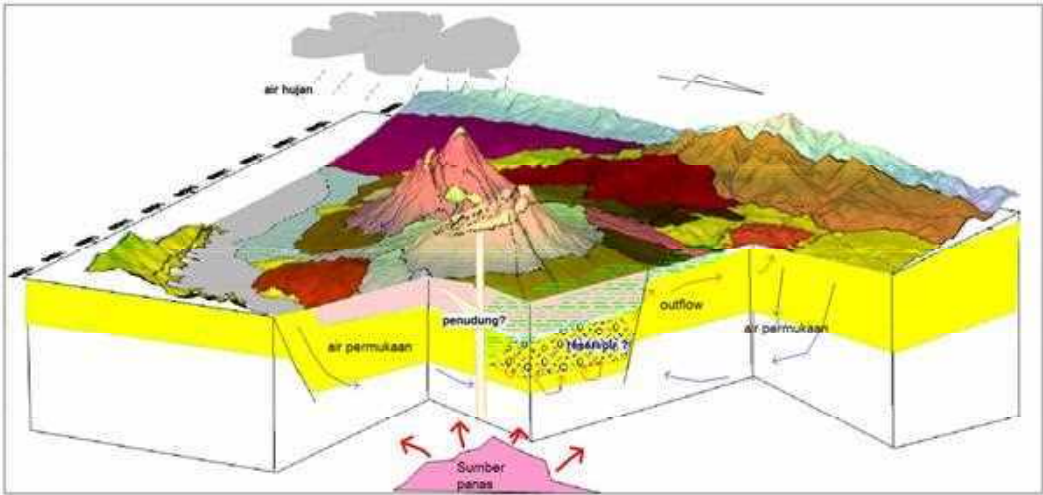
Gambar 3. Peta Struktur Geologi



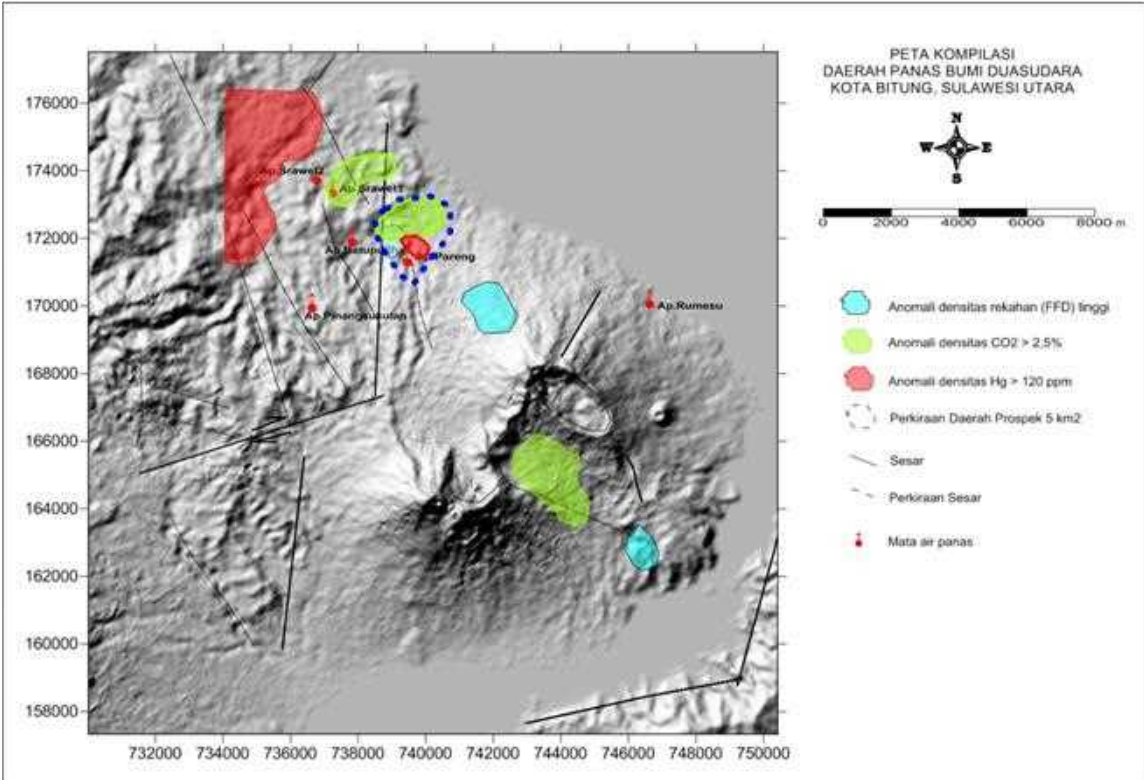
Gambar 4. Diagram segitiga Cl-SO₄-HCO₃; Na-K-Mg; Cl-Li-B; dan isotop



Gambar 4. Peta anomali Hg tanah daerah panas bumi Dua Sudara



Gambar 5. Model tentatif Sistem panas bumi Dua Sudara



Gambar 6. Peta kompilasi daerah panas bumi Dua Sudara

Tabel 1. Analisis kimia air panas

KodeSampel	AP. PINASURGHULAN	AP. SARAWET 1	AP. SARAWET 2	AP. BATU PUTIH	AP. PARENG	AD. PINASURGHULAN	AD. BATU PUTIH	AD. DANDWUDU	AD. PINAKOLAN	AL. BATU PUTIH
	APPI	APS 1	APS 2	APBP	APP	ADP	ADB	AD1D	AD2D	ALB
T(°C)air	34.56	40.5	36.26	41.15	41.40	26.88	28.16	26.16	26.90	31.60
T(°C)udara	28.56	26.1	28	28.16	28.30	29.42	28.30	26.64	27.07	31.00
pH	6.91	6.58	7.12	7.30	7.83	7.81	7.89	7.80	7.78	7.60
EC (µS/cm)	345	369	513	301	368	183	200	162	173	48000
SiO ₂ (mg/L)	89.98	97.57	93.67	116.21	121.41	84.01	96.17	82.11	88.07	1.25
Al	0.09	0.09	0.21	0.09	0.21	0.09	0.09	0.00	0.21	0.09
Fe	1.20	0.01	0.02	0.01	0.00	0.04	0.02	0.00	0.00	0.02
Ca	16.74	38.18	54.17	24.33	25.62	14.71	16.12	20.88	20.75	369.00
Mg	4.21	6.64	7.30	5.10	8.57	3.71	4.14	7.14	6.84	1235.00
Na	43.71	39.23	37.86	23.42	28.58	11.73	15.05	15.96	16.13	10342.47
K	6.70	3.73	2.47	2.66	5.83	4.79	2.55	2.55	2.62	492.00
Li	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.18
As	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NH ₄	0.50	0.20	0.20	0.30	0.10	0.50	0.30	0.30	2.20	2.50
B	0.19	0.11	0.19	0.11	0.06	0.19	0.19	0.06	0.19	5.37
F	0.47	0.82	0.49	0.65	0.61	0.53	0.60	0.51	0.93	4.70
Cl	3.90	4.27	3.69	3.19	4.61	3.89	2.37	3.68	6.53	19134.50
SO ₄	16.25	8.15	10.85	2.44	16.49	3.82	2.32	3.97	5.57	2312.50
HCO ₃	165.92	228.38	265.95	145.28	164.33	84.23	99.08	125.64	124.14	115.14
CO ₃	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% IB	2.53	2.41	3.46	3.64	3.14	3.45	3.37	2.87	2.66	-0.63

PUSAT SUMBER DAYA GEOLOGI

Jalan Soekarno - Hatta no. 444 Bandung 40254

Telp : 022 - 5202698, 5226270

Fax : 022 - 5226263, 5226270

Website : <http://psdg.bgl.esdm.go.id/>