

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN	v
KATA PENGANTAR.....	vi
SARI	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xx
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1. Latar Belakang.....	1
I.2. Rumusan Masalah.....	2
I.3. Tujuan Penelitian	3
I.4. Lokasi Penelitian	3
I.5. Batasan Penelitian.....	4
I.6. Peneliti Terdahulu.....	4
I.7. Keaslian dan Manfaat Penelitian	7
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	8
II.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Utara	8
II.1.1. Tektonik dan Struktur Cekungan Sumatera Utara	10
II.1.2. Stratigrafi Regional.....	15

II.1.3. Hydrocarbon Play di Cekungan Sumatera Utara	24
---	----

BAB III DASAR TEORI	28
----------------------------------	-----------

III.1. Tekanan pori dan Konsep Tekanan	28
--	----

III.2. Mekanisme Pembentukan Overpressure	31
---	----

III.2.1. Mekanisme Loading	31
----------------------------------	----

III.2.2. Mekanisme unloading	32
------------------------------------	----

III.2.3. Proses minor lainnya	40
-------------------------------------	----

III.2.4. Fenomena overpressure transient	43
--	----

III.3. Karakteristik Log Overpressure	45
---	----

III.3.1. Karakteristik log disequilibrium compaction	45
--	----

III.3.2. Karakteristik log unloading	46
--	----

III.4 Metode Estimasi Overpressure	48
--	----

III.5 Konsep Dasar Inversi Seismik	53
--	----

BAB IV HIPOTESIS DAN METODELOGI PENELITIAN	60
---	-----------

IV.1. Hipotesis	60
-----------------------	----

IV.2. Metode Penelitian	61
-------------------------------	----

IV.2.1. Ketersediaan Data dan Peralatan Penelitian	61
--	----

IV.2.2. Tahapan Penelitian	65
----------------------------------	----

IV.2.2.1. Tahap awal penelitian	65
---------------------------------------	----

IV.2.2.2. Tahap Pengumpulan Data	66
--	----

IV.2.2.3. Tahap Pengolahan Data	66
---------------------------------------	----

IV.2.2.4. Tahap Akhir dan Pelaporan	66
---	----

IV.3. Prosedur Penelitian	68
IV.3. Waktu Penelitian.....	73
BAB V PENELITIAN DAN PEMBAHASAN	74
V.1. Penentuan litologi.....	74
V.1.1. Litologi Sumur A1	74
V.1.2. Litologi Sumur A2	76
V.1.3. Litologi Sumur A3	77
V.1.4. Litologi Sumur A4	79
V.1.5. Litologi Sumur A5	80
V.2. Analisis Tekanan.....	82
V.2.1. Tekanan Normal hidrostatik	82
V.2.2. Tekanan Overburden	85
V.2.3. Tekanan Pori	88
V.2.4. Tekanan Rekah.....	92
V.2.5. Overpressure Sumur A1	97
V.2.2. Overpressure Sumur A2	99
V.2.3. Overpressure Sumur A3	100
V.2.4. Overpressure Sumur A4	102
V.2.5. Overpressure Sumur A5	103
V.3. Mekanisme Pembentukan Overpressure	104
V.3.1. Puncak Overpressure dan Plot Silang Sumur A1	105
V.3.2. Puncak Overpressure dan Plot Silang Sumur A2.....	107
V.3.3. Puncak Overpressure dan Plot Silang Sumur A3.....	110

V.3.3. Puncak Overpressure dan Plot Silang Sumur A4.....	112
V.4. Pengolahan Data Seismik	115
V.4.1. Well Seismic Tie	115
V.5. Picking Fault dan Picking Horizon	118
V.6. Estimasi Tekanan Pori Menggunakan Kecepatan Seismik	124
V.7. Estimasi Tekanan Pori Menggunakan Metode Inversi.....	126
 BAB VI KESIMPULAN	 131
DAFTAR PUSTAKA	132
LAMPIRAN	140

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Peta dasar lapangan “Y” di Cekungan Sumatera Utara dan batas daerah penelitian yang ditunjukkan dengan garis batas berwarna merah (Data Pusdatin ESDM, 2019).....	3
Gambar 2.1	Setting tektonik dari Sumatera dengan dasar samudera Hindia yang subduksi di bawah margin barat daya dari Kraton Sundaland. Deformasi depan dari sistem subduksi Sumatera diindikasikan dengan <i>toothed line</i> , pusat penyebaran dan <i>transform faults</i> yang ditunjukkan di Laut Andaman (Dari Curray et al, 1979 dalam Barber, 2005)...	9
Gambar 2.2	Peta sketsa struktural dari Sumatera yang menunjukkan <i>backarc</i> , <i>forearc</i> dan <i>intra-arc</i> cekungan tersier (Barber, 2005).....	10
Gambar 2.3	Perkembangan sepanjang tepi sunda <i>microplate</i> (Davies,1984).....	12
Gambar 2.4	Point stres utama NE-SW setelah periode tektonik awal dan berlanjut sampai saat ini (Setiaji et al, 2020).....	13
Gambar 2.5	Peta lokasi dan struktur yang disederhanakan menunjukkan lapangan minyak / gas yang diklasifikasikan berdasarkan tahap cekungan dimana mereka terjadi (Doust et al, 2007).....	14
Gamabr 2.6	Pola tektonik dari Cekungan Sumatera Utara (Natasia et al, 2017).....	15
Gambar 2.7	Stratigrafi Tersier dari Cekungan Sumatera Utara (Rycudu et al, 1992).....	19
Gambar 2.8	Stratigrafi dari Cekungan Sumatera Utara (Hakim et al, 2007).....	22
Gambar 2.9	Kolom stratigrafi umum dari Formasi Baong di area Aru (Dimodifikasi dari Mulhadiono, 1978).....	23
Gambar 2.10	Penampang umum seluruh laut Andaman Thailand yang menunjukkan geometri cekungan dan kedalaman kritis untuk inisiasi dari <i>primary hydrocarbon migration</i> (Andreason et al, 1997).....	26

Gambar 2.11	Reservoar batupasir Belumai (Hakim et al, 2007).....	26
Gambar 2.12	Reservoar karbonat <i>build-up</i> Arun (Hakim et al, 2007).....	27
Gambar 3.1	Profil tekanan khas di cekungan klastik. <i>Hard pressure</i> keras didefinisikan sebagai tekanan di mana tegangan efektif adalah 1000 psi. Ketika stres efektif mencapai nilai itu, kemungkinan kegagalan <i>seal</i> meningkat secara signifikan. Gradien tekanan pori pada batas kegagalan <i>seal</i> lebih tinggi dari 0,8 psi /ft. (Dutta, 2002).....	30
Gambar 3.2	Skema pembentukan <i>overpressure</i> karena transfer beban dari <i>load bearing grains</i> (merah) ke dalam cairan pori (mis. Karena transformasi kerogen menahan beban menjadi minyak dan gas) (setelah Swarbrick dan Osborne, 1998).....	33
Gambar 3.3	Pengaruh diagenesis <i>clay</i> terhadap kompaksi <i>mudrock</i> , diasumsikan ukuran partikel sama, agregat kristal, dan tahapan kompaksi dari lapisan <i>clay</i> .(A)Tidak adanya porositas efektif dan permeabilitas: secara keseluruhan air adalah air terikat. (B) Kebanyakan air terikat menjadi air bebas, yang menyebabkan porositas efektif dan permeabilitas meningkat.(c) Air bebas keluar; porositas efektif, permeabilitas, volume batuan berkurang (setelah dimodifikasi Powers, 1967 dalam Chilingar dkk., 2002).....	36
Gambar 3.4	Plot silang log densitas vs log sonik. Mekanisme <i>unloading</i> ditunjukkan dengan adanya pembalikan tren (Dutta , 2002 dalam Ramdhan,2010).....	37
Gambar 3.5	Pengaruh tekanan <i>aquathermal</i> pada pengembangan <i>overpressure</i> (dimodifikasi dari Osborne dan Swarbrick, 1997).....	39

Gambar 3.6	<i>Overpressure</i> karena daya apung gas di mana air pori dalam <i>reservoir</i> jenuh berada pada tekanan hidrostatik normal. Tekanan berlebih maksimum terletak di puncak struktur, sedangkan tekanan berlebih karena daya apung adalah nol pada kontak gas-air (dimodifikasi dari Swarbrick et al, 2002 dalam Ramdhan 2010).....	41
Gambar 3.7	<i>Overpressure</i> karena <i>hydraulic head</i> . <i>Head</i> maksimum, H , karena mekanisme ini sama dengan ketinggian <i>reservoir</i> pada singkapan, dan tekanan berlebih yang sesuai adalah $\rho_w g h$ (dimodifikasi dari Swarbrick et al, 2002 dalam Ramdhan 2010).....	42
Gambar 3.8	Ilustrasi menunjukkan <i>overpressure</i> yang disebabkan oleh aliran osmotik melalui membran tanah liat (dimodifikasi dari Swarbrick dan Osborne, 1998).....	42
Gambar 3.9	Ilustrasi menunjukkan disipasi <i>overpressure</i> melalui sekuen yang lebih permeabel (dimodifikasi dari Swarbrick, 1997 dalam Ramdhan 2010).....	43
Gambar 3.10	Ilustrasi yang menunjukkan efek 'sentroid' yang menyebabkan tekanan pori di pasir menjadi lebih rendah dan lebih tinggi daripada tekanan pori regional di <i>mudrock</i> di dasar dan di atas badan pasir, masing-masing (dimodifikasi dari Bowers 2001 dalam Ramdhan 2010).....	44
Gambar 3.11	<i>Drainase reservoir lateral</i> yang menyebabkan <i>overpressure</i> pada batupasir kipas Palaeocene di Graben Tengah, Laut Utara (disederhanakan dari Dennis et al., 2000).....	45

Gambar 3.12	Kartun untuk menunjukkan profil kedalaman tekanan dan log <i>wireline</i> diantisipasi di mana <i>overpressure</i> disebabkan oleh <i>disequilibrium compaction</i> (Ramdhan 2010).....	46
Gambar 3.13	Kartun untuk menunjukkan profil kedalaman tekanan dan respon log <i>wireline</i> diantisipasi di mana <i>overpressure</i> karena <i>unloading</i> (Ramdhan 2010).....	47
Gambar 3.14	Properti penyimpanan dan pori-pori penghubung (setelah Bowers dan Katsube, 2002).....	48
Gambar 3.15	Panel atas: sonik kecepatan-densitas <i>cross-plot</i> seperti yang digunakan oleh Bowers (2001). Panel bawah: Densitas-sonik <i>transit time cross-plot</i> seperti yang digunakan oleh Dutta (2002).....	50
Gambar 3.16	Skema metode Eaton dan metode stres efektif. Dalam metode Eaton, tekanan pori diestimasi dengan membandingkan pembacaan log <i>wireline</i> (sonik dalam ilustrasi ini) dengan nilai log <i>wireline</i> yang diharapkan untuk <i>compacted mudrocks</i> yang normal pada kedalaman yang sama (Ramdhan, 2010).....	53
Gambar 3.17	Diagram konsep dasar inversi seismik (Sukmono,2000).....	54
Gambar 3.18	Diagram berbagai jenis model teknik inversi seismik (Sukmono,1999).....	56
Gambar 3.19	Contoh <i>picking semblance</i> (Bell,2002).....	58
Gambar 4.1	Posisi sumur dan data seismic di lapangan “Y”Sumatera Utara (Data Pusdatin ESDM 2019).	61
Gambar 4.2	Diagram alir penelitian.....	67

Gambar 4.3	Alur pembuatan <i>depth structure map</i> dan penampang tekanan pori.....	72
Gambar 5.1	Data log litologi pada sumur A1	75
Gambar 5.2	Data log litologi pada sumur A2	77
Gambar 5.3	Data log litologi pada sumur A3	78
Gambar 5.4	Data log litologi pada sumur A4	80
Gambar 5.5	Data log litologi pada sumur A5	81
Gambar 5.6	Profil tekanan normal pada sumur A1	82
Gambar 5.7	Profil tekanan normal pada sumur A2	83
Gambar 5.8	Profil tekanan normal pada sumur A3	83
Gambar 5.9	Profil tekanan normal pada sumur A4	84
Gambar 5.10	Profil tekanan normal pada sumur A5	84
Gambar 5.11	Profil tekanan <i>overburden</i> pada sumur A1	85
Gambar 5.12	Profil tekanan <i>overburden</i> pada sumur A2	86
Gambar 5.13	Profil tekanan <i>overburden</i> pada sumur A3	86
Gambar 5.14	Profil tekanan <i>overburden</i> pada sumur A4	87
Gambar 5.15	Profil tekanan <i>overburden</i> pada sumur A5	87
Gambar 5.16	Profil tekanan pori pada sumur A1	88
Gambar 5.17	Profil tekanan pori pada sumur A2	89
Gambar 5.18	Profil tekanan pori pada sumur A3	90

Gambar 5.19	Profil tekanan pori pada sumur A4	91
Gambar 5.20	Profil tekanan pori pada sumur A5	92
Gambar 5.21	Profil tekanan rekah pada sumur A1	93
Gambar 5.22	Profil tekanan rekah pada sumur A2	94
Gambar 5.23	Profil tekanan rekah pada sumur A3	95
Gambar 5.24	Profil tekanan rekah pada sumur A4	96
Gambar 5.25	Profil tekanan rekah pada sumur A5	97
Gambar 5.26	Profil tekanan vs kedalaman pada sumur A1	98
Gambar 5.27	Profil tekanan vs kedalaman pada sumur A2	100
Gambar 5.28	Profil tekanan vs kedalaman pada sumur A3	102
Gambar 5.29	Profil tekanan vs kedalaman pada sumur A4	103
Gambar 5.30	Profil tekanan vs kedalaman pada sumur A5	104
Gambar 5.31	Penentuan puncak overpressure sumur A1	106
Gambar 5.32	Plot silang Dutta Sonik vs Densitas A1	106
Gambar 5.33	Plot silang Bowers Velocity vs Densitas A1	107
Gambar 5.34	Penentuan puncak overpressure sumur A2	108
Gambar 5.35	Plot silang Dutta Sonik vs Densitas A2	109
Gambar 5.36	Plot silang Bowers Velocity vs Densitas A2	109
Gambar 5.37	Penentuan puncak overpressure sumur A3	111
Gambar 5.38	Plot silang Dutta Sonik vs Densitas A3	111

Gambar 5.39	Plot silang Bowers Velocity vs Densitas A3	112
Gambar 5.40	Penentuan puncak overpressure sumur A4	113
Gambar 5.41	Plot silang Dutta Sonik vs Densitas A4	114
Gambar 5.42	Plot silang Bowers Velocity vs Densitas A4	114
Gambar 5.43	Hasil well seismik tie pada sumur A1	116
Gambar 5.44	Hasil well seismik tie pada sumur A2	116
Gambar 5.45	Hasil well seismik tie pada sumur A3	117
Gambar 5.46	Hasil well seismik tie pada sumur A4	117
Gambar 5.47	Hasil well seismik tie pada sumur A5	118
Gambar 5.48	Hasil interpretasi patahan pada <i>line</i> seismik 2D	119
Gambar 5.49	Hasil intrerpretasi patahan dengan tampilan 3D	119
Gambar 5.50	Hasil intrerpretasi <i>fault</i> dan <i>horizon</i> seismik 2D	120
Gambar 5.51	<i>Depth structure</i> pada formasi Pra-tersier	121
Gambar 5.52	<i>Depth structure</i> pada formasi Belumai	122
Gambar 5.53	<i>Depth structure</i> pada formasi Baong (FS)	122
Gambar 5.54	<i>Depth structure</i> pada formasi Baong (MFS)	123
Gambar 5.55	<i>Depth structure</i> pada formasi Baong (SB)	123
Gambar 5.56	<i>Depth structure</i> pada formasi Keutapang	123
Gambar 5.57	<i>Depth structure</i> pada formasi Seurula	124
Gambar 5.58	<i>Depth structure</i> pada formasi Julu rayeu	124

Gambar 5.59	Perbandingan data kecepatan sumur A1 dengan data kecepatan interval seismik (V05ASH)	125
Gambar 5.60	<i>Model based</i> IA penampang seismik	126
Gambar 5.61	Inversi impedansasi akusitk	127
Gambar 5.62	Penampang kecepatan gelombang-p hasil inversi	127
Gambar 5.63	Penampang densitas	128
Gambar 5.64	Penampang gradient <i>overburden</i>	129
Gambar 5.65	Penampang tekanan pori dalam satuan ppg	130

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Rangkuman peneliti terdahulu di sekitar daerah penelitian.....	5
Tabel 4.1	Kelengkapan Data.....	64
Tabel 4.2	Waktu Penelitian.....	73