

## DAFTAR ISI

Halaman Judul	i
Lembar Pengesahan	ii
Lembar Pernyataan	iii
Lembar Persembahan	iv
Kata Pengantar	v
Surat Izin Penggunaan Data	vii
Abstrak	viii
Abstract	ix
Daftar Isi	x
Daftar Gambar	xiv
Daftar Tabel	xvii
 I. PENDAHULUAN	 1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	2
I.3 Tujuan Penelitian	2
I.4 Lokasi Penelitian	2
I.5 Batasan Penelitian	3
I.6 Penelitian Terdahulu	3
I.7 Keaslian Penelitian	4
I.8 Manfaat Penelitian	4
 II. TINJAUAN PUSTAKA	 6
II.1 Dasar Teori	6
II.1.1 Pembentukan Minyak Dan Gas Bumi	6
II.1.2 Pengendapan Material Organik Dalam Sedimen	6
II.1.3 Geokimia Batuan Induk	7
II.1.3.1 Kuantitas Material Organik	8

II.1.3.2	Kualitas Material Organik	8
II.1.3.3	Kematangan Material Organik	10
II.1.4	Model Kinetik Pembentukan Hidrokarbon	13
II.1.4.1	Klasifikasi Kinetik Kerogen (Organofasies)	13
II.1.4.2	Parameter Kinetik Pembentukan Hidrokarbon	14
II.1.5	Estimasi Volume Hidrokarbon dalam Batuan induk	14
II.1.6	Migrasi Hidrokarbon	16
II.1.7	Perangkap Hidrokarbon	16
II.2	Geologi Regional	18
II.2.1	Evolusi Cekungan	19
II.2.2	Stratigrafi Regional	21
II.3	Petroleum Geologi	23
II.3.1	Batuan Induk Dan Migrasi	23
II.3.2	Reservoir	25
II.3.3	Seal	27
II.3.4	Perangkap	27
III.	HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN	29
III.1	Hipotesis	29
III.2	Data Dan Alat	29
III.3	Cara Analisis	30
III.4	Prosedur Penelitian (Flowchart)	32
III.5	Jadwal Penelitian	35
IV.	PENYAJIAN DAN ANALISIS DATA	36
IV.1	Identifikasi Batuan Induk	36
IV.1.1	Analisis Kuantitas Material Organik	39
IV.1.2	Analisis Kualitas Material Organik	41
IV.1.3	Analisis Kematangan Material Organik	42
IV.2	Burial dan Thermal History	44
IV.2.1	Pemodelan Maruat-1	46

IV.2.2	Pemodelan SIS-A#1	50
IV.2.3	Pemodelan SIS-A#1 Deep (Pseudo Well-1)	53
IV.3	Pembentukan dan Migrasi Hidrokarbon	55
IV.3.1	Model Kinetis Batuan Induk	56
IV.3.2	Peta Kematangan Batuan Induk	58
IV.3.3	Peta Ekspulsi Batuan Induk	61
IV.3.4	Peta Migrasi Batuan Induk	62
IV.4	Volume Hidrokarbon	63
V.	PEMBAHASAN	68
V.1	Potensi Batuan Induk	68
V.2	Pemodelan Cekungan	70
V.3	Potensi Minyak dan Gas	73
VI.	KESIMPULAN DAN SARAN	75
VI.1	Kesimpulan	75
VI.2	Saran	75
	DAFTAR PUSTAKA	77
	Lampiran 1	83
	Lampiran 2	86
	Lampiran 3	87
	Lampiran 4	90
	Lampiran 5	91
	Lampiran 6	96
	Lampiran 7	97
	Lampiran 8	98
	Lampiran 9	99
	Lampiran 10	100
	Lampiran 11	101
	Lampiran 12	102

Lampiran 13	103
Lampiran 14	104
Lampiran 15	105
Lampiran 16	106

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Lokasi penelitian	3
Gambar 2.1	Diagram hubungan antara hidrogen indeks dan Tmax dengan tipe kerogen (Espitalie et al., 1985)	9
Gambar 2.2	Alterasi (pematangan) material organik serta pembentukan minyak dan gas sebagai fungsi suhu (Knut B, 2010)	11
Gambar 2.3	Formula perhitungan volume gas dalam batuan induk: a. free gas (Lewis, 2007), b. adsorbed gas	15
Gambar 2.4	Formula perhitungan volume minyak dalam batuan induk (Downey, 2011)	15
Gambar 2.5	Jenis perangkat hidrokarbon (Knut, 2010)	17
Gambar 2.6	Lokasi Cekungan Kutai (IHS, 2003)	18
Gambar 2.7	Tatanan tektonik Cekungan Kutai (IHS, 2003)	20
Gambar 2.8	Kolom stratigrafi Cekungan Kutai (Satyana, 1999)	22
Gambar 3.1	Basemap dan database	29
Gambar 3.2	Flowchart prosedur penelitian	34
Gambar 4.1	Contoh data log dan interpretasi litologi pada sumur: A. SIS-A#1 (Miosen Akhir), B. Tunan Utara-1 (Miosen Tengah), dan C. Sapunang-1 (Miosen Awal)	38
Gambar 4.2	Plot nilai TOC terhadap kedalaman pada beberapa sumur di blok "ENERGI"	40
Gambar 4.3	Plot nilai Tmaks terhadap indeks hidrogen	42
Gambar 4.4	Plot nilai Ro dan Tmaks terhadap kedalaman	43
Gambar 4.5	Peta heat flow Asia Tenggara (Pollack et al., 1993)	44
Gambar 4.6	Lokasi sumur pemodelan, Maruat-1, SIS-A#1, dan Pseudo Well SIS-A#1 Deep	45
Gambar 4.7	Model stratigrafi sumur Maruat-1, disertai contoh parameter	

batuan induk interval Oligo Akhir (HI 140 mg/g; TOC 2.2%; delta plain/ front coals and shales gas prone)	47
Gambar 4.8 Plot data pengukuran vitrinit reflektansi dan temperatur dengan kedalaman, serta garis kurva sebagai hasil pemodelan sumur Maruat-1	49
Gambar 4.9 Burial history sumur Maruat-1	49
Gambar 4.10 Model stratigrafi sumur SIS-A#1, disertai contoh parameter batuan induk interval Miosen Tengah (HI 240 mg/g; TOC 1.9%; delta plain/ front coals and shales gas prone)	51
Gambar 4.11 Plot data pengukuran vitrinit reflektansi dan temperatur Dengan kedalaman, serta garis kurva sebagai hasil pemodelan Sumur SIS-A#1	52
Gambar 4.12 Burial history sumur SIS-A#1	53
Gambar 4.13 Seismik inline NW – SE melalui sumur SIS-A#1	54
Gambar 4.14 Burial history pseudo well SIS-A#1 Deep	55
Gambar 4.15 Parameter batuan induk Pseudo Well SIS-A#1 Deep	57
Gambar 4.16 HC generation/ expulsion vs temperature	58
Gambar 4.17 Peta kematangan batuan induk Miosen Tengah pada 8 juta tahun yang lalu berdasarkan vitrinit reflektansi (A), dan temperatur (B), serta pada saat ini berdasarkan vitrinit reflektansi (C), dan temperatur (D)	59
Gambar 4.18 Peta kematangan batuan induk Miosen Awal pada 8 juta tahun yang lalu berdasarkan vitrinit reflektansi (A), dan temperatur (B), serta pada saat ini berdasarkan vitrinit reflektansi (C), dan temperatur (D)	60
Gambar 4.19 Peta kematangan batuan induk Oligosen Akhir pada 8 juta tahun yang lalu berdasarkan vitrinit reflektansi (A), dan temperatur (B), serta pada saat ini berdasarkan vitrinit reflektansi (C), dan temperatur (D)	61

Gambar 4.20	Peta ekspulsi batuan induk Oligocene Akhir pada 8 juta tahun yang lalu berdasarkan (A), dan saat ini (B)	62
Gambar 4.21	Peta migrasi hidrokarbon pada reservoir Miosen Akhir	63
Gambar 4.22	Peta migrasi hidrokarbon pada reservoir Miosen Tengah	63
Gambar 4.23	Area ekspulsi/ penyuplai gas dari batuan induk Oligosen Akhir	64
Gambar 4.24	Charge volume history batuan induk Oligosen Akhir	65
Gambar 4.25	Hubungan nilai TOC terhadap pressure dan adsorb gas Barnett dan Woodford shale sebagai analogi nilai adsorb gas dalam batuan induk di daerah penelitian (NSAI, 2012)	66

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Parameter dan potensi batuan induk (Peters dan Cassa, 1994)	8
Tabel 2.2	Maseral, organik asal, dan tipe kerogennya (Modifikasi dari Waples, 1995, dan Suarez-Ruiz, 2012)	10
Tabel 2.3	Klasifikasi kematangan berdasarkan Ro dan Tmaks (Peters dan Cassa, 1994)	12
Tabel 2.4	Klasifikasi kinetik kerogen: organofasies (Pepper dan Corvi, 2005)	13
Tabel 2.5	Parameter kinetik untuk pembentukan minyak (A), dan gas (B) (Pepper dan Corvi, 2005)	14
Tabel 3.1	Ketersediaan data	30
Tabel 3.2	Jadwal penelitian	35
Tabel 4.1	Data stratigrafi untuk pemodelan sumur Maruat-1	46
Tabel 4.2	Data pengukuran vitrinit reflektansi dan temperatur sumur Maruat-1	48
Tabel 4.3	Data stratigrafi untuk pemodelan sumur SIS-A#1	50
Tabel 4.4	Data pengukuran vitrinit reflektansi dan temperatur sumur SIS-A#1	52
Tabel 4.5	Data stratigrafi untuk pemodelan pseudo well SIS-A#1 Deep	54
Tabel 4.6	Paramater batuan induk sebagai input model kinetis	56
Tabel 4.7	Data hasil analisis petrofisik serta perhitungan volume free gas dan adsorb gas batuan induk Oligosen Akhir	67