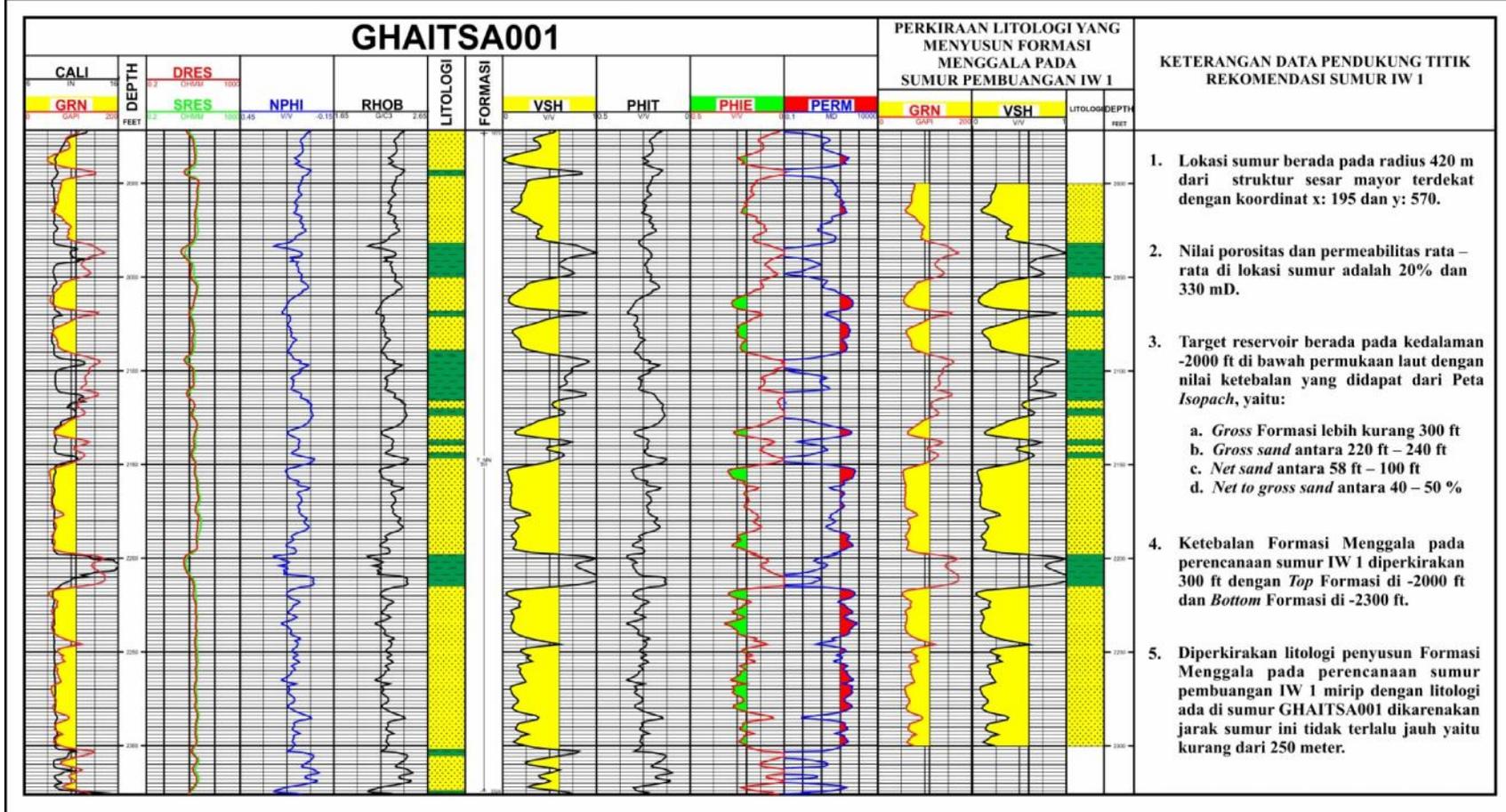
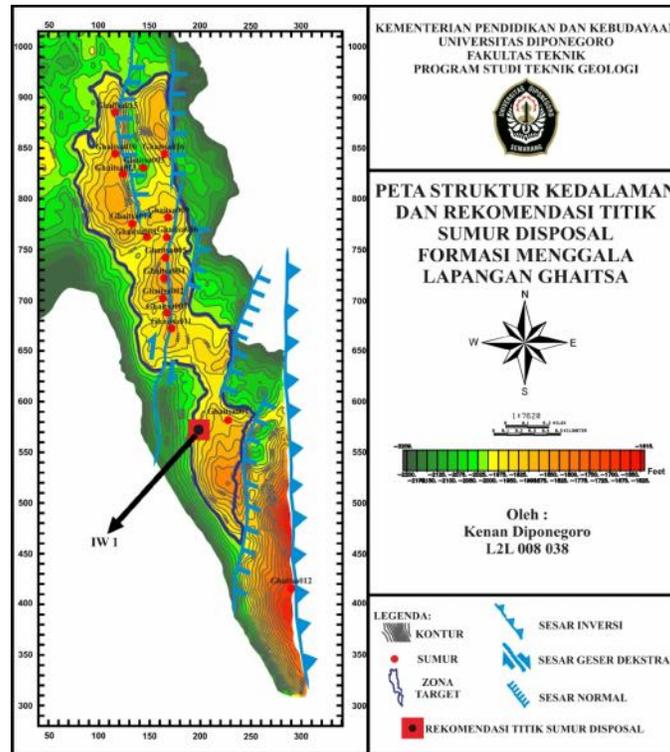


Tabel 4. Tabel perencanaan sumur pembuangan IW 1 yang perkiraan litologi penyusunnya berdasarkan data log dari sumur terdekat yaitu sumur GHAITSA001.

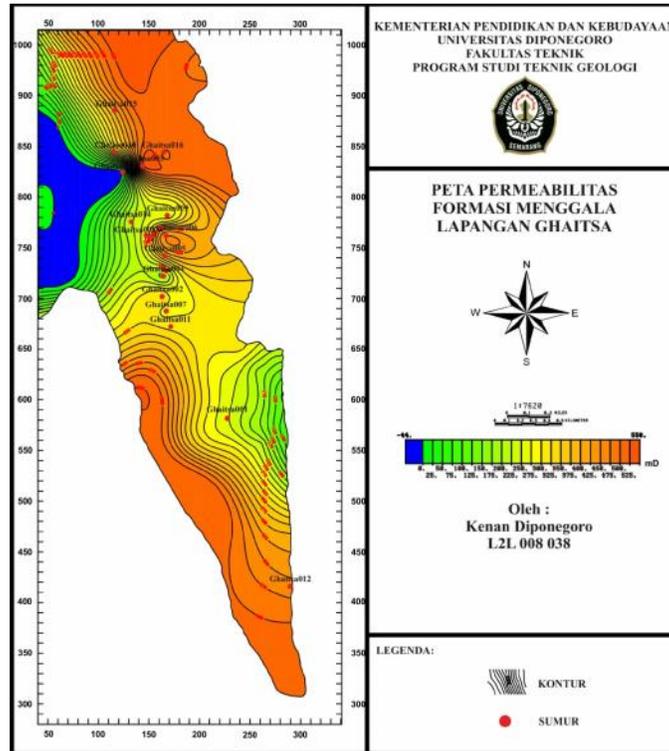


Lampiran 17



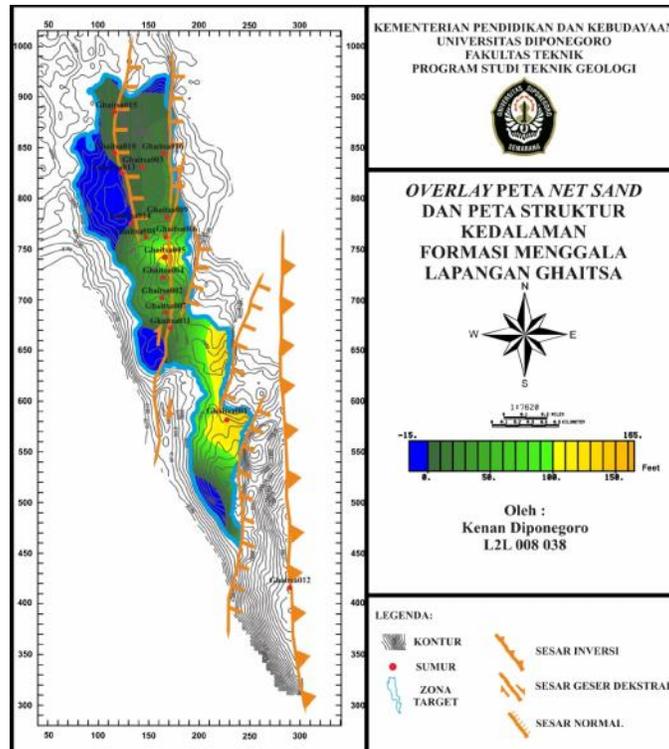
Gambar. 14. Peta Struktur Kedalaman Formasi Menggala dan lokasi titik sumur disposal.

Lampiran 15



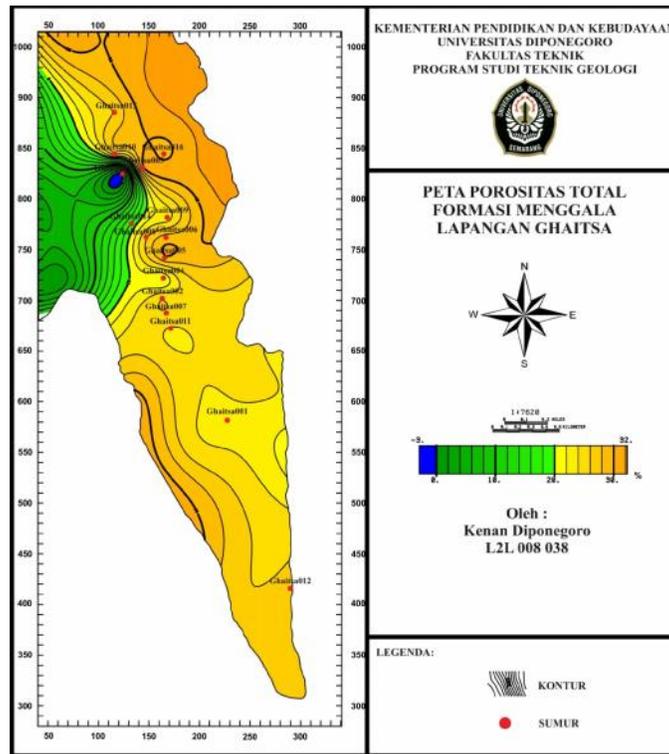
Gambar. 12. Peta Permeabilitas Reservoir Formasi Menggala.

Lampiran 16



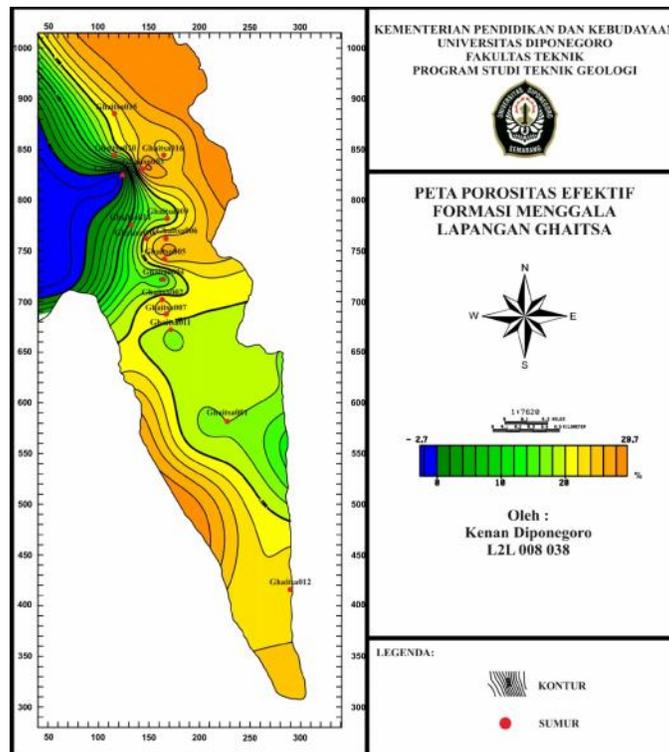
Gambar. 13. Overlay Peta Net Sand dan Peta Struktur Kedalaman Formasi Menggala, Lapangan Ghaitsa.

Lampiran 13



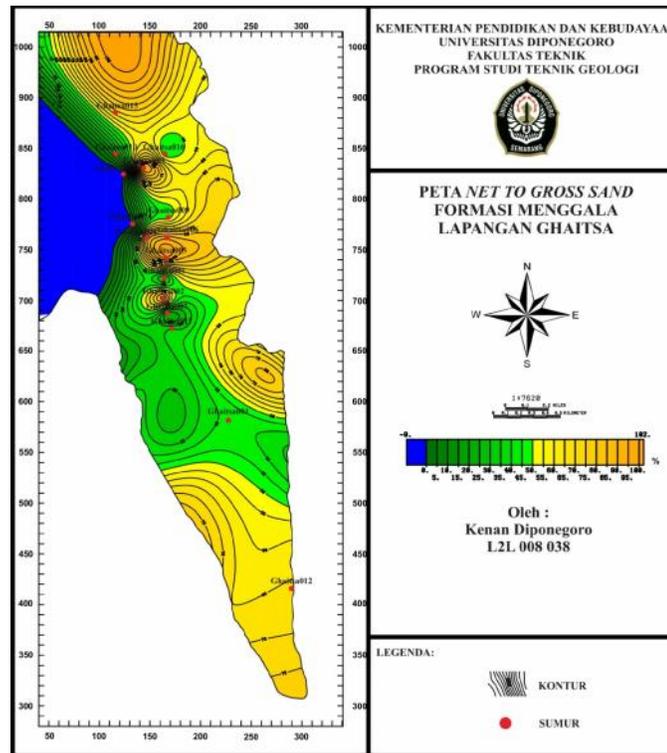
Gambar. 10. Peta Porositas Total (PHIT) Reservoir Formasi Menggala.

Lampiran 14



Gambar. 11. Peta Porositas Efektif (PHIE) Reservoir Formasi Menggala.

Lampiran 11



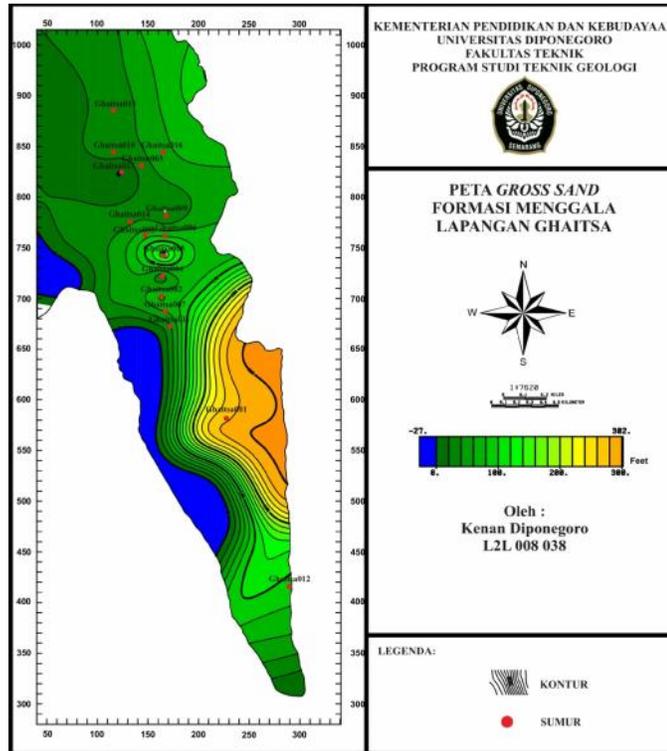
Gambar. 9. Peta *Net to Gros Sand* Formasi Menggala, Lapangan Ghaitsa.

Lampiran 12

Tabel. 3. Tabel nilai rata-rata porositas dan permeabilitas di sumur Ghaitsa001 – Ghaitsa016.

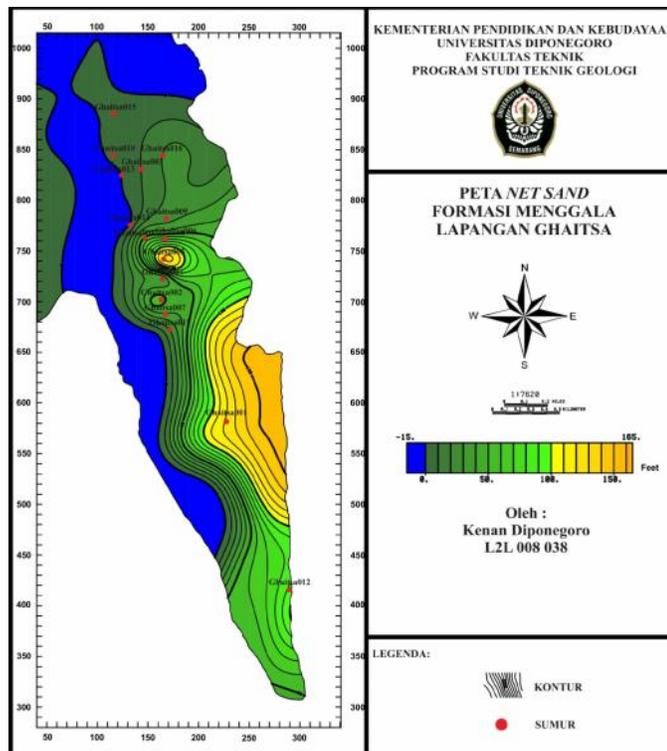
UWI	PHIT (v/v)	PHIE (v/v)	PERM (mD)
Ghaitsa001	0,27	0,23	279,59
Ghaitsa002	0,28	0,25	342,57
Ghaitsa003	0,30	0,28	510,91
Ghaitsa004	0,25	0,22	191,57
Ghaitsa005	0,30	0,25	359,19
Ghaitsa006	0,30	0,28	481,85
Ghaitsa007	0,26	0,24	277,76
Ghaitsa008	0,27	0,24	268,59
Ghaitsa009	0,26	0,23	232,70
Ghaitsa010	0,30	0,24	270,14
Ghaitsa011	0,29	0,25	356,82
Ghaitsa012	0,29	0,27	462,44
Ghaitsa013	0,00	0,00	0,00
Ghaitsa014	0,27	0,23	228,87
Ghaitsa015	0,28	0,26	405,46
Ghaitsa016	0,32	0,28	495,48

Lampiran 9



Gambar. 7. Peta *Gross Sand* Formasi Menggala, Lapangan Ghaitsa.

Lampiran 10



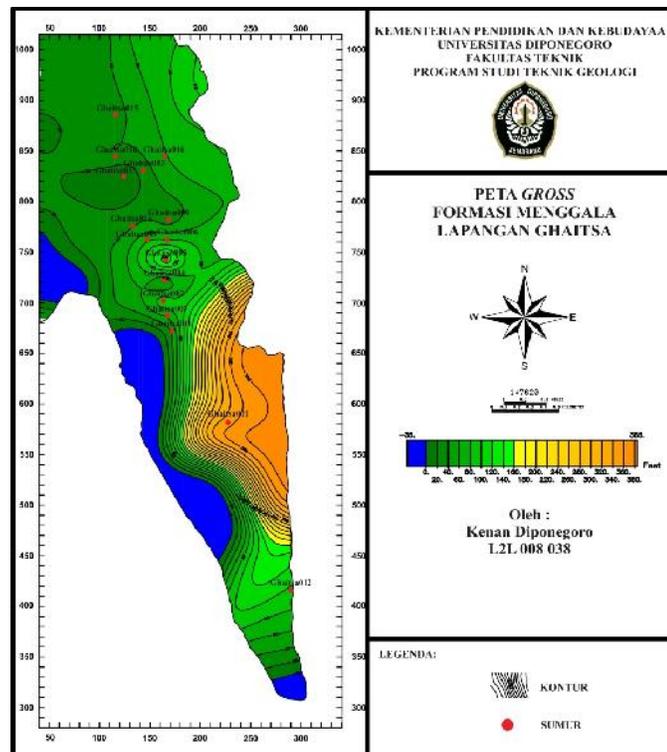
Gambar. 8. Peta *Net Sand* Formasi Menggala, Lapangan Ghaitsa.

Lampiran 7

Tabel. 2. Nilai ketebalan Formasi Menggala di sumur Ghaitsa001 – Ghaitsa016.

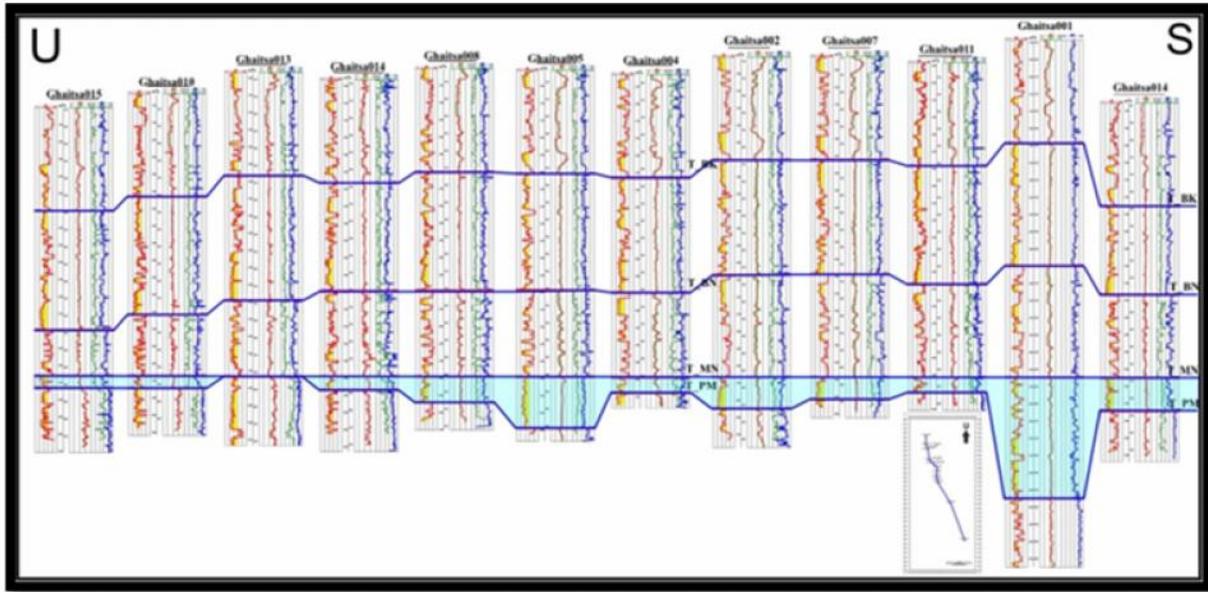
UWI	Gross (ft)	Gross Sand (ft)	Net Sand (ft)	Net to Gross Sand (%)
Ghaitsa001	350,32	274,32	113,32	41
Ghaitsa002	90,79	82,79	63,79	77
Ghaitsa003	29,15	29,15	27,15	93
Ghaitsa004	44,40	32,40	10,00	31
Ghaitsa005	148,87	148,87	136,87	92
Ghaitsa006	81,21	75,21	66,21	88
Ghaitsa007	64,53	60,53	13,53	22
Ghaitsa008	75,34	71,34	53,34	75
Ghaitsa009	31,74	21,74	10,44	48
Ghaitsa010	35,94	30,12	6,12	20
Ghaitsa011	43,25	35,25	12,48	35
Ghaitsa012	95,92	91,92	60,42	66
Ghaitsa013	0,25	0,00	0,00	0
Ghaitsa014	38,46	36,46	1,02	3
Ghaitsa015	34,52	27,27	18,27	67
Ghaitsa016	58,10	53,94	26,08	48

Lampiran 8



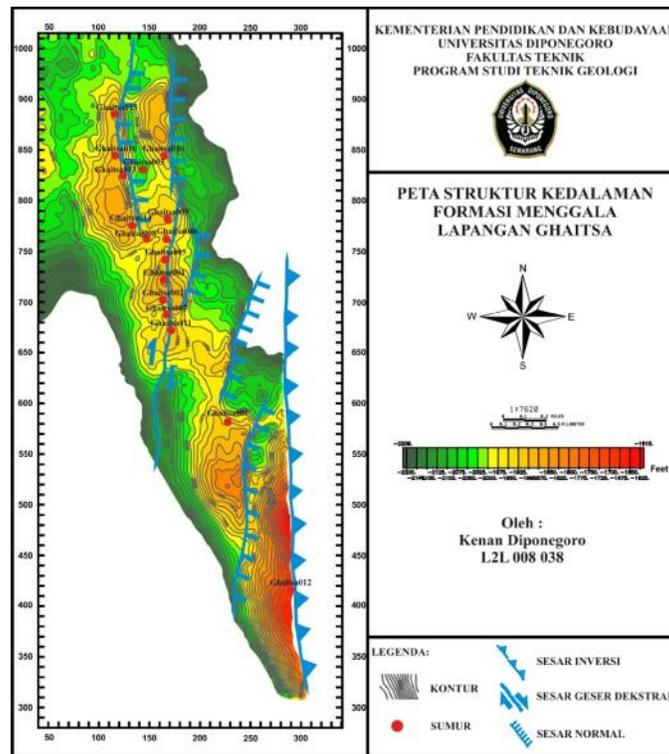
Gambar. 6. Peta *Gross* Formasi Menggala, Lapangan Ghaitsa.

Lampiran 5



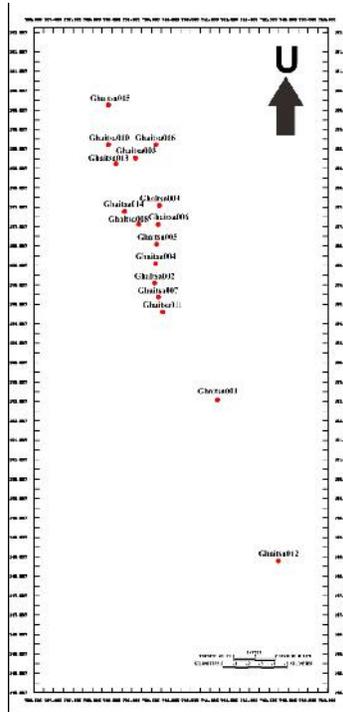
Gambar 4. Hasil korelasi beberapa sumur di Lapangan Ghaitsa.

Lampiran 6



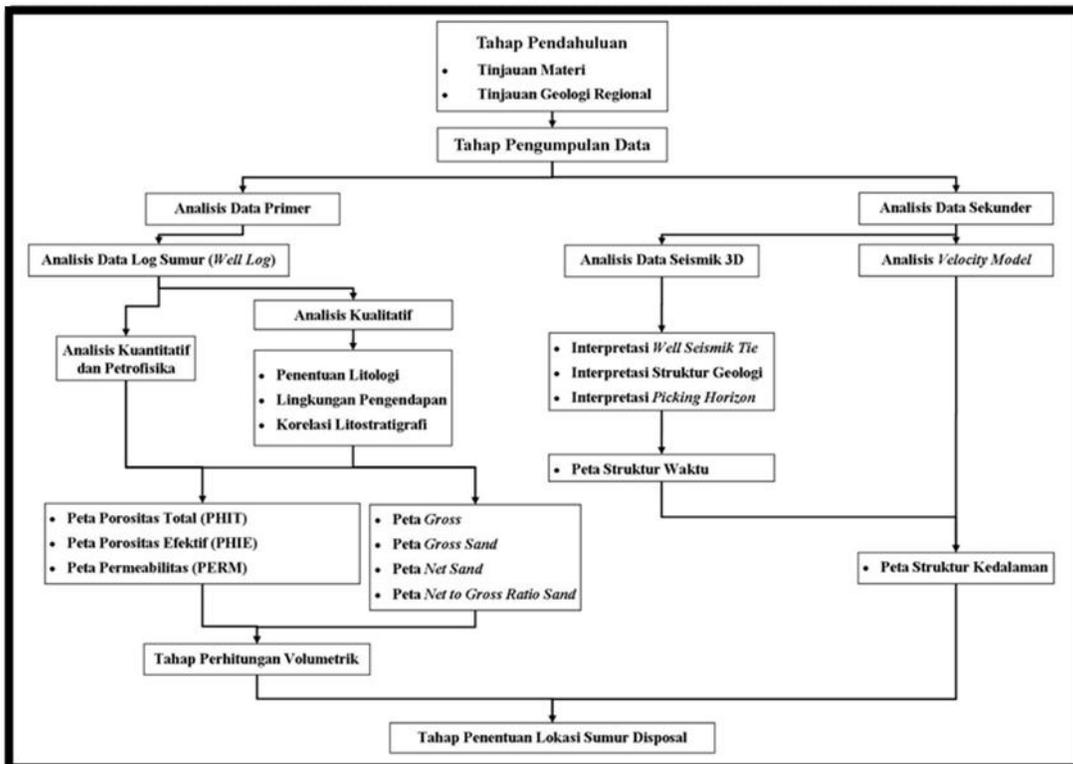
Gambar 5. Peta Struktur Kedalaman Formasi Menggala.

Lampiran 3



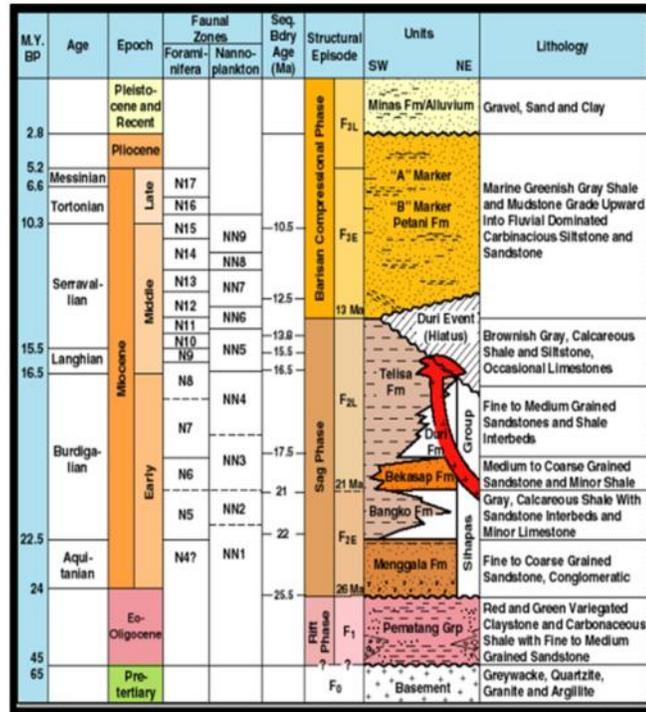
Gambar. 2. Basemap sumur-sumur penelitian di Lapangan Ghaitisa.

Lampiran 4



Gambar 3. Diagram alir tahapan penelitian.

Lampiran 1



Gambar 1. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Aulia dan Heidrick, 1993)

Lampiran 2

Tabel 1. Kelengkapan data log sumur Ghaita001 – Ghaita016.

NO	WELL	GRN	GR	CALI	DRES	SRES	NPHI	RHOB	T_MN	T_PM
1	Ghaita001	Y	Y	Y	Y	Y		Y	1973,27	2324,24
2	Ghaita002	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	2019,59	2110,38
3	Ghaita003	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	2078,65	2107,8
4	Ghaita004	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1905,66	1950,06
5	Ghaita005	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1957,42	2106,29
6	Ghaita006	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	2003	2084,21
7	Ghaita007	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	2028,46	2092,99
8	Ghaita008	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	2006,01	2081,35
9	Ghaita009	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1961,12	1992,86
10	Ghaita010	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1925,88	1961,82
11	Ghaita011	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1973,37	2016,62
12	Ghaita012	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1741,58	1837,5
13	Ghaita013	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1962,47	1962,72
14	Ghaita014	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1951,7	1990,16
15	Ghaita015	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1924,73	1959,25
16	Ghaita016	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	1971,92	2030,02

21649-8. Geological Association of Canada :
Ontario

Williams, H. H. 1985. The Paleogene Rift Basin
Source Rocks of Central Sumatra. Proceedings of
the Indonesian Petroleum Association 14th
Annual Convention, Jakarta, 1985.

Laporan :

Laporan Internal CPI. 1995. Central Sumatera Basin
Study. Tidak dipublikasikan.

Website :

[http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2008/06/anali
sis-fasies-seismik-seismic-facies.html](http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2008/06/analisis-fasies-seismik-seismic-facies.html)

<http://prokum.esdm.go.id/uu/2001/uu-22-2001.pdf>

Tutorial:

Anonim. 2003. Seiswork Tutorial. Landmark
Halliburton

Anonim. 2003. Startwork Tutorial. Landmark-
Halliburton

tidak akan memicu reaksi kimia ataupun fisika yang dapat merusak formasi.

Daftar Pustaka

Buku Sumber, Jurnal, dan Publikasi:

- Arco. Extensional Structural Styles School. Arco Oil and Gas Company Research and Technical Services.
- Bacon, M., Simm, R., and Redshaw, T. 2003. 3D Seismic Interpretation. ISBN-10: 0-521-71066-9. Cambridge University Press
- Badley, M.E. 1985. Practical Seismic Interpretation. Prentice Hall : USA.
- Bassiouni, Zaki. 1994. Theory, Measurement and interpretation of Well Logs. ISBN-10: 1-555-63056-1 Richardson: TX, USA
- Boggs, Sam Jr. 1995. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. MerrillPublishing Company : Ohio
- Catuneanu, O. 2006. Principles of Sequence Stratigraphy. ISBN-0-444-51568-2. Amsterdam, Boston, Heidelberg: Elsevier
- De Coster, G. L. 1974. The Geology of The Central and South Sumatra Basins. Proceeding Indonesian Petroleum Association, Proceedings of the 3rd Annual Convention, Jakarta, 1974.
- DGEP/DEG/DIR-Conseil. 1999. Basic Principles in Tectonics. Total: Total.
- Eubank, R.T. & Makki, A.C., 1981, Structural Geology of the Central Sumatra Back-Arc Basin. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association 10th Annual Convention, Jakarta, 1981.
- Harsono, A. 1997. "Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log". Schlumberger Oilfield Services, Edisi ke-8, Jakarta
- Heidrick, Tom L. dan Aulia, Karsani. 1993. A Structural and Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. Proceedings of Indonesian Petroleum Association 22nd Annual Convention, Jakarta, 1993.
- Heidrick dan Turlington. 1996. Central Sumatra Basin in Petroleum Geology of Indonesian Basin : Principles, Methods and Application, v.2, Jakarta. Indonesia.
- Kendall, Christopher. 2003. Sequence Stratigraphy Basic. University of South Carolina
- Katz, Barry J. dan Dawson, William C. 1997. Pematang-Sihapas Petroleum System of Central Sumatra. Indonesia Petroleum Association, Proceedings of the Petroleum System of SE Asia and Australasia Conference, Jakarta, 1974.
- Link, P.K.. 1982. "Basic Petroleum Geology, Second Edition". Tulsa, Oklahoma: OGCI Publications
- Link, P.K.. 2004. The Tools of Subsurface Analysis. University of South Carolina
- Mertosono, S. and Nayoan, G.A.S. 1974. The Tertiary Basinal Area of Central Sumatera. Indonesia Petroleum Association, Proceedings of the 3rd Annual Convention, Jakarta, 1974.
- Nazir, Moh. 1983. Metode Penelitian. Ghalia Indonesia Darussalam : Jakarta
- Nichols, Gary. 2009. Sedimentology and Stratigraphy, Second Edition. ISBN 978-1-4051-3592-4. Willey-Blackwell: West Sussex, UK
- Nugroho, Hadi. 2011. Buku Panduan Praktikum Geologi Minyak dan Gasbumi. Laboratorium Geologi Minyak dan Gasbumi. Program Studi Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Diponegoro : Semarang
- Ridder, M. 1996. The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd edition. Whiteless Publishing : Scotland
- Sanny, T. A. 1998. Seismologi Refleksi. Dept. Teknik Geofisika, ITB, Bandung : 31 hal
- Sayentika, Syafruddin, and Sapiie, Benyamin. Eocene-Middle Miocene Structural Reconstruction of The Duri Anticline, Central Sumatra Basin, Indonesia. Indonesia Petroleum Association, Proceedings of the 29th Annual Convention, Jakarta, 2003.
- Schlumberger, 1989. Log Interpretation principles/Applications. Schlumberger Wireline & Testing, Sugar Land : Texas
- Selley, R.C. 1988. Applied Sedimentology. ISBN 0 12 636365. London: Academic Press
- Staff Asisten Geofisika Eksplorasi UGM. 2003. Panduan Praktikum Geofisika Eksplorasi, Lab. Geofisika Eksplorasi. Jurusan Teknik Geologi UGM : Yogyakarta.
- Yarmanto and Aulia, K., 1988. Seismic Expression of Wrench Tectonics in the Central Sumatra Basin. Proceedings 17th IAGI Annual Convention. Jakarta, 1988
- Walker, RG., and James, N.P. 1992. Facies Models : Response to Sea Level Change. ISBN: 0-919-

serta sesar geser dekstral yang berarah Timur Laut-Barat Daya. Sedangkan geometri Formasi Menggala memiliki arah Barat Laut-Tenggara.

Pembuatan Peta Geometri Properti Reservoir dan Isopach

Pembuatan peta geometri properti reservoir dan peta isopach menggunakan data log hasil analisis evaluasi formasi yang telah dilakukan sebelumnya. Pembuatan peta-peta tersebut dilakukan menggunakan software ZMAP Openwork dari Halliburton. Data yang digunakan dalam pembuatan peta ini berasal dari hasil analisis log pada semua sumur secara kuantitatif ataupun kualitatif. Dikarenakan sedikitnya data sumur dibagian Selatan Lapangan Ghaita, maka pada daerah tersebut lebih banyak dilakukan interpretasi. Peta hasil interpretasi dapat dilihat di lampiran.

Perhitungan Kapasitas Volume Air

Perhitungan volumetrik dilakukan untuk mengetahui volume total dari reservoir target sebagai tambahan data untuk penelitian selanjutnya mengenai geometri reservoir. Perhitungan volumetrik dilakukan dengan menggunakan software ZMAP Openwork dari Halliburton dengan formula kalkulasi :

$$V = 7758 \times A \times h \times \dots\dots\dots 4.3$$

Keterangan :

- A : luas area (acre)
- h : tebal batuan (ft)
- : porositas rata-rata
- 7758 : konstanta konversi ke barrel

Penentuan Lokasi Titik Sumur Disposal

Berdasarkan dari hasil analisis peta-peta yang dibutuhkan maka direkomendasikan satu titik sumur pembuangan yang telah memenuhi persyaratan dengan nama Sumur IW 1 yang berada pada koordinat x: 195 dan y: 570 dengan target kedalaman -2000 ft seperti yang terlihat pada Gambar 24. Tabel perencanaan sumur dapat dilihat pada Tabel 4. Sumur yang direkomendasikan hanya satu dikarenakan banyaknya struktur sesar yang ada.

Kesimpulan

Dari hasil penelitian di Formasi Menggala, Lapangan Ghaita, Cekungan Sumatera Tengah, didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan hasil analisis log dan korelasi stratigrafi Formasi Menggala tersusun oleh

- litologi yang dominasi Batupasir serta sisipan Serpih, dimana karakteristik Batupasir pada formasi ini memiliki nilai porositas rata-rata 23%, nilai permeabilitas sekitar 322 mD.
2. Berdasarkan analisis elektrofasi log GRN dan korelasi stratigrafi, Formasi Menggala memiliki pola log cylindrical yang diinterpretasikan terbentuk pada lingkungan pengendapan braided fluvial (Kendall, 2003).
3. Struktur geologi yang berkembang pada Formasi Menggala, Lapangan Ghaita ialah sesar berbalik (inversion fault) pada bagian selatan dengan arah Utara-Selatan, sesar normal dan sesar geser pada bagian tengah dan utara dengan arah Utara-Selatan, serta antiklin dan sinklin dengan arah Barat Laut-Tenggara.
4. Pemetaan bawah permukaan yang dilakukan pada lapisan Batupasir di Formasi Menggala mendapatkan 1 lapisan reservoir yang bagus sebagai target pembuangan limbah cair yaitu pada interval kedalaman -1741 ft hingga -2324 ft dengan geometri reservoir berarah Barat Laut - Tenggara.
5. Dengan menggabungkan seluruh data lapisan Batupasir pada Formasi Menggala, diketahui bahwa nilai porositas rata-rata 23%, nilai permeabilitas sekitar 322 mD sehingga didapatkan nilai kapasitas volume reservoir yaitu 263.614.635,47 barrel air dengan sumur disposal yang direkomendasikan ialah Sumur IW 1 yang berada pada koordinat x: 195 dan y: 570 dengan target kedalaman -2000 ft hingga -2300ft.

Saran

Berdasarkan hasil penelitian, didapatkan satu lokasi sumur disposal yang telah memenuhi persyaratan keamanan dan direkomendasikan untuk menjadi solusi penanganan limbah cair hasil eksploitasi minyak bumi di Lapangan Ghaita.

Untuk pengembangan selanjutnya perlu dilakukan analisis sesar untuk mengetahui apakah sesar yang ada bersifat sealing atau non-sealing. Selain itu, perlu dilakukan uji tekanan formasi untuk mengetahui batas tekanan yang mampu ditahan oleh litologi yang ada di reservoir Formasi Menggala. Juga perlu dilakukan uji komposisi kimia fluida formasi agar dapat disesuaikan dengan fluida yang akan diinjeksikan sehingga fluida yang diinjeksikan

yang digunakan adalah data "mig08f_kuli3d_any_enh.bri" dengan batas penelitian mencakup seismic section Line 200 sampai Line 1000 dan Trace 400 sampai Trace 800. Data seismik 3D menggambarkan keadaan horizontal lapisan batuan di bawah permukaan. Data seismik 3D didapat dari pengolahan data dan penginputan data pada software Seisworks.

3. Velocity Model adalah model lapisan yang telah diinterpretasi pada seluruh seismic section, berdasarkan kecepatan tempuh gelombang seismik pada suatu horizon yang sama.

Tahap Pengolahan Data dan Analisis

Pada tahap ini dilakukan pengolahan data primer pada lapangan penelitian dan kemudian dari hasil pengolahan data dilakukan pembuatan peta bawah permukaan Peta Struktur Waktu dan Peta Struktur Kedalaman Top Formasi Menggala, Peta Porositas Formasi Menggala (PHIT dan PHIE), Peta Permeabilitas (PERM), Peta KH (Permeabilitas x Tebal Reservoir), Peta Isopach Formasi Menggala yang terdiri dari: Peta Gross, Peta Gross Sand, Peta Net Sand, dan Peta Net to Gross Sand, dan perhitungan kapasitas volume reservoir dalam menampung air.

Tahap Penyusunan Laporan Penelitian

Tahap akhir dari penelitian ini adalah tahapan penyusunan laporan penelitian. Tahapan ini berupa laporan akhir dari proses kegiatan yang dilakukan selama melakukan penelitian. Penyusunan laporan tugas akhir ini dilakukan selama melakukan penelitian.

Diagram Alir Tahapan Penelitian

Dapat dilihat di lampiran

Hasil dan Pembahasan

Analisis Log Kuantitatif

Dari hasil interpretasi log disemua sumur yang bisa dilihat dilampiran maka disimpulkan bahwa litologi yang menyusun Formasi Menggala didominasi oleh Batupasir dan sisipan Serpih. Selain itu, Formasi Menggala mempunyai nilai densitas Batupasir yang lebih kecil dibandingkan di formasi lain. Dilihat dari pola kurva log GRN, resistivitas, dan neutron densitas antara Formasi Menggala dan Formasi Pematang terjadi perubahan kurva log secara drastis yang mencirikan adanya bidang

ketidakselarasan yaitu para-unconformity atau bidang erosi.

Korelasi Litostratigrafi dan Analisis Lingkungan Pengendapan

Korelasi Litostratigrafi merupakan salah satu metode korelasi stratigrafi didasari pada persamaan litologi serta waktu pembentukannya. Berdasarkan dari hasil korelasi stratigrafi dengan menggunakan datum Top Formasi Menggala (T. MN) maka dapat diinterpretasikan bahwa karakter endapan di formasi ini cenderung mengisi morfologi negatif dari Formasi Menggala seperti yang terlihat pada Gambar 4 di lampiran dan ditandai bagian berwarna biru muda.

Dari hasil analisis elektofasies, disimpulkan bahwa karakter kurva log GRN di Formasi Menggala memiliki pola cylindrical yang mencirikan lingkungan pengendapan braided fluvial berdasarkan Kendall (2003).

Pembuatan Peta Bawah Permukaan

Peta bawah permukaan merupakan peta yang mencerminkan bentuk morfologi dari keadaan bawah permukaan. Pembuatan peta ini dilakukan dengan melakukan analisis data seismik 3D yang mana analisis yang mencakup tahapan well seismik tie, picking structure, dan picking horizon top formasi menggala telah dilakukan oleh peneliti sebelumnya sehingga pada penelitian ini, peneliti hanya menggunakan hasil pengolahan data yang telah ada, yaitu Peta Struktur Waktu Top Formasi Menggala.

Peta Struktur Waktu Top Formasi Menggala tersebut selanjutnya akan dikonversi ke Peta Struktur Kedalaman Top Formasi Menggala dengan menggunakan Peta Velocity Model Formasi Menggala dengan menggunakan software TDQ Openwork dari Halliburton.

Setelah itu, dilakukan penentuan poligon untuk batas zona target penelitian dalam hal ini menggunakan spill point -2000 ft berdasarkan peta struktur kedalaman tersebut dengan dibatasi sesar pada bagian selatan yang ditandai dengan poligon berwarna biru muda seperti yang terlihat pada Gambar 5 di lampiran.

Berdasarkan hasil analisis struktur yang telah dilakukan sebelumnya diketahui bahwa struktur yang ada di Formasi Menggala, Lapangan Ghaitsa, terdiri dari struktur sesar inversi yang memiliki pola Utara-Selatan dan sesar normal yang berarah Utara-Selatan,

5. Formasi Telisa

Merupakan formasi paling atas yang tersusun oleh Batulempung dan sisipan Batulanau. Formasi ini mempunyai hubungan menjari dengan Formasi Bekasap dan Duri. Kontak atas ditunjukkan dengan suatu beda umur litologi dan jeda faunal sebagai akibat dari proses regresi Miosen pada siklus Neogen. Hiatus ini dikenal dengan Duri Event (Heidrick dan Aulia, 1993).

d. Fase kompresi (fase tektonik F3)

Pada bagian atas Kelompok Sihapas ditandai disconformity regional dan mempunyai penyebaran konsisten hampir di seluruh Cekungan Sumatera Tengah. Disconformity ini menunjukkan adanya perubahan fase tektonik ekstensi menjadi tektonik kompresi yang dimulai dari Miosen Akhir hingga sekarang. Pada fase kompresi ini diendapkan Formasi Petani dan Minas.

1. Formasi Petani (Miosen Tengah-Pliosen)

Formasi ini tersusun oleh serpih yang kaya akan fosil, mengandung sedikit material karbonatan dengan beberapa lapisan Batupasir dan Batulanau. Peningkatan kandungan tuf pada formasi ini menunjukkan aktivitas tektonik dan vulkanisme kembali aktif (awal pengangkatan Bukit Barisan). Pada beberapa lokasi mengalami erosi sehingga terbentuk beberapa ketidakselarasan. Ketebalan formasi ini mencapai 1500m.

2. Formasi Minas

Formasi ini terendapkan pada Plio-Pleistosen dengan litologi berupa Batupasir dan Batulanau, Konglomerat, dan Batulempung yang mencirikan lingkungan alluvial fan. Pada masa ini Bukit Barisan semakin terangkat dan disertai dengan terjadinya inversi struktur sesar turun menjadi sesar naik.

Metodologi Penelitian

Metodologi yang digunakan dalam penelitian ini yaitu, metode deskriptif dan analisis dengan jenis data primer dan data sekunder. Metode analisis yang dilakukan ialah analisis well log secara kualitatif dan kuantitatif atau petrofisika dan pembuatan peta bawah permukaan dengan data primer yang digunakan meliputi 16 data log sumur, sedangkan data sekunder meliputi data seismik 3D dan velocity model.

Tahapan Penelitian

Tahap Persiapan

Tahapan persiapan adalah tahapan yang terdiri dari persiapan awal bagi peneliti yang meliputi perencanaan kegiatan penelitian, usulan tugas akhir,

dan persiapan perlengkapan penelitian, dan administrasi. Kemudian dilanjutkan dengan studi pendahuluan, berupa studi putaka mengenai semua hal yang berhubungan dengan bahasan dan tema penelitian. Selain studi pustaka, pada tahapan ini juga terdapat studi literatur. Studi literatur merupakan studi mengenai geologi regional Cekungan Sumatera Tengah termasuk pembahasan khusus formasi yang ada pada Lapangan Ghaita yang terdiri dari sejarah tektonik dan kerangka stratigrafinya.

Tahap Pengumpulan Data

Tahap pengumpulan data merupakan tahapan yang dilakukan untuk mendapatkan data geologi secara terperinci mengenai objek yang akan dianalisis. Data yang digunakan merupakan milik PT. Chevron Pacific Indonesia.

Tahapan pengumpulan data dibedakan menjadi dua bagian yakni, pengumpulan data primer dan pengumpulan data sekunder. Data primer adalah data yang sebelumnya telah dianalisis oleh PT. Chevron Pacific Indonesia dan data tersebut digunakan menjadi data utama, akan tetapi data tersebut dianalisis kembali sesuai dengan maksud dan tujuan penelitian. Data primer yang digunakan adalah well log.

Sedangkan data sekunder adalah data yang telah dianalisis oleh pihak PT. Chevron Pacific Indonesia secara menyeluruh dan diambil guna mendukung penelitian yaitu data seismik 3D dan velocity model. Berikut merupakan penjelasan dari data yang digunakan dalam penelitian:

1. Data well log yang digunakan adalah data dengan format *.LAS. yang merupakan format database untuk data sumur yang biasa digunakan. Data sumur yang digunakan sebagai bahan penelitian adalah 80 sumur dengan 16 sumur yang menjadi fokus penelitian dengan kedalaman dalam TVDSS (True Vertikal Depth Sub Sea). Data well log menggambarkan keadaan vertikal lapisan batuan di bawah permukaan. Data well log ini didapatkan melalui pengolahan data dan penginputan data pada software Stratworks.
2. Data seismik pada Lapangan Ghaita yang digunakan adalah data seismic section 3D PSTM (Post Stack Time Migration) dengan format *.SGY (Seismik SEG Y format), dan seismik parameter "Seis Volume" dengan file

4. Kelompok Tapanuli yang terdiri dari Batusabak, metasedimen, dan Filit yang diendapkan di atas Batugamping shelf berumur Devon-Karbon.

b. Fase rifting/pemekaran (fase tektonik F1)

Sekitar 40-10 juta tahun yang lalu, tumbukan antar Lempeng India dan Eurasia menghasilkan gaya transtensional (translasi dan ekstensi) hampir diseluruh Lempeng Benua Sunda. Akibat dari gaya tersebut, maka terbentuk sistem pemekaran kerak benua yang berupa pembentukan rangkaian struktur setengah graben (half graben) yang saling berhubungan.

Pembentukan struktur setengah graben yang besar diawali dengan pembentukan sesar listrik (listric fault) pada salah satu sisi dan pembentukan ramp yang landai pada sisi lainnya. Struktur tersebut mempunyai pola kelurusan Utara-Selatan. Struktur graben yang berumur Eosen-oligosen tersebut diisi oleh sedimen-sedimen fluviatil dan lakustrin yang dimasukkan dalam Kelompok Pematang.

Terbentuknya Kelompok Pematang merupakan awal dari proses pengisian Cekungan Sumatera Tengah sebagai hasil dari rombakan batuan dasar (Williams, 1985). Selanjutnya Kelompok Pematang dibagi menjadi 4 formasi berdasarkan fasies yang berhubungan dengan proses pembentukan cekungan dan pengisiannya, yaitu:

1. Lower Red Beds Formation. Tersusun dari litologi Mudstone, Batulanau, Batupasir, Fanglomerat, dan sedikit Konglomerat.
2. Brown Shale Formation. Terdiri dari shale berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan lakustrin dalam sampai dangkal dan menjadi batuan induk.
3. Upper Red Beds Formation. Diendapkan pada tahap akhir inversi minor dalam lingkungan transisi yang berubah dengan cepat menjadi lingkungan lakustrin dalam yang diselingi oleh lakustrin yang dangkal.

c. Fase interior sag basin (Fase Tektonik F2)

Di atas Kelompok Pematang diendapkan suatu seri sedimen pada saat aktivitas tektonik mulai berkurang selama Oligosen Akhir-Miosen Tengah. Kompresi bersifat lokal yang ditandai dengan pembentukan sesar dan lipatan, yang bersamaan

dengan penurunan muka air laut global. Proses geologi yang terjadi pada saat itu adalah pembentukan morfologi hampir rata (peneplain) yang terjadi pada Kelompok Pematang dan basement yang tersingkap. Periode ini diikuti oleh terjadinya subsidence dan transgresi ke dalam cekungan. Kelompok Sihapas yang terdiri dari :

1. Formasi Menggala

Diperkirakan berumur Miosen Awal (N4), merupakan bagian terbawah dari Kelompok Sihapas, yang diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang. Litooginya didominasi Batupasir bersifat Konglomeratan yang berselingan dengan Batupasir halus sampai sedang. Lingkungan pengendapannya diperkirakan berada pada fluvial channel dengan ketebalan mencapai 1800 kaki (Katz dan Dawson, 1997).

2. Formasi Bangko

Diperkirakan berumur Miosen Awal (N5) yang diendapkan selaras di atas Formasi Menggala. Formasi Bangko terdiri dari Batulempung bersifat gampingan diselingi dengan Batupasir halus sampai sedang, yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka mulai dari lingkungan paparan (shelf) sampai delta plain dengan ketebalan mencapai 300 kaki (Katz dan Dawson, 1997). Formasi Bangko berfungsi sebagai batuan tudung (seal) bagi Batupasir yang ada di bawahnya.

3. Formasi Bekasap

Diperkirakan berumur Miosen Awal (N6), diendapkan selaras di atas Formasi Bangko, dan tersusun oleh Batupasir galukonitan halus sampai kasar serta masif dan berselingan dengan serpih tipis. Kadang-kadang dijumpai lapisan tipis batubara dan Batugamping. Formasi ini diendapkan di lingkungan delta plain dan delta front dengan ketebalan 1300 kaki (Katz dan Dawson, 1997).

4. Formasi Duri

Diperkirakan berumur Miosen Awal (N7-N8), diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap. Di beberapa tempat umur formasi ini sama dengan umur Formasi Bekasap. Formasi Duri tersusun dari Batupasir yang berselingan dengan serpih dan sedikit Batugamping. Lingkungan pengendapannya diperkirakan berada di barrier bar complex dan delta front ketebalan mencapai 900 kaki (Katz dan Dawson, 1997).

Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dan tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui karakteristik litologi berdasarkan data well log. Mengetahui geometri, penyebaran, lingkungan pengendapan, struktur geologi dan membuat peta struktur waktu, peta kedalaman, peta gross sand, peta net sand, peta net to gross sand ratio, peta permeabilitas, serta peta porositas berdasarkan data seismic, petrofisik, dan korelasi litostratigrafi. Selain itu, juga untuk mengetahui volume total reservoir dan menentukan lokasi titik sumur disposal.

Batasan Masalah

Penelitian yang dilakukan berdasarkan data well log untuk menentukan lokasi disposal yang dibatasi pada litologi batupasir sebagai reservoir dan metode yang digunakan ialah metode analisis kualitatif dan kuantitatif atau petrofisik untuk mendapatkan peta nilai porositas, permeabilitas, geometri ketebalan dan pola penyebaran reservoir serta menghubungkannya dengan pola lingkungan pengendapan yang berkembang berdasarkan prinsip-prinsip stratigrafi dan sedimentologi.

Pembuatan peta bawah permukaan untuk mengetahui struktur geologi yang ada menggunakan data seismic. Perhitungan volumetric Formasi Menggala menggunakan rumus hasil modifikasi rumus volumetric minyak bumi. Untuk menjaga kerahasiaan data perusahaan, maka nama-nama sumur, dan lembar seismic yang digunakan dalam penelitian ini disamarkan.

Tinjauan Pustaka

Struktur Geologi dan Tektonik Cekungan Sumatera Tengah

Menurut Nayoan dan Mertosono (1974) tektonik Cekungan Sumatera Tengah dicirikan oleh blok-blok patahan dan transcurrent faulting, seperti pengangkatan, gravity tectonic, gliding, dan lipatan kompresi. Sistem blok-blok patahan mempunyai orientasi penjarangan Utara-Selatan membentuk rangkaian horse dan graben. Ada dua pola struktur utama di cekungan ini, yaitu pola-pola yang lebih tua cenderung berarah Utara-Selatan (NNW-SSE), dan pola-pola yang lebih muda yang berarah Barat Laut-Tenggara (NW-SE).

Menurut De Coster (1974) bentuk struktur yang saat ini ada di Cekungan Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan merupakan hasil sekurang-kurangnya tiga fase tektonik utama yang terpisah, yaitu Orogenesa Mesozoikum Tengah, Tektonik Cretaceous Akhir-Tersier Awal dan Orogenesa Plio-

Plistosen. Orogenesa Mesozoikum Tengah merupakan sebab utama termalikhannya batuan endapan Paleozoikum dan Mesozoikum. Endapan-endapan tersebut tersesarkan dan terlipatkan menjadi blok-blok struktur berukuran besar yang selanjutnya diterobos oleh Batolit Granit. Lajur batuan metamorf tersebut tersusun oleh strata dengan litologi yang berbeda tingkat metamorfismenya dan intensitas deformasinya.

Menurut Yarmanto dan Aulia (1988) berdasarkan pada teori tektonik lempeng, tektonisme Sumatera zaman Neogen dikontrol oleh bertemunya Lempeng Asia dan Lempeng Samudera Hindia. Batas lempeng ditandai oleh adanya zona subduksi di Sumatera dan Jawa.

Heidrick dan Aulia (1993) perkembangan struktur di Sumatera Tengah secara geometri dan kinematik dibagi menjadi 4 episode tektonik utama, yang dinotasikan sebagai F0, F1, F2, dan F3, yaitu :

- a. Periode pembentukan batuan dasar (F0) pada masa Paleozoikum Akhir sampai Mesozoikum.
- b. Periode pemekaran/rifting (F1) pada Eosen-Oligosen.
- c. Periode thermal subsidence atau crustal sagging (F2) pada Miosen Awal.
- d. Periode kompresi (F3) mulai dari Miosen Tengah sampai Resen.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

Sejarah stratigrafi di Cekungan Sumatera Tengah sangat dipengaruhi oleh sejarah pembentukan tektonik. Oleh karena itu, pembahasan mengenai stratigrafi di Cekungan Sumatera Tengah tidak dapat dilepaskan dari kerangka pembentukan tektoniknya yang bisa disebut tektonostratigrafi.

- a. Fase pembentukan batuan dasar (fase tektonik F0)

Batuan dasar di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari 4 satuan litologi berumur Paleozoikum sampai Mesozoikum. Satuan litologi tersebut adalah :

1. Kelompok Mutus yang terdiri dari ofiolit, metasedimen, dan sedimen berumur Trias.
2. Kelompok yang terdiri dari Kuarsit, Argilit, Filit, dan intrusi Granodiorit berumur Yura.
3. Kelompok Mergui yang terdiri dari Graywacke berumur Kapur, Kuarsit, dan Batulempung krikilan.

WELL LOG APPLICATION TO DETERMINE DISPOSAL ZONE OF OIL PRODUCTION WASTE, MENGGALA FORMATION, GHAITSA FIELD, CENTRAL SUMATRA BASIN

Kenan Diponegoro, Hadi Nugroho*, Wahyu Krisna Hidajat*,
** Erfan Taufik Hidayat, ** Habash Semimbar
Email: kenan_mu@yahoo.com

ABSTRACT

PT. Chevron Pacific Indonesia (PT. CPI) is one of the main operators of exploration and exploitation of oil and gas in the Central Sumatera Basin, Riau Province. One of the production field is Ghaitsa Field. Petroleum exploitation activities carried liquid waste, which the government requires PT. CPI to manage the liquid waste so as not to pollute the environment through the Oil and Gas Law No. 22 of 2001. Therefore, PT. CPI took the solution to disposal or injection wells for wastewater treatment. Research is underway to find the location of disposal wells in Ghaitsa Field. Formations that are the focus of research is Menggala Formation because it has met the basic requirements of disposal locations. These requirements are unproductive formation of oil and is the deepest formation.

In completing this final project, the methodology is divided into two, namely the descriptive and analytical method, which consists of primary data and secondary data. The analytical method performed well log analysis is the qualitative and quantitative petrophysical and subsurface mapping with primary data used includes 16 well log data, while secondary data include 3D seismic data and velocity models.

Menggala Formation is composed by Sandstone dominated and shale inserts, the depositional environment based on GRN log electrofacies analysis is cylindrical patterns are interpreted as part of a braided fluvial (Kendall, 2003). Geological structures such as faults inversion develops in the southern part of the N-S direction, normal faults and shear faults in the central and northern parts of the N-S direction, and the anticline and a syncline with a NW-SE direction. Petrophysical analysis generate values average porosity is 23%, the value of the permeability of about 322 mD to obtain the value of the capacity of the reservoir volume 263,614,635.47 barrels of water with the recommended disposal wells are wells IW 1 is located at coordinates x: 195 and y: 570 at a depth of -2000 feet to -2300 feet.

Keywords: *Wastewater, Disposal Well, Ghaitsa Field, Menggala Formation, Well log Analysis, Petrophysical, Braided Fluvial, IW 1 Well.*

*Program Studi Teknik Geologi Universitas Diponegoro

**PT. Chevron Pacific Indonesia (PT. CPI)

Pendahuluan

Latar Belakang

Melalui UU Republik Indonesia No 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi, pada Pasal 40 Ayat 3 yang berbunyi Pengelolaan lingkungan hidup sebagaimana yang dimaksud dalam ayat 2 berupa kewajiban untuk melakukan pencegahan dan penanggulangan pencemaran serta pemulihan atas terjadinya kerusakan lingkungan hidup. Berdasarkan UU tersebut PT. Chevron Pacific Indonesia (PT. CPI) yang merupakan salah satu dari perusahaan penambang minyak dan gas bumi berkewajiban menjaga lingkungan hidup sebagaimana bunyi pasal tersebut.

Salah satu lapangan migas milik PT CPI ialah Lapangan Ghaitsa yang berada di Graben Aman Utara dan di sebelah Barat Laut dari Lapangan Duri, Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan Ghaitsa

dibagi menjadi 2, yaitu Lapangan Ghaitsa Utara dan Selatan. Lapangan Ghaitsa Utara lebih produktif dalam menghasilkan minyak dibandingkan dengan bagian Selatan.

Kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi menghasilkan limbah yang berupa airtanah dalam yang terkontaminasi yang terbawa bersama minyak ke permukaan Bumi, yang mana jika dibiarkan tercampur dengan air permukaan akan mencemari lingkungan. Salah satu cara penanganan limbah tersebut ialah dengan menginjeksikan limbah fluida kembali ke dalam tanah. Dari latar belakang tersebut munculah gagasan untuk melakukan penelitian mengenai lokasi yang dapat digunakan sebagai zona pembuangan limbah PT CPI tersebut.



UNIVERSITAS DIPONEGORO

**APLIKASI WELL LOG DALAM
MENENTUKAN ZONA DISPOSAL LIMBAH CAIR
HASIL PRODUKSI MINYAK BUMI, FORMASI MENGGALA,
LAPANGAN GHAITSA, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

TUGAS AKHIR

**KENAN DIPONEGORO
L2L008038**

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK GEOLOGI**

**SEMARANG
2013**