

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN BEBAS PLAGIASI	iii
HALAMAN IZIN PENGGUNAAN DATA	iv
KATA PENGANTAR	v
SARI	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xv
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	2
1.3. Tujuan Penelitian	3
1.4. Ruang Lingkup Penelitian	3
1.4.1. Lokasi penelitian	3
1.4.2. Lingkup pekerjaan	4
1.5. Batasan Penelitian	4
1.6. Manfaat Penelitian	5
1.7. Peneliti Terdahulu dan Keaslian Penelitian	5
1.7.1. Peneliti Terdahulu	5
1.7.2. Keaslian Penelitian	6
BAB II. GEOLOGI DAN <i>PETROLEUM SYSTEM</i> CEKUNGAN ASRI	
2.1. Tektonik Regional	9
2.2. Stratigrafi Regional	12
2.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Asri	15
BAB III. LANDASAN TEORI	
3.1. Batuan Silisiklastik	16
3.2. Fasies dan Lingkungan Pengendapan Fluvial	19
3.3. <i>Rock Typing</i> Reservoir	24

3.4. Pemodelan Reservoir 3D	27
BAB IV. HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	
4.1. Hipotesis.....	30
4.2. Metode Penelitian	30
4.2.1. Data	30
4.2.2. Alat	32
4.2.3. Cara dan Tahapan Penelitian	32
4.3. Waktu Penelitian	37
BAB V. KARAKTERISASI RESERVOAR	
5.1. Litofasies Batuan pada interval Sand-5	39
5.2. Lingkungan Pengendapan	52
5.3. Korelasi Sumur	56
5.4. Distribusi Fasies dan Lingkungan Pengendapan	58
5.5. Identifikasi Unit Aliran	61
5.5.1. Identifikasi <i>Petrophysical Rock Type</i>	61
5.5.2. Identifikasi PRT pada sumur lain	67
BAB VI. PEMODELAN RESERVOAR 3D	
6.1. Model Struktur	71
6.2. Model Fasies	73
6.3. Model Porositas	75
6.4. Model Permeabilitas	78
6.5. Model Saturasi (S_w)	80
6.6. Model <i>Petrophysical Rock Type</i> (PRT)	87
BAB VII. KESIMPULAN DAN SARAN	
7.1. Kesimpulan.....	92
7.2. Saran.....	94
DAFTAR PUSTAKA	95
LAMPIRAN.....	97

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Peta Lokasi Lapangan 'S' pada Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998)	4
Gambar 2.1.	Pola umum struktur geologi pada Cekungan Asri (Primadani dkk., 2018)	10
Gambar 2.2.	Penampang seismik A-A' menunjukkan evolusi tektonik Cekungan Asri, dimana fase <i>rift initiation</i> ditunjukkan dengan garis panah warna merah, fase <i>synrift</i> ditunjukkan dengan garis panah warna kuning, dan fase <i>post rift</i> ditunjukkan dengan garis panah warna hijau (Sukanto dkk., 1998)	12
Gambar 2.3.	Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998). Lapangan 'S' tersusun atas Anggota Gita (kotak merah) Formasi Talang Akar yang terbentuk pada fase <i>Syn Rift</i>	14
Gambar 3.1.	Hubungan porositas dan kedalaman pada batupasir dengan komposisi yang berbeda (Tucker, 2001)	18
Gambar 3.2.	Tipe-tipe dari Sungai (Nichols, 2009)	20
Gambar 3.3.	Perkembangan saluran lurus menjadi bentuk sinus karena arus utama sepanjang thalweg yang mengerosi pada satu sisi dan mengendap pada sisi lain (Nichols, 2009)	21
Gambar 3.4.	Proses erosi dan pengendapan pada suatu kelokan sungai meander (Nichols, 2009).....	22
Gambar 3.5.	Perkembangan sungai bermeander dengan membentuk danau tapal kuda dan pergeseran saluran sungai pada suatu dataran aluvial atau biasa disebut sebagai <i>avulsion</i> (Nichols, 2009).....	22
Gambar 3.6.	Parameter-parameter kurva log dalam penelitian litologi batuan (Walker dan James, 1992)	23
Gambar 3.7.	Log-log plot permeabilitas vs porositas dalam klasifikasi menggunakan DRT (Guo dkk, 2005).....	26
Gambar 4.1.	Lokasi sumur penelitian pada Lapangan 'S', garis biru merupakan lintasan-lintasan seismik dan garis ungu merupakan fokus lokasi penelitian.....	31
Gambar 4.2.	Diagram Alir Tahapan Penelitian.....	36
Gambar 5.1.	Karakter log sumur-sumur pada Lapangan 'S' yang dipisahkan oleh endapan batubara, 'Coal A' dan 'Double Coal' (Young dkk, 1991).	38

Gambar 5.2.	Hasil analisis elektrofases berdasarkan data logging dalam penentuan litofases pada sumur S-01. Kotak merah merupakan interval reservoir Sand-5 yang digunakan pada penelitian ini.....	41
Gambar 5.3.	Peta struktur kedalaman <i>Top Interval</i> Sand-5 yang menunjukkan lokasi sumur-sumur penelitian pada Lapangan 'S', diantaranya terdiri dari empat sumur dengan batuan inti berupa <i>conventional core</i>	42
Gambar 5.4.	Karakteristik reservoir pada sumur S-A1 yang menunjukkan lima litofases dengan interval kedalaman 3600'-3640' ft (SSTVD), berdasarkan deskripsi batuan inti dalam penentuan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian.....	45
Gambar 5.5.	Sayatan tipis batupasir pada sumur S-A1 dengan kedalaman 3635 ft (SSTVD), menunjukkan terdapat sementasi mineral lempung dan silika. Sementasi mineral lempung dan silika mengisi pori diantara matriks.....	47
Gambar 5.6.	Foto batuan inti dan deskripsi kumpulan fasies batuserpih dengan kedalaman 3600'-3601' ft (SSTVD) (kotak biru) dan kumpulan fasies batupasir dengan kedalaman 3635'-3636' ft (SSTVD) (kotak merah) pada sumur S-A1.....	51
Gambar 5.7.	(A) Peta isopach yang menunjukkan ketebalan batupasir pada Lapangan 'S'. (B) Peta Atribut Seismik yang digunakan untuk menentukan penerusan distribusi batupasir serta sebagai alat untuk mendeliniasi geometri dari fasies dan lingkungan pengendapan.....	55
Gambar 5.8.	Korelasi sumur yang menunjukkan marker interval Sand-5 yang digunakan pada penelitian ini menunjukkan batasan zonasi reservoir dan arah sikuen pengendapan yang memotong tubuh <i>channel</i> pada Lapangan 'S'.....	57
Gambar 5.9.	<i>Crossplot</i> antara AI (<i>Acoustic Impedance</i>) dengan data VCL (<i>Vclay</i>) pada sumur S-A1 dalam menentukan <i>cutoff</i> reservoir.....	59
Gambar 5.10.	Penampang sumur terhadap hasil <i>Deterministic Inversion</i> untuk menentukan probabilitas distribusi lateral batupasir dengan arah pengendapan utama yaitu Timur Laut-Barat Daya dengan interval Sand-5 pada Lapangan 'S'	60
Gambar 5.11.	<i>Crossplot</i> antara CDF dan FZI dari data batuan inti untuk menentukan klasifikasi <i>Petrophysical Rock Type</i> (PRT).....	63

Gambar 5.12.	<i>Crossplot</i> antara RQI dan Φ_z dari data batuan inti untuk menentukan klasifikasi <i>Petrophysical Rock Type</i> (PRT) berdasarkan <i>trend</i> dari <i>Hydraulic Flow Unit</i> (HFU).	64
Gambar 5.13.	<i>Crossplot</i> antara permeabilitas dan porositas dari data batuan inti untuk menentukan klasifikasi <i>Petrophysical Rock Type</i> (PRT). Nilai konstanta regresi setiap PRT digunakan dalam pembuatan model sifat fisik reservoir.	65
Gambar 5.14.	Perbandingan PRT hasil prediksi (Kolom X) dengan PRT hasil estimasi (Kolom Y) dengan menggunakan metode <i>Neural Network</i> dalam megidentifikasi PRT terhadap sumur lain.....	70
Gambar 6.1.	Hasil interpretasi struktur utama dengan arah Timur Laut-Barat Daya pada Lapangan 'S' dan menunjukkan adanya patahan utama berupa sesar normal.	71
Gambar 6.2.	Jumlah <i>Grid</i> pada model struktur yang menunjukkan batas-batas pemodelan reservoir pada Lapangan 'S'.	72
Gambar 6.3.	Validasi histogram dari data sumur (<i>well log</i>), hasil <i>scale-up</i> yang menunjukkan hubungan distribusi terhadap kedua kumpulan fasies.....	74
Gambar 6.4.	Model Fasies 3D dengan arah distribusi sesuai dengan arah pengendapan utama pada Lapangan 'S' yaitu berarah Timur Laut – Barat Daya.	75
Gambar 6.5.	Validasi histogram dari data sumur (<i>well log</i>), hasil <i>scale-up</i> dan hasil distribusi model porositas yang dihasilkan.....	77
Gambar 6.6.	Model Porositas dalam 3D yang menggambarkan distribusi porositas pada Lapangan 'S'	77
Gambar 6.7.	Validasi histogram dari data sumur (<i>well log</i>), hasil <i>scale-up</i> dan hasil distribusi model permeabilitas yang dihasilkan.....	79
Gambar 6.8.	Model Permeabilitas dalam 3D yang menggambarkan distribusi permeabilitas pada Lapangan 'S'	79
Gambar 6.9.	Penampang sumur pada Lapangan 'S' yang menunjukkan perbedaan kontak hidrokarbon pada kedalaman 3680' SSTVD sebagai kontak OWC (<i>Oil Water Contact</i>).	80
Gambar 6.10.	<i>Crossplot</i> Sw^* (<i>normalized</i>) terhadap $J(Sw)$ (<i>J-Function</i>) dari empat sampel pada sumur S-01 dan sumur S-B8, yang digunakan untuk menentukan nilai <i>J-Function</i> yang dinormalisasi sebagai tahap selanjutnya.	82

- Gambar 6.11.** *Crossplot* S_{wn} (*normalized saturation*) terhadap P_c (tekanan kapilaritas reservoir) dari empat sampel pada sumur S-01 dan sumur S-B8, membuktikan adanya hubungan antara sifat aliran fluida tekanan kapilaritas. 83
- Gambar 6.12.** *Crossplot* S_w (*normalized*) terhadap batas kontak dari empat sampel (h) yang mewakili sumur S-01 dan sumur S-B8, membuktikan adanya perbedaan dan mewakili sifat aliran pada PRT-2 terhadap distribusi saturasi hidrokarbon.. 84
- Gambar 6.13.** Model Saturasi dalam 3D pada Lapangan 'S' yang memiliki kedudukan diatas kontak OWC (*Oil Water Contact*) pada zona reservoir memiliki nilai saturasi yang bervariasi dengan kisaran nilai saturasi 20% hingga 90% 85
- Gambar 6.14.** Validasi histogram dari data sumur (*well log*), hasil *scale-up* dan hasil distribusi model saturasi yang dihasilkan terhadap nilai tekanan kapilaritas masing-masing sampel..... 85
- Gambar 6.15.** Model Saturasi dalam 3D pada Lapangan 'S' yang memiliki kedudukan dibawah kontak OWC (*Oil Water Contact*) pada zona reservoir memiliki nilai saturasi yang bervariasi dengan kisaran nilai saturasi 90% hingga 100% 86
- Gambar 6.16.** Model FZI dalam 3D pada Lapangan 'S' yang digunakan sebagai paramter dalam penentuan distribusi pada model PRT 88
- Gambar 6.17.** Validasi histogram yang menunjukkan hasil distribusi model PRT (petrophysical rock type) yang dihasilkan 89
- Gambar 6.18.** Model PRT (Petrophysical Rock Type) 3D pada Lapangan 'S'. Hasil model menggambarkan hubungan terhadap distribusi sifat fisik reservoir dan fasies pengendapan pada. ... 90
- Gambar 6.19.** *Cross-section* distribusi pada model fasies, model porositas, model permeabilitas, model saturasi, dan model PRT yang memiliki hubungan erat dalam penentuan kualitas reservoir pada interval reservoir Sand-5, Lapangan 'S.. 91

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1. Penelitian Terdahulu	8
Tabel 4.1. Rangkuman data sumuran yang tersedia	31
Tabel 4.2. Waktu Penelitian	37
Tabel 5.1. Rangkuman hasil pengukuran metode HFU dalam penentuan klasifikasi PRT	63