

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN	iv
KATA PENGANTAR.....	v
SARI	vi
ABSTRACT	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xviii
BAB I.....	1
PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Maksud dan Tujuan	4
1.4. Lokasi Penelitian	4
1.5. Batasan Masalah.....	5
1.6. Penelitian Terdahulu dan Kebaruan Penelitian	6
1.7. Manfaat Penelitian.....	9
BAB II	10
GEOLOGI REGIONAL	10
2.1. Tektonik Regional	10
2.2. Stratigrafi Regional	14
2.3. Sistem Minyak Bumi.....	19
2.3.1. Batuan Induk	20
2.3.2. Reservoir	20
2.3.3. Batuan Penutup	20
2.3.4. Perangkap.....	21
2.3.5. Migrasi	21

2.4.	<i>Play Concept</i> Hidrokarbon Serpih	21
2.5.	Geologi Serpih Formasi <i>Lower Baong</i>	22
BAB III.....		24
DASAR TEORI.....		24
3.1.	Hidrokarbon Serpih	24
3.2.	Geokimia Hidrokarbon.....	26
3.2.1.	Kuantitas Batuan Induk.....	26
3.2.2.	Tipe Kerogen	27
3.2.3.	Pembentukan Hidrokarbon dan Analisis Kematangan	29
3.2.4.	Reservoar pada Hidrokarbon Serpih	31
3.3.	Mineralogi	34
3.4.	Mekanika Batuan.....	35
3.4.1.	<i>Young's Modulus dan Poisson's Ratio</i>	35
3.4.2.	<i>Brittleness Index</i>	37
3.4.3.	<i>Principal Stress</i>	39
3.4.4.	Tekanan Hidrostatik (P_h)	42
3.4.5.	Tekanan Overburden/ <i>Vertical Stress</i> (S_v)	43
3.4.6.	Tekanan Pori (P_p)	44
3.4.7.	<i>Minimum Horizontal Stress</i>	47
3.4.8.	<i>Maximum Horizontal Stress</i>	49
3.4.9.	Kekuatan Batuan	50
BAB VI.....		55
HIPOTESIS DAN METODOLOGI PENELITIAN.....		55
4.1.	Hipotesis.....	55
4.2.	Metodologi Penelitian	56
4.2.1.	Data dan Alat	56
4.2.2.	Tahapan Penelitian.....	58
4.2.3.	Prosedur Analisis	59
4.3.	Diagram Alir Penelitian	62

BAB V	63
DATA DAN ANALISIS.....	63
5.1. Analisis Penyebaran Serpih Formasi <i>Lower Baong</i>	63
5.2. Analisis Geokimia	66
5.2.1. Kandungan <i>Total Organic Carbon</i> (TOC)	66
5.2.2. Tipe Kerogen dan Potensi Serpih	70
5.2.3. Kematangan Serpih	74
5.3. Analisis Mineralogi	77
5.3.1. Petrografi.....	77
5.1.1. XRD	82
5.2. Analisis Mekanika Batuan	84
5.2.1. <i>Young's Modulus</i> dan <i>Poisson's Ratio</i>	85
5.2.2. <i>Brittleness Index</i> (BI)	86
5.2.3. Tekanan Hidrostatik (P_h)	92
5.2.4. Tekanan Overburden/ <i>Vertical Stress</i> (S_v)	92
5.2.5. Tekanan Pori (P_p)	94
5.2.6. <i>Minimum Horizontal Stress</i> (S_{hmin})	95
5.2.7. <i>Maximum Horizontal Stress</i> (S_{Hmax})	96
5.2.8. Uji Kuat Tekan Batuan	97
BAB VI.....	101
PEMBAHASAN	101
6.1. Geokimia	101
6.1.1. Kuantitas Serpih.....	101
6.1.2. Tipe Kerogen	103
6.1.3. Kematangan (<i>Maturity</i>).....	104
6.2. Mineralogi	107
6.2.1. Mineral Kuarsa.....	108
6.2.2. Mineral Lempung.....	108
6.2.3. Mineral Karbonat	111

6.2.4.	Mineral Lain.....	111
6.3.	Geomekanika Batuan	112
6.3.1.	<i>Brittleness Index</i> (BI)	112
6.3.2.	Tekanan Pori (Pp)	118
6.3.3.	<i>In Situ Stress</i>	120
6.3.4.	Uji Kuat Tekan Batuan	122
BAB VII	126
KESIMPULAN	126
DAFTAR PUSTAKA	128

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Peta potensi gas serpih pada cekungan Indonesia (Sukhyar dan Fakhruddin, 2013).	2
Gambar 1.2. Lokasi daerah penelitian (Pertamina, 2015).	5
Gambar 2.1. Evolusi tektonik yang terjadi pada Cekungan Sumatra Utara. (a) rekonstruksi tektonik yang berlangsung pada Eosen Akhir. (b) rekonstruksi tektonik yang berlangsung pada Oligosen. (c) rekonstruksi tektonik yang berlangsung pada Miosen Awal-Tengah. (d) elemen tektonik Sumatra Utara saat ini (Sosromihardjo, 1988).	11
Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Utara (Ryacudu, 1992).	17
Gambar 2.3. <i>Play concept</i> hidrokarbon serpih Cekungan Sumatra Utara (Pertamina, 2015).	22
Gambar 3.2. Tipe Kerogen dan tahapan reaksi kerogen dalam diagram van Kravellen (Tissot dan Welte, 1984).	29
Gambar 3.3. Mekanisme reservoir gas pada sistem migas non-konvensional (Chad, 2009).	32
Gambar 3.4. Tipe-tipe porositas yang terdapat pada sistem migas non-konvensional (Slatt dkk., 2011).	33
Gambar 3.5. (a) <i>Young's Modulus</i> (E) yang didefinisikan sebagai hubungan <i>strain</i> dan <i>stress</i> . (b) <i>Poisson's Ratio</i> (ν) yang didefinisikan sebagai rasio hubungan lateral <i>strain</i> terhadap sumbu <i>strain</i> pada material (Hudson dan Harrison, 1997).	36
Gambar 3.6. <i>Principal stress tensor</i> yang didefinisikan dalam sistem koordinat (Zoback, 2007).	40
Gambar 3.7. Klasifikasi Anderson terhadap skema terbentuknya patahan normal, patahan geser, dan patahan naik. (Zoback, 2007).	41

Gambar 3.8. <i>Crossplot</i> porositas sonik dengan porositas densitas untuk menentukan nilai waktu transit matrik (Δt_{ma}) dan faktor koreksi (C_p) dan porositas (Tingay dkk., 2009).....	46
Gambar 3.9. Skema dari <i>extended leak of tests</i> (XLOTs) (Gaarenstroom dkk., 1993).	48
Gambar 3.10. (a). Breakout dan rekahan induced yang terbentuk pada saat pemboran. (b). Kenampakan <i>breakout</i> dan rekahan <i>induced</i> pada dipmeter log. (c). Penentuan zona yang mengalami <i>breakout</i> dan rekahan <i>induced</i> pada <i>image log</i> (King dkk., 2008).	50
Gambar 3.11. a. Uji tekan uniaksial, b. Uji tekan triaksial (Zoback, 2007).	51
Gambar 3.12. (a). Uji triaksial, pada saat tekanan terhadap σ_3 sangat kecil (S_3-P_0), maka sampel akan hancur. β merupakan sudut yang terbentuk antara <i>maximum compressive stress</i> (σ_1) dan bidang sesar normal. (b) rangkaian terhadap uji triaksial dengan nilai <i>effective confining pressure</i> yang berbeda (Zoback, 2007).....	52
Gambar 4.1. Diagram Alir Penelitian.....	62
Gambar 5.1. Kenampakan Formasi <i>Lower Baong</i> pada log di Sumur AR-17.....	64
Gambar 5.2. <i>Picking</i> struktur dan <i>picking</i> horison pada penampang seismik.....	65
Gambar 5.3. a. Peta penyebaran serpih Formasi Lower Baong di Cekungan Sumatra Utara bagian Selatan. b. Model 3D penyebaran serpih Formasi <i>Lower</i> <i>Baong</i>	66
Gambar 5.4. TOC vs kedalaman pada masing-masing sumur.	69
Gambar 5.5. a. Analisis tipe kerogen Sumur AR-04 dengan diagram van Krevelen. b. Analisis tipe kerogen dan potensi serpih Sumur AR-04 dengan parameter Peters dan Cassa (1994).	70
Gambar 5.6. a. Analisis tipe kerogen Sumur AR-05 dengan diagram van Krevelen. b. Analisis tipe kerogen dan potensi serpih Sumur AR-05 dengan parameter Peters dan Cassa (1994).	71

Gambar 5.7. a. Analisis tipe kerogen Sumur AR-15 dengan diagram van Krevelen. b. Analisis tipe kerogen dan potensi serpih Sumur AR-15 dengan parameter Peters dan Cassa (1994).	72
Gambar 5.8. Tabel analisis kematangan Tmax dan Ro vs kedalaman pada serpih Sumur AR-04.	74
Gambar 5.9. Tabel analisis kematangan Tmax dan Ro vs kedalaman pada serpih Sumur AR-05.	75
Gambar 5.10. Tabel analisis kematangan Tmax dan Ro vs kedalaman pada serpih Sumur AR-15.	76
Gambar 5.11. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 2422 m di Sumur AR-04 dengan perbesaran 25 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 2422 m dengan perbesaran 100 kali.	78
Gambar 5.12. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 2434 m di Sumur AR-04 dengan perbesaran 25 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 2434 m dengan perbesaran 100 kali.	78
Gambar 5.13. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 2594 m di Sumur AR-05 dengan perbesaran 25 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 2594 m dengan perbesaran 100 kali.	79
Gambar 5.14. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 2535 m di Sumur AR-15 dengan perbesaran 20 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 2535 m dengan perbesaran 80 kali.	80
Gambar 5.15. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 2695 m di Sumur AR-15 dengan perbesaran 20 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 2695 m dengan perbesaran 80 kali.	80
Gambar 5.16. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 2985 m di Sumur AR-15 dengan perbesaran 20 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 2985 m dengan perbesaran 80 kali.	81

Gambar 5.17. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 3013 m di Sumur AR-15 dengan perbesaran 20 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 3013 dengan perbesaran 80 kali.	82
Gambar 5.18. a. Petrografi sayatan tipis serpih pada kedalaman 3133,5 m di Sumur AR-15 dengan perbesaran 20 kali. b. Petrografi sayatan tipis serpih kedalaman 3133,5 m dengan perbesaran 80 kali.	82
Gambar 5.19. Nilai BI serpih Formasi <i>Lower Baong</i> vs kedalaman dan log gamma ray Sumur AR-15.	89
Gambar 5.20. Nilai BI serpih Formasi <i>Lower Baong</i> vs kedalaman dan log gamma ray Sumur AR04.	90
Gambar 5.21. Nilai BI serpih Formasi <i>Lower Baong</i> vs kedalaman dan log gamma ray Sumur AR-05.	91
Gambar 5.22. Tekanan hidrostatik di Cekungan Sumatra Utara bagian selatan.	92
Gambar 5.23. Tekanan <i>overburden</i> di Cekungan Sumatra Utara bagian selatan.	93
Gambar 5.24. Tekanan pori di Cekungan Sumatra Utara bagian selatan.	94
Gambar 5.25. <i>Minimum horizontal stress</i> di Cekungan Sumatra Utara bagian selatan.	95
Gambar 5. 26. <i>Maximum horizontal stress</i> di Cekungan Sumatra Utara bagian selatan.	97
Gambar 5. 27. Perbandingan nilai UCS laboratorium dengan nilai UCS dari perhitungan log densitas dan log sonik.	99
Gambar 6.1. Peta sebaran kandungan TOC Formasi <i>Lower Baong</i>	102
Gambar 6.2. Tingkat kematangan vs kedalaman. a. Tingkat kematangan pada Sumur AR-05, garis hijau menandakan awal masuknya <i>oil window</i> . b. Tingkat kematangan pada Sumur AR-15, garis hijau menandakan awal masuknya <i>oil window</i> dan garis merah menandakan awal masuknya <i>gas window</i>	105

Gambar 6.3. Perbandingan nilai <i>bitumen index</i> (S1/TOC) dengan nilai Tmax untuk menentukan awal pembentukan minyak dan gas.....	106
Gambar 6.4. Serpih Formasi <i>Lower Baong</i> mulai mengalami ekspulsi dengan nilai <i>sorptive capacity</i> 100 mg HC/g TOC.	107
Gambar 6.5. Penurunan nilai <i>brittleness index</i> pada batuan terjadi seiring dengan meningkatnya kandungan mineral lempung pada batuan.	109
Gambar 6.6. Kenaikan nilai <i>brittleness index</i> berbanding lurus dengan meningkatnya nilai Ro.....	114
Gambar 6.7. Perbandingan nilai yang positif antara tingkat kematangan dengan nilai <i>brittleness index</i> pada serpih. a. Perbandingan nilai Tmax vs BI. b. Perbandingan nilai Ro vs BI	115
Gambar 6.8. Kandungan TOC pada batuan mempengaruhi nilai BI batuan tersebut. a. Sumur AR-04 yang mempunyai kandungan TOC yang relatif sama, sehingga tidak berpengaruh terhadap nilai BI. b. Sumur AR-05 menunjukkan adanya perubahan nilai BI pada saat berkurangnya kandungan TOC pada batuan.....	117
Gambar 6.9. Penurunan tekanan pori pada batuan setelah melewati fase <i>gas window</i>	119
Gambar 6.10. a. Nilai <i>in situ stress</i> pada serpih Formasi <i>Lower Baong</i> . b. Penurunan tekanan pori pada batuan setelah melewati fase <i>gas window</i> menyebabkan perubahan pada nilai <i>in situ stress</i> pada batuan.....	121
Gambar 6.8. Perbandingan RO vs UCS dan TOC vs UCS. a. Semakin tinggi nilai Ro maka nilai UCS akan semakin meningkat. b. Kandungan TOC yang sama dengan tingkat kematangan yang berbeda akan menghasilkan nilai UCS yang berbeda.	123
Gambar 6.9. Peningkatan nilai BI menyebabkan meningkatnya nilai UCS serpih Formasi <i>Lower Baong</i> . a. BI R (<i>brittleness index</i> Rickman) vs UCS D (<i>unconfined compressive strength density</i>). b. BI G (<i>brittleness index</i>	

Grieser dan Bray) vs UCS D (*unconfined compressive strength density*).

..... 124

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Klasifikasi serpih dan batulanau (Potter dkk., 1980).	25
Tabel 3.2. Parameter kuantitas geokimia batuan induk (Peters dan Cassa, 1994).	26
Tabel 3.3. Maseral, tipe kerogen, dan material asal organik (Waples, 1985).	28
Tabel 3.4. Parameter geokimia yang menunjukkan kualitas batuan induk (kerogen), dan hidrokarbon yang dihasilkan (Peters dan Cassa, 1994).	28
Tabel 3.5. Parameter geokimia yang menunjukkan kematangan hidrokarbon (Peters dan Cassa, 1994)	30
Tabel 3.6. Rumus empiris <i>unconfined compressive strength</i> (UCS) dengan menggunakan parameter fisik batuan (Chang dkk., 2006).	53
Tabel 3.7. Rumus empiris <i>coefficient of internal friction</i> (Φ) dengan menggunakan parameter fisik batuan (Chang dkk., 2006).	54
Tabel 4.1. Inventarisasi data log sumur.	57
Tabel 5.1. Tabel analisis geokimia Sumur AR-04.	67
Tabel 5.2. Tabel analisis geokimia Sumur AR-05.	67
Tabel 5.3. Tabel analisis geokimia Sumur AR-15.	68
Tabel 5.4. Tabel analisis kematangan geokimia Sumur AR-04.	70
Tabel 5.5. Tabel analisis kematangan geokimia Sumur AR-05.	70
Tabel 5.6. Tabel analisis kematangan geokimia Sumur AR-15.	73
Tabel 5.8. Perbandingan nilai <i>young's modulus</i> dan <i>poisson's ratio</i> laboratorium dengan perhitungan dari log pada Sumur AR-15.	86
Tabel 5.9. Tabel perhitungan <i>brittleness index</i> Sumur AR-15.	88
Tabel 5.10. Perbandingan nilai UCS dan Φ laboratorium dengan perhitungan dari log pada Sumur AR-15.	98