

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
LEMBAR PERNYATAAN	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	xiv
SARI	xv
ABSTRACT	xvi
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
I.1 Latar Belakang Penelitian	1
I.2 Rumusan Masalah	3
I.3 Tujuan Penelitian	3
I.4 Lokasi Penelitian.....	3
I.5 Batasan Penelitian	4
I.6 Manfaat Penelitian	5
I.7 Peneliti Terdahulu	5
BAB II. GEOLOGI REGIONAL	8
II.1 Kerangka Tektonik dan Tektonostratigrafi	8
II.2 <i>Petroleum System</i> Regional	15
BAB III. DASAR TEORI	20
III.1 Sesar	20
III.2 Sekatan Sesar.....	22
III.3 <i>Overview</i> Metode Evaluasi Sifat Kesekatan Sesar	27
BAB IV. HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	38
IV.1 Hipotesis.....	38
IV.2 Alat Penelitian	38
IV.3 Data Penelitian	39

IV.3.1 Data Log Sumur	39
IV.3.2 Data Seismik.....	41
IV.3.3 Laporan Akhir Sumur.....	44
IV.4 Tahapan Penelitian	44
IV.4.1 Tinjauan Pustaka	44
IV.4.2 Tahap Pengumpulan Data Sekunder	45
IV.4.3 Tahap Interpretasi Data	45
IV.4.4 Tahap Analisis Kesekatan Sesar.....	46
IV.4.5 Tahap Penarikan Kesimpulan.....	48
IV.5 Jadwal Penelitian.....	50
BAB V. ANALISIS DATA	51
V.1 Analisis Data Sumur	51
V.1.1 Interpretasi Litologi	51
V.1.2 Perhitungan Nilai Volume Serpih.....	55
V.2 Analisis Data Seismik.....	61
V.2.1 Interpretasi Horizon	61
V.2.2 Interpretasi Struktur Geologi	65
V.3 Analisis Kesekatan Sesar.....	71
V.3.1 Metode <i>Triangle Juxtaposition Diagram</i>	71
V.3.2 Metode <i>Shale Gouge Ratio</i>	77
V.3.3 Pendekatan <i>Fault Transmissibility</i>	81
BAB VI. PEMBAHASAN.....	87
VI.1 Sesar 1	88
VI.2 Sesar 2	90
VI.3 Sesar 3	93
VI.4 Sesar 4	95
VI.5 Evaluasi Jebakan Struktur pada Sumur “AS”	97
BAB VII. KESIMPULAN DAN SARAN.....	100
VII.1 Kesimpulan	100
VII.2 Saran	101

DAFTAR PUSTAKA	102
LAMPIRAN	104
Lampiran 1. Data <i>Mud Log</i>	105
Lampiran 2. Kolom Biostratigrafi	106
Lampiran 3. Tabel Deskripsi Batuan Inti	107

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Peta persebaran sumur di wilayah Papua yang menunjukkan lokasi Sumur “AS” (KNOC, 1999, dalam Harahap, 2012, dengan perubahan). Kotak warna merah merupakan daerah penelitian yaitu Blok Magmagama.....	4
Gambar 2.1	Peta Tektonik Regional Indonesia bagian timur. (KNOC, 1999; Dow <i>et al.</i> , 1986; Hamilton, 1979; Simadjuntak dan Barber, 1996, dalam Harahap, 2012). Kotak warna merah merupakan lokasi penelitian.....	9
Gambar 2.2	Peta persebaran data <i>TGS Heatflow</i> dalam area Kumawa. Bulatan berwarna hijau menunjukkan adanya rembesan minyak termogenik yang diidentifikasi dengan perbandingan etana. Garis putus-putus berwarna kuning menunjukkan <i>kitchen area</i> yang diharapkan sebagai sumber hidrokarbon. Di bagian utara terdapat sumur Cikar-1 yang ditemukan kandungan hidrokarbon di dalamnya. (Noble <i>et al.</i> , 2009 dalam Hardenberg, 2014, dengan perubahan).....	17
Gambar 2.3	Tektonostratigrafi dan <i>Petroleum System Chart</i> Blok Magmagama (Harahap, 2012 dan Hardenberg, 2014, dengan perubahan).....	19
Gambar 3.1	Jenis-jenis sesar. (a) sesar normal (b) sesar geser (c) sesar naik. Stereonet menunjukkan bidang sesar dan titik merah menunjukkan vektor pergeseran (Fossen, 2010).....	20
Gambar 3.2	Model pada sesar turun (a) dan sesar geser (b) yang menunjukkan masing-masing komponen sesar. (c) dan (d) profil yang tegak lurus dengan jurus sesar (Fossen, 2010)	21
Gambar 3.3	Zonasi yang terbentuk disekitar bidang sesar (Fossen, 2010) ..	22
Gambar 3.4	Model zona hancuran pada zona sesar. Tersusun atas pecahan – pecahan batuan impermeabel yang mengisi di zona rekahan-rekahan yang akan menjadi lapisan penjebak sedangkan zona rekahan yang tidak terisi oleh mineral atau fragmen batuan akan menjadi media fluida untuk bergerak (Knipe <i>et al.</i> , 1998)	23
Gambar 3.5	Model pelumuran lempung pada lapisan batupasir berseling batulempung/serpih. Terlihat batulempung/serpih ikut	

	bergerak mengikuti arah pergerakan sesar (Weber <i>et al.</i> , 1978 dalam Yielding <i>et al.</i> , 1997).....	24
Gambar 3.6	a) Penampang skematik dan (b) penampang mikrofotik dari sesar yang tersementasikan (Jolley <i>et al.</i> , 2007; Pei, 2013 dalam Pei <i>et al.</i> , 2015).....	25
Gambar 3.7	(a) Penampang skematik dari butiran batuan yang mengalami proses penggerusan disebabkan karena kandungan mineral lempung <15% (b) penampang sayatan tipis dari batuan yang terkena sesar (Jolley <i>et al.</i> , 2007; Pei, 2013 dalam Pei <i>et al.</i> , 2015)	26
Gambar 3.8	(a) Penampang skematik dan (b) penampang mikrofotik dari bidang sesar yang mengalami proses disagregasi (Jolley <i>et al.</i> , 2007; Pei, 2013 dalam Pei <i>et al.</i> , 2015)	27
Gambar 3.9	Diagram Allan menggambarkan kesejajaran yang terbentuk di sepanjang bidang sesar. Warna merah menunjukkan potensi kebocoran sedangkan warna hijau menunjukkan potensi kedap akibat adanya kesejajaran antara reservoir dengan batuan dengan permeabilitas rendah (Allan, 1989)	28
Gambar 3.10	Triangle Juxtaposition Diagram memudahkan dalam melihat kesejajaran yang terbentuk secara 1 dimensi. Sumbu y merupakan ketebalan di bidang sesar, sedangkan sumbu x merupakan besaran pergeseran vertikal sesar (Knipe, 1997)....	29
Gambar 3.11	Model profil dari <i>Shale Smear Factor</i> (SSF) yang menunjukkan parameter-parameter untuk menghitung nilai SSF (Yielding <i>et al.</i> , 1997)	30
Gambar 3.12	Model profil dari <i>Clay Smear Potential</i> (CSP) yang menunjukkan parameter-parameter untuk menghitung nilai CSP (Yielding <i>et al.</i> , 1997).....	31
Gambar 3.13	Model profil dari <i>Shale Gouge Ratio</i> (SGR) yang menunjukkan parameter-parameter untuk menghitung nilai SGR. V_{cl} adalah Volume Clay, Δz adalah ketebalan dari reservoir (Yielding <i>et al.</i> , 1997)	32
Gambar 3.14	Histogram Hasil Analisa <i>Shale Gouge Ratio</i> di berbagai Lapangan di Propinsi Brent yang menunjukkan kisaran standar nilai SGR untuk menjadi sekat, yaitu 15-20% (Yielding, 2002).	34
Gambar 3.15	Hasil pengamatan kedua litofasies menggunakan SEM	

	(<i>Scanning Electron Microscope</i>) serta hasil pengukuran nilai porositas dan permeabilitas (Michie <i>et al.</i> , 2016).	36
Gambar 3.16	Tipe <i>fault rock</i> yang terbentuk pada besar pergeseran kecil (<30 meter). Baik pada kesejajaran sama litofasies maupun kesejajaran beda litofasies, akan menghasilkan <i>fault rock</i> dengan kisaran nilai K dan ϕ yang rendah-sedang, sehingga berpotensi kedap (Michie <i>et al.</i> , 2016).....	37
Gambar 3.17	Tipe <i>fault rock</i> yang terbentuk pada besar pergeseran besar (>30 meter). Apabila kesejajaran sama litofasies terbentuk, maka cakupan nilai K dan ϕ akan rendah sehingga berpotensi kedap. Apabila kesejajaran beda litofasies yang terbentuk, maka cakupan nilai K dan ϕ akan bervariasi sehingga berpotensi bocor (Michie <i>et al.</i> , 2016).....	37
Gambar 4.1	Data log digital pada Sumur "AS". Log-log dasar seperti log <i>gamma ray</i> , log resistivitas, dan log porositas terdapat lengkap pada sumur ini	40
Gambar 4.2	Data Seismik 3D pada Lokasi Penelitian	41
Gambar 4.3	Penampang seismik <i>inline</i> 1419. Penampang ini tepat memotong Sumur "AS" sehingga dapat terlihat posisi sumur "AS" pada penampang ini. Secara umum kualitas data seismik baik, namun terdapat data yang kurang terekam di bagian tepi dari penampang seismik yang disebabkan adanya perpindahan <i>line</i> pada saat akuisisi data	42
Gambar 4.4	Penampang seismik <i>xline</i> 6350. Penampang ini memotong daerah penelitian dengan arah barat daya – timur laut, sehingga memperlihatkan kondisi horizon-horizon yang melampar luas secara lateral dengan ketebalan yang seragam. Secara umum kualitas data seismik baik sama seperti penampang <i>inline</i> , yaitu baik.	43
Gambar 4.5	Diagram Alir Penelitian	49
Gambar 5.1	Interpretasi stratigrafi pada Sumur "AS" berdasarkan analisis kualitatif data log sumur dan validasi menggunakan data <i>mudlog</i> serta deskripsi batuan inti.....	55
Gambar 5.2	Histogram log <i>Gamma Ray</i> Sumur "AS" yang menunjukkan persebaran nilai <i>log gamma ray</i>	56
Gambar 5.3	Hasil perhitungan dan rata-rata nilai volume serpih tiap formasi di sumur "AS".....	57

Gambar 5.4	Penampang <i>inline</i> 1419 yang menunjukkan titik-titik top formasi sebagai acuan dalam <i>picking</i> horizon.	62
Gambar 5.5	Penampang <i>xline</i> 6350 yang menunjukkan pelamparan lateral tiap horizon yang paralel/sejajar.	62
Gambar 5.6	Penampang 2D dari peta struktur bawah permukaan Kelompok <i>Upper New Guinea</i> di daerah penelitian yang menunjukkan kelurusan secara dominan berarah barat daya – timur laut.	67
Gambar 5.7	Penampang 3D dari peta struktur bawah permukaan daerah penelitian.	67
Gambar 5.8	Ilustrasi konfigurasi tektonik daerah <i>Aru Trough</i> dan Blok Magma (Hardenberg, 2014, dengan perubahan). Kedua gambar memiliki skala yang sama. Kotak dan bulatan hijau pada kedua gambar menunjukkan lokasi Blok Magma... ..	68
Gambar 5.9	Penampang seismik <i>inline</i> 1419 dan ilustrasi yang menunjukkan 4 sesar penyusun jebakan struktur di sekitar sumur "AS"..	69
Gambar 5.10	Ilustrasi dari <i>plaster experiment</i> yang menunjukkan adanya <i>footwall collapse</i> sehingga membentuk blok-blok sesar turun. Sesar-sesar antitetik pun ikut terbentuk bersamaan dengan terbentuknya sesar turun (Fossen dan Gabrielsen, 1996, dalam Fossen et al., 2003).	70
Gambar 5.11	Hasil analisis <i>Triangle Juxtaposition Diagram</i> sesar 1 yang memiliki besar pergeseran vertikal sesar 504 meter.	72
Gambar 5.12	Hasil analisis <i>Triangle Juxtaposition Diagram</i> sesar 2 yang memiliki besar pergeseran vertikal sesar 48 meter.	73
Gambar 5.13	Hasil analisis <i>Triangle Juxtaposition Diagram</i> sesar 3 yang memiliki besar pergeseran vertikal sesar 46,5 meter.	75
Gambar 5.14	Hasil analisis <i>Triangle Juxtaposition Diagram</i> sesar 4 yang memiliki besar pergeseran vertikal sesar 101 meter.	76
Gambar 5.15	Hasil analisis kesekatan sesar menurut perhitungan <i>shale gouge ratio</i> pada Formasi Sirga.	79
Gambar 5.16	Hasil analisis kesekatan sesar menurut perhitungan <i>shale gouge ratio</i> pada Formasi Faumai - Waripi.	80
Gambar 5.17	Hasil plotting porositas – permeabilitas dari data analisis batuan inti Formasi Sirga, Formasi Faumai-Waripi, dan Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> pada diagram	

	porositas-permeabilitas Michie <i>et al.</i> (2016)	83
Gambar 5.18	Hasil analisis <i>Fault Transmissibility</i> pada Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> berdasarkan ketiga parameter menurut Michie <i>et al.</i> (2016).....	85
Gambar 5.19	Ilustrasi kesejajaran yang terbentuk antara Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> dan Formasi Faumai-Waripi pada Sesar 1. Menurut Michie <i>et al.</i> , (2016), apabila terjadi <i>micrite-micrite juxtaposition</i> akan membentuk <i>fault rock</i> dengan permeabilitas dan porositas yang rendah.....	85
Gambar 5.20	Ilustrasi kesejajaran yang terbentuk antara Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> dan Formasi Sirga pada Sesar 2, 3, dan 4. Menurut Michie <i>et al.</i> , (2016), apabila terjadi <i>micrite-micrite juxtaposition</i> akan membentuk <i>fault rock</i> dengan permeabilitas dan porositas yang rendah, sedangkan apabila terjadi <i>grain-micrite juxtaposition</i> akan membentuk <i>fault rock</i> dengan nilai porositas dan permeabilitas yang beragam..	86
Gambar 6.1	Ilustrasi penampang seismik inline 1419 yang menunjukkan keempat sesar penyusun jebakan struktur di sumur "AS".	87
Gambar 6.2	Peta bawah permukaan Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> yang menunjukkan orientasi kelurusan sesar 1 berarah barat laut – tenggara dengan kemiringan ke barat daya..	88
Gambar 6.3	Hasil analisis kesekatan sesar 1 yang menunjukkan adanya sekatan sesar di bagian atas dan adanya sesar yang bocor di bagian bawah sesar	90
Gambar 6.4	Peta bawah permukaan Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> yang menunjukkan orientasi kelurusan sesar 2 berarah barat laut – tenggara dengan kemiringan ke timur laut.....	91
Gambar 6.5	Hasil analisis kesekatan sesar 2 yang menunjukkan adanya sifat sekatan sesar yang kedap di seluruh bagian sesar.....	92
Gambar 6.6	Peta bawah permukaan Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> yang menunjukkan orientasi kelurusan sesar 3 berarah barat laut – tenggara dengan kemiringan ke timur laut.....	93
Gambar 6.7	Hasil analisis kesekatan sesar 3 yang menunjukkan adanya sifat sekatan sesar yang kedap di seluruh bagian sesar.	94

Gambar 6.8	Peta bawah permukaan Kelompok <i>Upper New Guinea Limestone</i> yang menunjukkan orientasi kelurusan sesar 4 berarah barat daya – timur laut dengan kemiringan ke barat laut.....	95
Gambar 6.9	Hasil analisis kesekatan sesar 4 yang menunjukkan adanya sifat sekatan sesar yang kedap di seluruh bagian sesar.	97
Gambar 6.10	Hasil keseluruhan analisis kesekatan sesar pada sesar-sesar pembentuk jebakan struktur di sekitar sumur "AS".....	98

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data log sumur yang digunakan dalam penelitian	41
Tabel 4.2	Ketersediaan data pada laporan akhir Sumur "AS"	44
Tabel 4.3	Jadwal penelitian.....	50
Tabel 5.1	Rangkuman Sumur "AS"	60
Tabel 5.2	Hasil kesejajaran pada sesar 1 ketika nilai <i>throw</i> 504 meter ..	72
Tabel 5.3	Hasil kesejajaran pada sesar 2 ketika nilai <i>throw</i> 58 meter	74
Tabel 5.4	Hasil kesejajaran pada sesar 3 ketika nilai <i>throw</i> 46,5 meter .	75
Tabel 5.5	Hasil kesejajaran pada sesar 4 ketika nilai <i>throw</i> 101 meter ..	76
Tabel 5.6	Hasil Perhitungan <i>Shale Gouge Ratio</i> pada Formasi Sirga.....	78
Tabel 5.7	Hasil Perhitungan <i>Shale Gouge Ratio</i> pada Formasi Faumai-Waripi	80