

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
HALAMAN PERNYATAAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
INTISARI	xvii
ABSTRACT	xviii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Rumusan Masalah	3
I.3. Tujuan Penelitian	3
I.4. Batasan Penelitian	3
I.5. Lokasi Penelitian.....	4
I.6. Manfaat Penelitian	4
I.7. Peneliti Pendahulu.....	5
I.8. Keaslian Penelitian.....	8
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN HIPOTESIS	9
II.1. Geologi Regional Daerah Penelitian	9
II.2. Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan.....	10
II.3. Evolusi Tektonik Cekungan Sumatra Selatan	17
II.4. Struktur Geologi Regional Cekungan Sumatra Selatan.....	18
II.5. <i>Petroleum System</i>	20
II.6. Batuan Sedimen	21
II.6.1. Batuan reservoir silisiklastik.....	22
II.6.2. Pengertian batuan silisiklastik	22
II.6.3. Komponen penyusun batuan silisiklastik	22
II.6.4. Tekstur batuan	23
II.6.5. Klasifikasi batuan silisiklastik.....	25
II.6.6. Lingkungan pengendapan batuan silisiklastik.....	27
II.7. Penentuan Fasies.....	30
II.7.1. Litofasies	31
II.7.2. Elektrofases	32
II.7.3. Konsep siklus stratigrafi.....	33
II.7.4. Pola penumpukan	34
II.7.5. Batas bidang stratigrafi.....	35
II.7.6. <i>System tract</i>	36
II.7.7. Korelasi stratigrafi.....	37
II.8. <i>Well Log Data Conditioning</i>	38
II.9. Sifat Petrofisika	40
II.10. Analisis Petrofisika Kualitatif.....	41
II.10.1. Penentuan litologi.....	41

II.10.2. Penentuan zona <i>porous</i> dan <i>tight</i>	42
II.10.3. Penentuan jenis fluida	42
II.11. Perhitungan Petrofisika Reservoir	43
II.11.1. Korelasi temperatur.....	43
II.11.2. Volume serpih (Vsh)	44
II.11.3. Porositas (Φ).....	47
II.11.4. Resistivitas reservoir.....	53
II.11.5. Properti elektrik.....	57
II.11.6. Saturasi air (Sw)	59
II.11.7. Permeabilitas (K).....	68
II.11.8. Penentuan <i>net pay</i> dan <i>net reservoir</i>	71
II.11.9. <i>Fluid contact</i>	72
II.12. Hipotesis	73
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	75
III.1. Ketersediaan Data Penelitian.....	75
III.2. Perangkat Penelitian	77
III.3. Tahap Penelitian	77
III.3.1. Tahap pendahuluan	77
III.3.2. Tahap pengumpulan data	78
III.3.3. Tahap pengolahan data.....	78
III.3.4. Tahap analisis data.....	82
III.3.5. Tahap hasil dan pelaporan.....	82
BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN.....	84
IV.1. Analisis Litofasies	84
IV.1.1. Analisis <i>sidewall</i> dan analisis petrografi.....	84
IV.1.2. Analisis elektrofases	90
IV.1.3. Analisis Lingkungan Pengendapan.....	92
IV.2. Analisis Sikuen Stratigrafi	93
IV.2.1. Analisis bidang stratigrafi.....	93
IV.2.2. Analisis korelasi stratigrafi	96
IV.2.3. Analisis korelasi struktur	98
IV.3. Analisis Kualitatif Data Log	100
IV.4. Analisis Properti Petrofisika	105
IV.4.1. <i>Data conditioning</i>	105
IV.4.2. Perhitungan volume serpih	111
IV.4.3. Perhitungan porositas total dan porositas efektif.....	116
IV.4.4. Perhitungan saturasi air.....	126
IV.4.5. Penentuan <i>fluid contact</i>	133
IV.4.6. Perhitungan permeabilitas.....	135
IV.4.7. Perhitungan nilai <i>cut-off</i> dan <i>lumping</i>	139
IV.4.8. Zona prospek hidrokarbon	142
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	146
V.1. Kesimpulan.....	146
V.2. Saran	146
DAFTAR PUSTAKA	147
LAMPIRAN.....	150

DAFTAR TABEL

Tabel 1. 1.	Penelitian terdahulu	6
Tabel 2. 1.	Skala ukuran butiran Udden–Wentworth untuk batuan silisiklastik (Wentworth, 1922).....	24
Tabel 2. 2.	Tabel klasifikasi litofasies fluvial (Miall, 1978 dalam Miall, 1985).....	31
Tabel 2. 3.	Klasifikasi kualitas porositas reservoir (Koesoemadinata, 1980)....	53
Tabel 2. 4.	Variasi nilai faktor sementasi (a) dan eksponen sementasi (m) berdasarkan jenis litologi (Asquith, 1982).....	58
Tabel 2. 5.	Penggolongan skala permeabilitas (Koesoemadinata, 1980)	71
Tabel 3. 1.	Ketersediaan data <i>log</i>	76
Tabel 4. 1.	Deskripsi litologi berdasarkan <i>sidewall core</i> pada sumur AMI1 dan SUG2	85
Tabel 4. 2.	Nilai clustering log gamma ray, log neutron, dan log densitas dengan metode K-means clustering.....	90
Tabel 4. 3.	Hasil Clustering beserta karakteristik log untuk menentukan litofasies.....	91
Tabel 4. 4.	Parameter kualitatif yang digunakan untuk menentukan interval yang termasuk kedalam prospek hidrokarbon nantinya	101
Tabel 4. 5.	Perhitungan <i>formation temperature</i> Sumur AMI1 dan SUG2 dari data MD dan BHT.....	109
Tabel 4. 6.	Tabulasi nilai volume <i>shale</i> dari tiap interval sumur di Lapangan JDEP	112
Tabel 4. 7.	Tabulasi nilai porositas total dan porositas efektif dari tiap interval sumur di Lapangan JDEP	124
Tabel 4. 8.	Tabulasi nilai saturasi air dari tiap interval sumur di Lapangan JDEP	132
Tabel 4. 9.	Tabulasi nilai permeabilitas dari tiap interval sumur di Lapangan JDEP	138
Tabel 4. 10.	Tabulasi nilai <i>lumping</i> pada Sumur AMI1 dan SUG2.....	145

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1.	Peta geografis Daerah Sumatera dengan lokasi penelitian berada di kotak berwarna merah yang berada di Lapangan “S” milik PT. Sele Raya Belida.....	4
Gambar 2. 1.	Peta geologi dan tektonik Cekungan Sumatera Selatan yang menunjukkan fitur geologi seperti sub cekungan, depresi, tinggian, sesar dasar, dan antiklin Plio-Pleistosen dengan lokasi penelitian ditunjukkan oleh kotak merah (Bishop, 2001)	10
Gambar 2. 2.	Kronostratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dengan fokus penelitian ditandai dengan kotak berwarna merah (Ginger dan Fielding, 2005)	11
Gambar 2. 3.	Elemen-elemen struktural utama Cekungan Sumatra Selatan, dimulai dari <i>rifting</i> Eosen-Oligosen yang dipotong oleh inversi/transpresi Plio-Pleistosen (Ginger dan Fielding, 2005) ..	19
Gambar 2. 4.	Komponen batuan sedimen silisiklastik.....	23
Gambar 2. 5.	Ilustrasi kenampakan kemas dalam batuan sedimen (modifikasi dari Folk, 1968).....	25
Gambar 2. 6.	Klasifikasi batuan sedimen silisiklastik (Pettijohn, 1975).....	26
Gambar 2. 7.	Klasifikasi batuan sedimen silisiklastik berupa batupasir (Pettijohn, 1975).....	26
Gambar 2. 8.	Lingkungan pengendapan sedimentasi darat, transisi, dan laut (Nichols, 2009).....	27
Gambar 2. 9.	Jenis-jenis sungai berdasarkan geometri sungai dan sinuositasnya (Miall, 1977 dalam Evans, 2016)	28
Gambar 2. 10.	Suksesi vertikal sedimentasi pada sungai <i>meandering</i> (Nichols, 2009)	29
Gambar 2. 11.	Kenampakan morfologi sungai meandering dengan pengendapan terjadi pada sisi dalam <i>point-bar</i> dan tanggul sungai yang terbentuk ketika air banjir mengendapkan sedimen di tikungan terluar (Nichols, 2009)	30
Gambar 2. 12.	Alur penentuan lingkungan pengendapan berdasarkan hasil analisis parameter fasies (Selley, 1985)	30
Gambar 2. 13.	Pola elektrofases berdasarkan data <i>log gamma ray</i> yang mencirikan lingkungan pengendapan sesuai asosiasi dari endapan sedimen (Walker & James, 1992).....	33
Gambar 2. 14.	Urutan unit stratigrafi dari terkecil hingga terbesar yang ditinjau berdasarkan ketebalan, besarnya persebaran lateral, dan rentang umur formasi (Wagoner dkk., 1990).....	34
Gambar 2. 15.	Tiga jenis pola penumpukan berdasarkan parameter ruang akomodasi dan suplai sedimen menurut Wagoner dkk., (1990). 35	
Gambar 2. 16.	Hubungan antara sikuen dan parasikuen dalam satu siklus perubahan muka air laut relatif pada <i>system tract</i> (Modifikasi dari Kendall, 2003).....	37

Gambar 2. 17.	Perbedaan gradien suhu yang menunjukkan kenaikan suhu terhadap kedalaman, serta terdapat gradien suhu pada zona <i>oil</i> yang berbeda signifikan (Cannon, 2015)	39
Gambar 2. 18.	Peningkatan gradien panas bumi sesuai dengan penambahan kedalaman dengan zona suhu khas reservoir minyak (Prastio, 2021)	44
Gambar 2. 19.	Perbandingan nilai koreksi volume <i>shale</i> (www.geoloil.com , 2023)	46
Gambar 2. 20.	<i>Ternary diagram</i> pada <i>Crossplot Density-Neutron</i> untuk menentukan nilai <i>sand point</i> , <i>shale point</i> , <i>dry clay point</i> , <i>wet clay point</i> , dan <i>fluid point</i> pada perhitungan porositas (Gaafar dkk., 2016)	48
Gambar 2. 21.	Contoh <i>crossplot</i> antara nilai porositas dengan nilai resistivitas untuk menentukan nilai Resistivitas Air (<i>Rw</i>) (Harsono, 1997). 54	
Gambar 2. 22.	Contoh metode <i>Hingle Plot</i> , gambar sebelah kiri merupakan <i>crossplot</i> antara <i>porosity-resistivitas</i> ; gambar sebelah kanan merupakan <i>crossplot</i> sonik-resistivitas	55
Gambar 2. 23.	Contoh pengeplotan pada metode <i>Pickett Plot</i> antara <i>log resistivitas vs log porositas</i> untuk mencari nilai <i>Rw</i>	55
Gambar 2. 24.	<i>Pickett plot</i> antara <i>true resistivity</i> dengan porositas untuk mendapatkan nilai <i>Rw</i> dan <i>m</i> (Asquith dan Gibson, 1982)	59
Gambar 3. 1.	Peta persebaran sumur.....	75
Gambar 3. 2.	Diagram alir penelitian.....	83
Gambar 4. 1.	Sayatan petrografi kedalaman 6420 ft pada Sumur AMI1 (<i>Qz:quartz; Ch:chert; KF:K-feldspar; BF:benthic foraminifera; Sid:siderite; T:tourmaline; Qo:overgrowth quartz</i>)	88
Gambar 4. 2.	Sayatan petrografi kedalaman 6440 ft pada Sumur AMI1 (<i>Qz:quartz; Ch:chert; KF:K-feldspar; Sid:siderite; T:tourmaline; Musc:muscovite; K:kaolinite; CM:clay mineral; O:organic material</i>)	89
Gambar 4. 3.	Sayatan petrografi kedalaman 6670 ft pada Sumur AMI1 (<i>Qz:quartz; CM:clay mineral; O:organic material</i>).....	90
Gambar 4. 4.	Crossplot dan histogram dari <i>log gamma ray</i> , <i>log neutron</i> , dan <i>log densitas</i> yang menunjukkan hasil clustering.....	90
Gambar 4. 5.	Analisis elektrofases sumur penelitian sumur AMI1 (kiri) dan sumur SUG2 (kanan).....	91
Gambar 4. 6.	Peta arah sayatan untuk korelasi stratigrafi.....	94
Gambar 4. 7.	Analisis stratigrafi AMI 1.....	95
Gambar 4. 8.	Analisis stratigrafi SUG 2.....	96
Gambar 4. 9.	Korelasi stratigrafi sumur AMI1 dan SUG2	98
Gambar 4. 10.	Korelasi struktur sumur AMI1 dan SUG2	100
Gambar 4. 11.	Sumur AMI1 memiliki beberapa karakteristik reservoir yang teridentifikasi dari <i>log triple combo</i>	103
Gambar 4. 12.	Sumur SUG2 memiliki beberapa karakteristik reservoir yang teridentifikasi dari <i>log triple combo</i>	105

Gambar 4. 13.	Perbedaan <i>log gamma ray</i> , <i>densitas</i> , dan <i>neutron</i> sebelum dilakukan koreksi lingkungan ditandai dengan warna hijau dengan <i>log</i> setelah dilakukan koreksi lingkungan yang ditandai dengan warna merah	106
Gambar 4. 14.	Perbedaan <i>log resistivitas</i> sebelum dilakukan koreksi lingkungan ditandai dengan warna hijau dengan <i>log</i> setelah dilakukan koreksi lingkungan yang ditandai dengan warna merah.....	107
Gambar 4. 15.	Perhitungan geometri sumur <i>directional</i> untuk kedalaman TVDSS Sumur AMI1	108
Gambar 4. 16.	Contoh hasil identifikasi <i>badhole</i> dan <i>coal</i> pada sumur AMI 1	109
Gambar 4. 17.	Histogram <i>log gamma ray</i> pada sumur AMI1 (biru tua) dan SUG2 (biru muda) pada gambar kiri, dan kanan sumur referensi ditunjukkan oleh kotak biru tua. Sumur SUG2 digunakan sebagai sumur kunci (gambar kiri). Hasil histogram setelah dilakukan normalisasi.....	110
Gambar 4. 18.	Persebaran nilai <i>gamma ray</i> dan batas nilai <i>clean sand</i> dan <i>shale</i> di kedua sumur	112
Gambar 4. 19.	Persebaran nilai <i>gamma ray</i> dan batas nilai <i>clean sand</i> dan <i>shale</i> di kedua sumur	113
Gambar 4. 20.	<i>Crossplot</i> volume serpih terhadap <i>log gamma ray</i> ternormalisasi untuk mengamati kesesuaian tren kurva pada semua sumur	115
Gambar 4. 21.	Hasil perhitungan volume <i>shale</i> di Sumur AMI1 (kiri) dan SUG2 (kanan).....	116
Gambar 4. 22.	Hasil analisis porositas efektif (PHIE) dan porositas total (PHIT) pada Sumur SUG2. Terlihat dalam kolom porositas bahwa nilai porositas total (PHIT) banyak yang bertampalan dengan data porositas dari batuan inti (RCAL).....	119
Gambar 4. 23.	Hasil analisis porositas efektif (PHIE) dan porositas total (PHIT) pada Sumur AMI1. Terlihat dalam kolom porositas bahwa nilai porositas total (PHIT) banyak yang bertampalan dengan data porositas dari batuan inti (RCAL).....	120
Gambar 4. 24.	Hasil analisis porositas efektif (PHIE) dan porositas total (PHIT) pada Sumur SUG2. Terlihat dalam kolom porositas bahwa nilai porositas total (PHIT) banyak yang bertampalan dengan data porositas dari batuan inti (RCAL).....	122
Gambar 4. 25.	Hasil analisis porositas efektif (PHIE) dan porositas total (PHIT) pada Sumur SUG2. Terlihat dalam kolom porositas bahwa nilai porositas total (PHIT) banyak yang bertampalan dengan data porositas dari batuan inti (RCAL).....	123
Gambar 4. 26.	Validasi perhitungan porositas total dengan porositas <i>core</i> yang menunjukkan koefisien korelasi (R^2) sebesar 0,96.....	124
Gambar 4. 27.	Pemilihan zona <i>water</i> pada sumur AMI1 yang menunjukkan zona <i>water</i> tanpa ada indikasi <i>contact</i> (bawah).....	127

Gambar 4. 28.	<i>Pickett plot</i> antara <i>log</i> resistivitas (RD) dan porositas efektif (PHIE) di kedua sumur dan penentuan zona saturasi air 100% yang didasarkan pada data DST	128
Gambar 4. 29.	Hasil perhitungan saturasi air menggunakan metode Indonesia (Kiri), Simandoux (tengah), Archie (Kanan) di Sumur AMI1..	129
Gambar 4. 30.	Hasil perhitungan saturasi air menggunakan metode Indonesia (Kiri), Simandoux (Tengah), dan Archie (kanan) di Sumur dan SUG2.....	129
Gambar 4. 31.	Validasi nilai saturasi air dari Metode Indonesia (atas) dan Metode Simandoux (bawah) terhadap nilai saturasi air dari data SCAL di sumur AMI1, dengan koefisien korelasi 0,933 pada metode Indonesia, 0,88951 pada metode Simandoux dan metode Archie 0,98	131
Gambar 4. 32.	Pemilihan zona <i>Lowest Known Oil</i> pada sumur AMI1 dan SUG2	134
Gambar 4. 33.	<i>Crossplot</i> antara permeabilitas metode Timur dan permeabilitas dari data <i>core</i> pada sumur AMI1 dengan korelasi kuat	137
Gambar 4. 34.	Korelasi data antara permeabilitas metode Timur dan permeabilitas dari data <i>core</i> pada sumur AMI1	137
Gambar 4. 35.	Hasil nilai permeabilitas metode Timur pada sumur SUG2	137
Gambar 4. 36.	Hasil penetapan nilai <i>cut off</i> pada Sumur AMI1 di interval JDEP A. Kiri merupakan <i>cut off</i> antara PHIExVSH dan kanan merupakan <i>cut off</i> PHIExSW. <i>Cut off</i> VSH 0,33, <i>cut off</i> PHIE 0,09, <i>cut off</i> SW 0,56.....	140
Gambar 4. 37.	Hasil penetapan nilai <i>cut off</i> pada Sumur AMI1. Blok berwarna hijau menunjukkan <i>net reservoir</i> sedangkan blok berwarna merah menunjukkan <i>net pay</i>	141
Gambar 4. 38.	Hasil penetapan nilai <i>cut off</i> pada Sumur SUG2. Kiri merupakan <i>cut off</i> antara PHIExVSH dan kanan merupakan <i>cut off</i> PHIExSW. <i>Cut off</i> VSH 0,32, <i>cut off</i> PHIE 0,1, <i>cut off</i> SW 0,36	142
Gambar 4. 39.	Hasil penetapan nilai <i>cut off</i> pada Sumur SUG2. Blok berwarna hijau menunjukkan <i>net reservoir</i> sedangkan blok berwarna merah menunjukkan <i>net pay</i>	142

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Hasil perhitungan volume serpih, porositas, dan saturasi air sumur AMI1	151
Lampiran 2. Hasil perhitungan volume serpih, porositas, dan saturasi air sumur SUG2	151
Lampiran 3. Nilai properti elektrik a, m, dan n pada Sumur AMI1	152