

DAFTAR ISI

	Halaman
COVER.....	i
LEMBAR PENGESAHAN....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR.....	v
RINGKASAN.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang Masalah.....	1
1.2. Maksud dan Tujuan.....	2
1.3. Batasan Masalah.....	2
1.4. Metodologi	2
1.5. Sistematika Penulisan.....	4
1.6. Hasil Analisa	5
BAB II TINJAUAN LAPANGAN UMUM	6
2.1. Sejarah PT. Pertamina EP Asset 5	6
2.2. Letak Geografis	7
2.3. Geologi Regional Lapangan Merapi	7
2.3.1. Struktur Lapangan Merapi	7
2.3.2. Sistem Petroleum Cekungan Barito.....	10
2.3.3. Stratigrafi Lapangan Merapi.....	11
2.3.4. Kondisi Reservoir	13
2.4. Sejarah Sumur G-027	17
BAB III DASAR TEORI	19

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	Halaman
3.1. Kerusakan Formasi.....	19
3.1.1. Sebab Terjadinya Kerusakan Formasi.....	19
3.1.1.1. Kerusakan Sebelum Tahap Produksi.....	19
3.1.1.1.1. Pengaruh Invasi Filtrat Fluida.....	20
3.1.1.1.2. Pengaruh Invasi Partikel Padat.....	21
3.1.1.2. Kerusakan Formasi Selama Tahap Produksi.....	22
3.1.1.2.1. Endapan Scale.....	22
3.1.1.2.2. Endapan <i>Paraffin/Wax</i>	28
3.1.1.2.3. Penanggulangan <i>Paraffin/Wax</i>	28
3.1.2. Sebab Terjadinya Kerusakan Formasi.....	29
3.1.2.1. <i>Drill Stem Test</i>	29
3.1.2.1.1. Tujuan dan Kegunaan <i>Drill Stem Test</i>	31
3.1.2.1.2. Analisa Data-data Hasil <i>Drill Stem Test</i>	31
3.1.2.2. <i>Pressure Test</i>	29
3.1.2.2.1. <i>Pressure Build Up Test</i>	31
3.1.2.2.2. <i>Pressure Drawdown Test</i>	31
3.2. Alokasi Produksi	38
3.2.1. Metode Kapasitas Aliran (kh)	38
3.3. Aliran Fluida dalam Media Berpori	39
3.3.1. <i>Productivity Index (PI)</i>	41
3.3.2. <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	41
3.3.2.1. Kurva <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i> Satu fasa.....	42
3.3.2.2. Kurva <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i> Dua fasa	42
3.3.2.3. Kurva <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i> Tiga fasa.....	42

DAFTAR ISI

(Lanjutan)

	Halaman
3.4. <i>Acidizing</i>	46
3.4.1. Pengertian <i>Acidizing</i>	46
3.4.2. Alasan dan Tujuan di lakukan <i>Acidizing</i>	46
3.4.3. Klasifikasi <i>Acidizing Method</i>	47
3.4.3.1. <i>Acid Washing</i>	47
3.4.3.2. <i>Matrix Acidizing</i>	47
3.4.3.3. <i>Acid Fracturing</i>	47
3.5. Teori Dasar <i>Matrix Acidizing</i>	48
3.5.1. Pengertian <i>Matrix Acidizing</i>	48
3.5.2. Alasan dan Tujuan dilakukan <i>Matrix Acidizing</i>	49
3.5.3. Jenis-jenis <i>Acidizing</i>	50
3.5.3.1. <i>Mineral Acid</i>	50
3.5.3.2. <i>Organic Acid</i>	53
3.5.3.3. <i>Powdered Acid</i>	54
3.5.3.4. <i>Mixed Acid</i>	54
3.5.3.5. <i>Retarded Acid</i>	55
3.5.4. Faktor yang di Pertimbangkan Dalam Pemilihan Asam	55
3.5.4.1. Reaksi Asam dengan Batuan.....	55
3.5.4.2. Keseimbangan Reaksi Asam Dengan Batuan	56
3.5.4.3. Laju Reaksi Asam	56
3.5.4.4. Penyebaran Asam di dalam Media Berpori.....	57
3.5.5. Jenis-jenis Additif	57
3.5.5.1. Surfactant	58
3.5.5.2. Mutual Solvent.....	59
3.5.5.3. Suspending Agent	60
3.5.5.4. Corrosion Inhibitor.....	60
3.5.5.5. Iron Control Additives	61

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.5.5.6. Diverting Agent.....	62
3.5.5.7. Alcohol.....	63
3.5.5.8. Arimatic Solvent	63
3.5.5.9. Clay Stabilizer	64
3.5.6. Pemilihan Calon Sumur Untuk <i>Matrix Acidizing</i>	65
3.6. Perencanaan Penerapan Stimulasi <i>Matrix Acidizing</i>	65
3.6.1. Pemilihan Jenis Asam dan Additive	65
3.6.1.1. <i>Solubility Test</i>	66
3.6.1.2. <i>Compatibility Test</i>	66
3.6.1.3. Pemilihan Jenis Asam dan Additive untuk Formasi Batupasir	67
3.6.1.4. Pemilihan Jenis Asam dan Additive untuk Formasi Karbonat.....	72
3.6.2. Stokiometri Reaksi Asam dan Batuan	72
3.6.3. <i>Main Treatment Design</i>	75
3.6.3.1. <i>Gravimetric Dissolving Power</i> (β).....	75
3.6.3.2. <i>Dissolving Power Volumetric</i> (X)	75
3.6.3.3. Penentuan Gradien Rekah Formasi.....	75
3.6.3.3.1. Penentuan Secara Langsung.....	76
3.6.3.3.2. Penentuan Secara Tidak Langsung.....	76
3.6.3.4. Penentuan Tekanan Rekah Formasi	79
3.6.3.5. Penentuan Tekanan Hidrostatik Asam	80
3.6.3.6. Penentuan Tekanan Injeksi Maksimum di Permukaan (Pompa)	80
3.6.3.7. Penentuan Laju Injeksi Asam Mksimum di Permukaan.....	82
3.6.3.8. Penentuan Volume Injeksi Asam	83

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.6.3.9. Penentuan Volume Injeksi Asam	85
3.7. Teknik Penempatan Asam.....	85
3.7.1. Prosedure Treatment Formasi Karbonat	87
3.8. Evaluasi Keberhasilan Stimulasi <i>Matrix Acidizing</i>	87
3.8.1. Evaluasi Berdasarkan Parameter Laju Alir Produksi	88
3.8.2. Evaluasi Berdasarkan Parameter Produktivity Index	88
3.8.3. Evaluasi Berdasarkan Parameter Faktor Skin.....	89
3.8.4. Evaluasi Berdasarkan Decline Rate (D)	89
3.8.5. Evaluasi Kurva Inflow Performance Relationship	91
3.8.6. Evaluasi Berdasarkan Flow Efficiency.....	92
3.8.7. Evaluasi Berdasarkan Parameter Damage Ratio	92
3.8.8. Evaluasi Berdasarkan Wellbore Apparent.....	92
BAB IV EVALUASI PELAKSANAAN MATRIX ACIDIZING	94
4.1. Pelaksanaan <i>Matrix Acidizing</i> Lapisan D pada Sumur G-027	95
4.1.1. Data Sumur dan Reservoir Sebelum <i>Matrix Acidizing</i>	95
4.1.2. Metode Pelaksanaan <i>Matrix Acidizing</i>	96
4.1.3. Tahapan Pelaksanaan Pengasaman Matriks	96
4.1.3.1. <i>Injectivity Test</i>	97
4.1.3.2. <i>Mixing</i>	98
4.1.3.3. <i>Preflush</i>	98
4.1.3.4. <i>Design Matrix Acidizing</i>	98
4.1.3.5. <i>Overflush</i>	106
4.2. Evaluasi Hasil Pelaksanaan <i>Matrix Acidizing</i>	106
4.2.1. Evaluasi Berdasarkan Parameter Laju Alir Produksi	106
4.2.2. Evaluasi Berdasarkan Parameter Produktivity Index	107
4.2.3. Evaluasi Kurva Inflow Performance Relationship	108
4.2.4. Evaluasi Berdasarkan Parameter Skin	110

4.2.5. Evaluasi Berdasarkan Flow Efficiency.....	111
4.3. Perbandingan Sebelum dan Sesudah <i>Matrix Acidizing</i>	111
BAB III PEMBAHASAN	113
BAB III KESIMPULAN	117
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. Workflow Evaluasi Matrix Acidizing Sumur G-027.....	4
Gambar 2.1. Peta Wilayah Kerja Pertambangan	7
Gambar 2.2. Peta Lokasi Blok Merapi Struktur Tektonik Cekungan Barito...	8
Gambar 2.3. Peta Posisi Cekungan Barito dan Cekungan Kutai.....	8
Gambar 2.4. Evolusi Tektonik Cekungan Barito	9
Gambar 2.5. Kolom Stratigrafi Formasi Lapangan Merapi	11
Gambar 2.6. Kolom Stratigrafi Cekungan Barito.....	12
Gambar 2.7. Pembagian Lapisan dan Karakteristik Reservoir A, B, C, D	17
Gambar 2.8. Sejarah Produksi Sumur G-027	18
Gambar 3.1. Contoh Hasil Analisa Air Formasi	27
Gambar 3.2. Skema Drill Stem Test	30
Gambar 3.3. Kurva Pressure Build Up Test.....	34
Gambar 3.4. Model Reservoir dan Kerusakan disekitar Lubang Sumur.....	35
Gambar 3.5. Kurva Pressure Drawdown Test.....	37
Gambar 3.6. Kurva IPR Satu Fasa	42
Gambar 3.7. Kurva IPR Dua Fasa	43
Gambar 3.8. Ilustrasi Stimulasi Matrix Acidizing	48
Gambar 3.9. Skema Sumur Yang Mengalami Kerusakan Pada Reservoir Terbatas	49
Gambar 3.10. Tekanan Alir Dasar Sumur Pada Kondisi Ideal dan Aktual.....	50
Gambar 3.11. Pengaruh Temperature Terhadap Laju Reaksi HCl – CaCO ₃	56
Gambar 3.12. Pengaruh Konsentrasi Terhadap Laju Reaksi HCl – CaCO ₃	57
Gambar 3.13. Skema Pemilihan Asam Untuk Masalah Silt dan Clay Yang Terjadi Selama Produksi.....	70
Gambar 3.14. Skema Pemilihan Asam Untuk Masalah Silt dan Clay Yang Terjadi Akibat Operasi Kompleksi	71
Gambar 3.15. Hasil <i>Leak – off</i> test Dari Suatu Data	76

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

	Halaman
Gambar 3.16. Gradient Tekanan Rekah Maksimum dan Minimum Secara Grafis Metode Hubbert dan Willis	78
Gambar 3.17. Gradient Hidrostatik Asam HCl	81
Gambar 3.18. Penentuan Viskositas Asam	83
Gambar 3.19. Volume Fluida Treatment Untuk Berbagai Nilai Porositas	85
Gambar 3.20. Tahapan Penginjeksian Asam.....	86
Gambar 4.1. Performa Produksi Sumur G-027 Before	94
Gambar 4.2. Performa Produksi Lapisan D pada Sumur G-027 Before	95
Gambar 4.3. Performa Produksi Lapisan D Sumur G-027.....	107
Gambar 4.4. Grafik IPR Lapisan D Sumur G-027	108
Gambar 4.5. Trend Produksi Sebelum dan Setelah Matrix Acidizing	110
Gambar 4.6. Grafik Q_o vs N_p	110

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel II-1. Karakteristik Reservoir Lapangan Merapi	13
Tabel III-1. Kandungan Ion Dalam Air Formasi Penyebab Endapan Scale	23
Tabel III-2. Faktor Konversi Konsentrasi Ion Menjadi Kekuatan Ion.....	26
Tabel III-3. Konstanta Cn Untuk Masing-masing An.....	45
Tabel III-4. Reaksi Diantara HCl Dengan Beberapa Mineral Batuan.....	51
Tabel III-5. Reaksi Diantara HF Dengan Beberapa Mineral Batuan	52
Tabel III-6. Aplikasi Mutual Solvent	60
Tabel III-7. Aplikasi Aromatic Solvent.....	64
Tabel III-8. Panduan Pemilihan Mud Acid Menurut McLeod.....	67
Tabel III-9. Panduan Pemilihan HCl Menurut R.L Thomas	68
Tabel III-10. Panduan Pemilihan Clay Acid Menurut R.L Thomas	69
Tabel III-11. Panduan Pemilihan Asam Untuk Formasi Karbonat	72
Tabel III-12. Berat Molekul Komponen Kimia	73
Tabel III-13. Dissolving Power Berbagai Konsentrasi Asam.....	74
Tabel III-14. Specific Gravity HCl	75
Tabel IV-1. Data Komposisi Preflush	98
Tabel IV-2. Data Penentuan Tekanan Rekah Formasi	100
Tabel IV-3. Data Penentuan Tekanan Hidrostatik Asam	100
Tabel IV-4. Data Penentuan Tekanan Injeksi Pompa Maksimum	101
Tabel IV-5. Data Penentuan Tekanan Injeksi Asam	102
Tabel IV-6. Data Penentuan Laju Injeksi Maksimum.....	102
Tabel IV-7. Data Perhitungan Volume Asam	102
Tabel IV-8. Data Komposisi Main Acid (Total Volume 16,3 bbl)	105
Tabel IV-9. Data Komposisi Main Acid (Total Volume 22 bbl).....	105
Tabel IV-10. Perbandingan Perhitungan Parameter Operasi	106
Tabel IV-11. Tabulasi Data Perbandingan Sebelum & Sesudah Matrix Acid ..	112

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A <i>Splitting</i> Produksi
LAMPIRAN B <i>Inflow Performance Relationship</i>
LAMPIRAN C <i>Productivity Index dan Skin</i>
LAMPIRAN D <i>Flow Efficiency</i>
LAMPIRAN E <i>Well Profile</i>
LAMPIRAN F <i>Decline Curve Analysis</i>