

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
PRAKATA.....	v
ABSTRAK.....	vi
<i>ABSTRACT</i>.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvii
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG.....	xvii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Batasan Masalah	4
1.5 Lokasi Penelitian	5
1.5.1 Struktur Dan Tektonik Regional	6
1.5.2 Stratigrafi Regional	9
1.5.3 <i>Petroleum System</i>	12
1.6 Luaran Penelitian.....	15
1.7 Manfaat Penelitian.....	15
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN LANDASAN TEORI	17
2.1 Tinjauan Pustaka.....	17

2.2	Landasan Teori.....	19
2.2.1	Sifat Fisik Batuan <i>Reservoir</i>	19
2.2.1.1	Porositas	20
2.2.1.2	Permeabilitas.....	24
2.2.1.3	Saturasi Fluida	29
2.2.2	Sifat Fisik Fluida <i>Reservoir</i>	29
2.2.2.1	Faktor Volume Formasi Minyak.....	29
2.2.2.2	Kelarutan Gas dalam Minyak (Rs).....	32
2.2.2.3	Viskositas Minyak	33
2.2.3	Metode <i>Decline Curve Analysis</i>	34
2.2.4	Jenis <i>Decline Curve</i>	38
2.2.4.1	<i>Exponential Decline curve</i>	38
2.2.4.2	<i>Hyperbolic Decline curve</i>	39
2.2.4.3	<i>Harmonic Decline curve</i>	41
2.2.5	Penentuan Tipe <i>Decline curve</i>	42
2.2.5.1	<i>Metode Trial Error and X2 Chisquare-Test</i>	42
2.2.5.1	<i>Metode Loss – Ratio</i>	43
2.2.6	Kumulatif Produksi (Np).....	45
2.2.7	Estimate Ultimate Recovery	45
2.2.8	<i>Ultimate Recovery (UR)</i>	45
2.2.9	<i>Recovery Factor</i>	46
2.2.10	Perencanaan Pengembangan Lapangan	47
2.2.11	Perencanaan Titik Serap	48
2.2.11.1	<i>Hydrocarbon Pore Volume (HCPV)</i>	49
2.2.11.2	<i>Moveable Oil</i>	50
2.2.12	Penentuan Radius Pengurasan Sumur.....	50
2.2.13	Penentuan Laju Alir Awal Sumur (Qi).....	52
2.2.13.1	<i>Inflow performance relationship</i>	52
2.2.13.2	<i>Generalized Vogel IPR</i>	53
2.2.13.3	<i>Outflow Performance Relationship</i>	55

2.2.13.4	<i>Electrical Submersible Pump</i>	56
2.2.13.5	<i>Screening Criteria</i>	57
2.2.14	Analisa Keekonomian	59
2.2.14.1	<i>Base Split</i>	59
2.2.14.2	<i>Variabel Split</i>	59
2.2.14.3	Parameter Utama Perhitungan <i>PSC Gross Split</i>	62
2.2.14.4	<i>Net Present Value (NPV)</i>	63
2.2.14.5	Waktu Pengembalian Modal (<i>Pay Out Time / POT</i>).....	64
2.2.14.6	<i>Internal Rate of Return (IRR)</i>	64
2.2.14.7	<i>Profit to Investment Ratio (PIR)</i>	65
2.2.14.8	<i>Discounted Profit to Investment Ratio (DPIR)</i>	65
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		65
3.1	Metode Penelitian	65
3.2	Tahapan Penelitian.....	65
3.2.1	Pengumpulan Data	65
3.2.2	Pengolahan Data dan Analisis.....	66
BAB IV PENGOLAHAN DAN PENYAJIAN DATA		69
4.1	Pengolahan Data Lapangan Produksi.....	69
4.2	Input <i>Database</i> pada Microsoft Access.....	69
4.3	Peta Persebaran <i>Reservoir Properties</i> pada Lapisan “AED”	70
4.4	Peta Persebaran Cadangan	75
4.4.1	Peta Persebaran HCPV.....	75
4.4.2	Peta Persebaran <i>Moveable Oil</i>	76
4.5	Peta Persebaran <i>Pressure</i>	77
4.6	Perhitungan <i>Radius of Drainage</i>	78
4.7	Input <i>Bubble Map Drainage</i> di <i>Software</i>	79
4.8	Pembuatan Chan Plot untuk Sumur di Lapisan “AED” Lapangan “ABI”	80
4.9.1	Chan Plot ITE-01	80
4.9.2	Chan Plot ITE-02	81

4.9	Perhitungan <i>Recovery Factor</i> , <i>Remaining Reserve</i> , dan <i>Ultimate Recovery</i> lapisan “AED”	81
4.10	Pembuatan DCA untuk <i>Basecase</i>	82
4.11	Perhitungan RF untuk <i>Basecase</i>	86
4.12	Penentuan Titik Infill.....	87
4.13	Penentuan Qi Sumur Infill.....	95
4.14.1	Pembuatan IPR.....	96
4.14.2	Pembuatan <i>Nodal Analysis</i> untuk <i>Natural Flow</i>	97
4.14.3	<i>Screening Criteria</i> untuk penggunaan <i>Artificial lift</i>	98
4.14.4	Input data untuk <i>Artificial lift</i> pada PIPESIM.....	98
4.14	DCA untuk Skenario Pengembangan	102
4.15	Hasil Analisis Keekonomian	104
4.15.1	Asumsi yang Digunakan	104
4.15.2	Perhitungan Keekonomian Lapisan “AED” Lapangan “ABI”	105
4.15.3	Penentuan <i>Cash flow</i> Skenario Pengembangan.....	106
4.15.4	Analisis Indikator Keekonomian	111
4.15.5	<i>Summary</i> Keekonomian Skenario Pengembangan	113
4.16	Sensitivitas <i>Keekonomian</i>	115
BAB V PEMBAHASAN		119
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....		129
6.1	Kesimpulan	129
6.2	Saran	130
DAFTAR PUSTAKA		131
LAMPIRAN.....		134

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1 Peta lokasi penelitian lapisan “AED” lapangan “ABI”	6
Gambar 1.2 Persebaran struktur regional Cekungan Sumatera Tengah Coastal Plains Block	7
Gambar 1.3 Tektonostratigrafi Cekungan Sumatera Tengah.....	9
Gambar 1.4 Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah.....	14
Gambar 2.1. Bentuk Butiran.....	22
Gambar 2.2. Kemasan Butiran	22
Gambar 2.3. Sortasi Batuan	23
Gambar 2.4. Sementasi Batuan.....	23
Gambar 2.5. Kompaksi Batuan	24
Gambar 2.6. Ilustrasi Asumsi Darcy.....	25
Gambar 2.7. Kurva Permeabilitas Efektif untuk Sistem Minyak dan Air	28
Gambar 2.8 Perbandingan Antara Faktor Volume Formasi Minyak dengan <i>Flash Liberation</i> dan <i>Differential Liberation</i>	31
Gambar 2.9 Hubungan Faktor Volume Formasi Minyak dengan Tekanan	32
Gambar 2.10 Kelarutan Gas dalam Minyak sebagai Fungsi Tekanan	33
Gambar 2.11 Hubungan Viskositas Minyak dengan Tekanan <i>Reservoir</i>	33
Gambar 2.12 Grafik q vs t pada <i>Decline curve</i>	35
Gambar 2.13 Grafik q vs N_p pada <i>Decline curve</i>	35
Gambar 2.14 Grafik q vs t pada <i>Decline Curve</i>	37
Gambar 2.15 <i>Basic elements of the Electric Submersible Pump</i>	57
Gambar 2.15 Screening Criteria dari Weatherford. (Weatherford, 2017).....	58
Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> Penelitian	68
Gambar 3.2 <i>Flowchart</i> Penelitian (lanjutan)	69
Gambar 4.1 Pengolahan Data untuk <i>Header</i>	70

DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)

	Halaman
Gambar 4.2 Pengolahan Data untuk <i>History Production</i>	70
Gambar 4.3 Peta <i>Contour</i> Lapangan	71
Gambar 4.4 Peta persebaran permeabilitas	72
Gambar 4.5 Peta persebaran <i>NetPay</i>	73
Gambar 4.6 Peta Persebaran Saturasi Minyak	74
Gambar 4.7 Peta persebaran porositas.....	75
Gambar 4.8 Peta Persebaran HCPV	76
Gambar 4.9 Peta Persebaran <i>Moveable Oil</i>	77
Gambar 4.10 Peta Persebaran <i>Pressure</i>	78
Gambar 4.11 <i>Bubble Map</i> pengurusan sumur existing pada peta contour.....	79
Gambar 4.12 <i>Chan Diagnostic Plot</i> ITE-01	80
Gambar 4.13 Contoh <i>Chan Diagnostic Plot</i> untuk Multilayer Channeling	80
Gambar 4.14 <i>Chan Diagnostic Plot</i> ITE-02	81
Gambar 4.15 Pengambilan tren penurunan produksi.....	83
Gambar 4.16 Grafik <i>Basecase</i> for low estimation	84
Gambar 4.17 Grafik <i>Basecase</i> for low estimation (zoom in).....	84
Gambar 4.18 Grafik <i>Basecase</i> for high estimation	85
Gambar 4.19 Grafik <i>Basecase</i> for high estimation (Zoom in)	85
Gambar 4.20 Titik Infill pada Peta Persebaran <i>Net Pay</i>	88
Gambar 4.21 Titik Infill pada Peta Persebaran <i>Moveable Oil</i>	89
Gambar 4.22 Titik Infill pada Peta Persebaran <i>Pressure</i>	90
Gambar 4.23 Titik Infill pada Peta Persebaran <i>Porosity</i>	91
Gambar 4.24 Titik Infill pada Peta Persebaran <i>Soil</i>	92
Gambar 4.25 Titik Infill pada Peta Persebaran <i>permeability</i>	93

DAFTAR GAMBAR (Lanjutan)

	Halaman
Gambar 4.26 Titik Infill pada Peta Contur	94
Gambar 4.27 Grafik IPR pada sumur infill baru.....	96
Gambar 4.28 Grafik IPR dan VLP	97
Gambar 4.29 Sensitivitas untuk frekuensi ESP.....	101
Gambar 4.30 Sensitivitas untuk <i>Stages</i> ESP	101
Gambar 4.31 <i>Pump Curve Performance for ESP</i>	102
Gambar 4.32 DCA Skenario Pengembangan.....	103
Gambar 4.33 Sensitivitas pada NCF.....	117
Gambar 4.34 Sensitivitas pada NPV	117
Gambar 4.35 Sensitivitas pada IRR	118
Gambar 4.36 Sensitivitas pada PIR.....	118
Gambar 4.37 Sensitivitas pada DPIR.....	119
Gambar 4.38 Sensitivitas pada POT	119
Gambar B.1 Production Profile ITE-01	137
Gambar B.2 Production Cumulative ITE-01	137
Gambar B.3 Production Profile ITE-02	138
Gambar B.4 Production Cumulative ITE-02	138
Gambar B.5 Production Profile Field.....	139
Gambar B.6 Production Profile Field.....	139
Gambar E.1 Well Schematic Infill.....	145
Gambar F.1 Esp Data Detail in PIPESIM	146
Gambar G.1 Well P-T Profile for ESP	147
Gambar H.1 Nodal for ESP	147
Gambar I.2 Bubble Map	146
Gambar I.2 Bubble Map Infill Well.....	147

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1	Klasifikasi besar porositas (<i>Koesoemadinata, 1980</i>) 21
Tabel 2.2	Persamaan-persamaan <i>Decline curve</i> 38
Tabel 2.3	<i>Variable Split PSC Gross Split</i> 60
Tabel 2.4	<i>Progressive Split PSC Gross Split</i> 61
Tabel 4.1	Contoh Hasil Pengolahan Histori Produksi Lapisan “AED” pada Microsoft Excel..... 69
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan <i>Radius of Drainage</i> 78
Tabel 4.3	Hasil perhitungan RF, RR, dan UR pada Lapisan “AED”..... 82
Tabel 4.4	Data <i>Basecase Low</i> 86
Tabel 4.5	Data <i>Basecase High</i> 86
Tabel 4.6	Perhitungan RR dan RF pada <i>Basecase</i> 86
Tabel 4.7	Rekomendasi Titik Infill Lapisan “AED”..... 95
Tabel 4.8	Reservoir Parameter for each well..... 95
Tabel 4.9	Tabel hasil Q untuk tiap Pwf..... 97
Tabel 4.10	Hasil Screening Criteria <i>Artificial lift</i> 98
Tabel 4.11	Hasil hitungan data tambahan 99
Tabel 4.12	Hasil <i>software</i> untuk <i>Qinitial</i> 102
Tabel 4.14	Detail Data DCA Skenario Pengembangan 103
Tabel 4.15	Perbandingan waktu penguran setiap skenario..... 103
Tabel 4.16	<i>Annual Production</i> Skenario Pengembangan 104
Tabel 4.17	Biaya Investasi Awal Skenario Pengembangan..... 106
Tabel 4.17	Summary Analisa Keekonomian..... 114
Tabel 4.18	Hasil Sensitivitas NCF..... 115
Tabel 4.19	Hasil Sensitivitas NPV..... 116
Tabel 4.20	Hasil Sensitivitas IRR..... 116

DAFTAR TABEL

(Lanjutan)

	Halaman
Tabel 4.21	Hasil Sensitivitas PIR 116
Tabel 4.22	Hasil Sensitivitas DPIR..... 116
Tabel 4.23	Hasil Sensitivitas POT 116
Tabel A.1	Pengolahan Data Lapangan Sumur ITE-01..... 135
Tabel A.2	Pengolahan Data Lapangan Sumur ITE-02..... 136
Tabel C.1	Low Estimate Basecase..... 140
Tabel C.2	Production for low estimate basecase 140
Tabel C.3	High Estimate Basecase 141
Tabel C.4	Production for High Basecase 141
Tabel C.5	Forecast Scenario 142
Tabel C.6	Production For Forecast Scenario 142
Tabel I.1	Perhitungan Re pada tiap sumur..... 146
Tabel J.1	Perhitungan untuk depresiasi menggunakan decline baloon 148
Tabel K.1	Detail perhitungan Skenario pengembangan..... 149
Tabel L.1	Sensitivitas Oil Price 80%..... 151
Tabel L.2	Sensitivitas Oil Price 120%..... 152
Tabel L.3	Sensitivitas Investment 80%..... 153
Tabel L.4	Sensitivitas Investment 120%..... 154
Tabel L.5	Sensitivitas OPEX 80% 155
Tabel L.6	Sensitivitas OPEX 120% 156
Tabel L.7	Sensitivitas Oil Produce 80%..... 157
Tabel L.8	Sensitivitas Oil Produce 120%..... 158

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
LAMPIRAN A Contoh Pengolahan Data Produksi.....	135
LAMPIRAN B Production Profile Sumur ITE-01 dan ITE-02	137
LAMPIRAN C Hasil Perhitungan <i>Software</i> untuk <i>Basecase</i> dan <i>Forecast</i> <i>Skenario</i>	140
LAMPIRAN D Pehitungan AOFP	143
LAMPIRAN E <i>Well Schematic</i> Sumur <i>Infill</i>	145
LAMPIRAN F ESP Data Detail.....	146
LAMPIRAN G <i>Well P-T Profile</i>	147
LAMPIRAN I Perhitungan dan Penempatan Re Sumur Infill	146
LAMPIRAN J Perhitungan Depresiasi Selama 5 Tahun	148
LAMPIRAN K Detail Perhitungan Gross Split	149
LAMPIRAN L Sensitivitas Ekonomi.....	151

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
DCA	<i>Decline Curve Analysis</i>	2
EUR	<i>Estimate Ultimate Recovery</i>	2
NPV	<i>Net Present Value</i>	2
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>	2
PIR	<i>Profitability Index Ratio</i>	2
POT	<i>Pay Out Time</i>	2
ESP	<i>Electric Submersible Pump</i>	13
RF	<i>Recovery Factor</i>	14
DPIR	<i>Discounted Profit to Investment Ratio</i>	14
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>	15
P	<i>Pressure</i>	21
T	<i>Temperature</i>	17
Cp	<i>Centipoise</i>	22
atm	<i>Atmosfir</i>	22
So	<i>Oil Saturation</i>	24
Sw	<i>Water Saturation</i>	24
Sg	<i>Gas Saturation</i>	25
Pb	<i>Preesure Bubble Point</i>	25
Pi	<i>Pressure Initial</i>	27
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>	27
API	<i>America Petroleum Insititute</i>	28
UR	<i>Ultimate Recovery</i>	41
Pa	<i>Pressure Abandonment</i>	42
HCPV	<i>Hydrocarbon Pore Volume</i>	44
Sor	<i>Residual Oil Saturation</i>	45

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>	45
IPR	<i>Inflow performance relationship</i>	48
VLP	<i>Vertical Lift Performance</i>	48
PWF	<i>Pressure Well Flowing</i>	48
PVT	<i>Pressure, Volume, and Temperature</i>	49
OPR	<i>Outflow Performance Relationship</i>	51
S	Skin	51
TDH	<i>Total Dynamic Head</i>	52
BFPD	<i>barrels of fluid per day</i>	53
PSC	<i>Production Sharing Contract</i>	54
POD	<i>Plan Of Development</i>	54
WK	Wilayah Kerja	54
TKDN	Tingkat Komponen Dalam Negeri	56
ICP	<i>Indonesian Crude Price</i>	56
KKS	Kontrak Kerja Sama	57
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>	57
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>	57
KKKS	Kontraktor Kerja Sama	57
DMO	<i>Domestic Market Obligation</i>	57
PI	<i>Profitability Index</i>	60
OFM	<i>Oilfield Manager</i>	61
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>	62
BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>	77
SRP	<i>Sucker Rod Pump</i>	80
PCP	<i>Progressive Cavity Pump</i>	80
SFL	<i>Static Fluid Level</i>	81
DFL	<i>Dynamic Fluid Level</i>	81
PSD	<i>Pump Setting Depth</i>	81
HP	<i>Horse Power</i>	84

CSR	<i>Corporate Social Responsibility</i>	91
BHP	<i>Bottom Hole Temperature</i>	102
BEP	<i>Best Efficiency Point</i>	104
WC	<i>Water Cut</i>	105
LAMBANG		
b	<i>Decline Exponent</i>	15
Di	Decline Rate	15
Q	Laju Produksi	16
X^2	Chi-Square	16
Φ	Porositas	12
μ	Viskositas	21
A	Luas Penampang	21
L	Panjang	21
k	Permeabilitas	23
Bt	Faktor Volume Formasi Total	25
Bo	Faktor Volume Formasi Minyak	26
Bg	Faktor Volume Formasi Gas	26
Rs	Kelarutan Gas	26
γ_o	<i>Specific gravity</i> minyak	26
γ_g	<i>Specific gravity</i> gas	26
Np	Kumulatif Produksi Minyak	30
Gp	Kumulatif Produksi Gas	30
Z	Faktor Deviasi Gas	30
e	Bilangan Logaritma	35
α	<i>Loss-Ratio</i>	39
h	Ketebalan Lapisan <i>Net Pay</i>	45
Re	<i>Radius of Drainage</i>	74
F	<i>Fahrenheit</i>	80

\$	US Dollar	88
----	-----------	----