

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH	iv
HALAMAN PERSEMBAHAN	v
PRAKATA	vi
RINGKASAN	vii
<i>ABSTRACT</i>	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
DAFTAR LAMPIRAN	xvi
DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG	xvii
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Maksud dan Tujuan	2
I.3 Batasan Masalah	3
I.4 Metodologi	3
I.5 Sistematika Penulisan	5
BAB II TINJAUAN UMUM LAPANGAN KAISEN	6
II.1 Letak Geografis Lapangan Kaisen	6
II.2 Geologi regional	7
II.2.1 Kerangka Tektonik	7
II.2.2 Stratigrafi Regional	8
II.3 <i>Petroleum System</i> Lapangan Kaisen	10
II.3.1 <i>Source rock</i>	10
II.3.2 <i>Reservoir</i>	11
II.3.3 <i>Trap dan Cap Rock</i>	11
II.3.4 <i>Migration</i>	12
II.4 Riwayat Sumur RAG Lapangan Kaisen	12
BAB III TEORI DASAR <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	15
III.1 Mekanika Batuan	15

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
III.1.1 <i>stress dan strain</i>	16
III.1.2 <i>Modulus Young (E)</i>	18
III.1.3 <i>Poisson Ratio (v)</i>	19
III.1.4 <i>Modulus Shear</i>	20
III.1.5 <i>Modulus Bulk</i>	21
III.1.6 <i>Insitu Stress</i>	22
III.1.7 <i>Arah Rekahan</i>	24
III.2 Geometri Rekahan	25
III.2.1 Model Radial	25
III.2.2 Model PKN dan KGD	26
III.3 Rheologi Fluida Perekah	32
III.3.1 Viskositas	32
III.3.2 Perilaku Fluida	32
III.3.2.1 Fluida <i>Newtonian</i>	33
III.3.2.2 Fluida <i>Non-Newtonian</i>	33
III.3.3 Pola Aliran Fluida	34
III.3.4 <i>Leak off/ Fluid Loss</i>	36
III.3.5 Hidrolika Fluida Perekah	38
III.3.5.1 <i>Pressure loss</i> pada aliran fluida perekah	38
III.3.5.2 Perhitungan fluida perekah	40
III.3.5.3 <i>Horse Power</i> Pompa	41
III.4 Fluida Perekah dan <i>additives</i>	41
III.5 <i>Proppant</i>	50
III.5.1 <i>Proppant Pack Conductivity</i>	51
III.5.2 Sifat Fisik <i>Proppant</i>	51
III.5.3 Jenis-Jenis <i>Proppant</i>	55
III.5.4 Transportasi <i>Proppant</i>	59
III.5.5 Massa <i>Proppant</i>	60
III.6 Evaluasi Indeks Produktivitas (PI)	60
III.6.1 Metode Prats	60

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
III.6.2 Metode <i>Mcguire-Sikora</i>	61
III.6.3 Metode <i>Cinco-Ley, Samaniego and Dominguez</i>	62
III.7 Pelaksanaan <i>Hydraulic Fracturing</i>	64
III.7.1 <i>Breakdown Test</i>	65
III.7.2 <i>Step Rate Test</i>	66
III.7.3 <i>Minifrac</i>	66
III.7.4 <i>Re-design Simulation</i>	66
III.7.5 <i>Main Frac</i>	67
III.8 Penentuan <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	68
III.8.1 Kurva IPR Tiga Fasa Metode Wiggins	69
III.9 Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> dengan <i>software Fraccade</i>	70
BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN HASIL PERENCANAAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	73
IV.1 Preparasi Data Untuk Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> Sumur RAG	74
IV.2 Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> Sumur RAG Dengan Perhitungan Manual	78
IV.2.1 Perhitungan Geometri Rekahan	78
IV.2.2 Perhitungan Volume Fluida Perekah	81
IV.2.3 Perhitungan Massa Proppant dan Ukuran <i>Proppant</i>	84
IV.2.4 Perhitungan Tekanan Injeksi dan <i>Pumping rate</i>	85
IV.2.4.1 Perhitungan Tekanan Injeksi	85
IV.2.4.2 Penentuan <i>Pumping rate</i>	88
IV.3 Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> Sumur RAG Dengan <i>simulator fraccade</i>	88
IV.3.1 Desain Geometri Rekahan	88
IV.3.2 Penentuan <i>Proppant</i>	89
IV.3.2.1 Jenis <i>Proppant</i>	90
IV.3.2.2 Ukuran <i>Proppant</i>	91
IV.3.2.3 Massa <i>Proppant</i>	91
IV.3.3 Penentuan Fluida Perekah	92

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
IV.3.3.1 Jenis Fluida Perekah	92
IV.3.3.2 Komposisi Fluida Perekah	93
IV.3.3.3 Volume Fluida Perekah	95
IV.3.3.4 <i>Pumping Schedule</i> dan <i>Proppant Transport</i>	95
IV.4 Analisa Keberhasilan Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> pada Sumur RAG	97
IV.4.1 Perhitungan Peningkatan Permeabilitas Formasi	98
IV.4.2 Perhitungan Peningkatan <i>Productivity Index</i>	99
IV.5 Perbandingan IPR	101
BAB V PEMBAHASAN	105
V.1 Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i>	105
V.2 Eksekusi Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i>	106
V.3 Analisa Keberhasilan <i>Hydraulic Fracturing</i>	108
BAB VI KESIMPULAN	109
DAFTAR RUJUKAN	110
LAMPIRAN	112

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar I.1 <i>Flowchart</i> Penelitian	4
Gambar II.1 Peta Lokasi Lapangan Kaisen	6
Gambar II.2 Cekungan Jawa Barat Bagian Utara	7
Gambar II.3 Kolom Stratigrafi Umum Cekungan Jawa Barat Utara	8
Gambar II.4 <i>Production Performance</i> Sumur RAG	14
Gambar III.1 Hubungan <i>Stress-strain</i>	16
Gambar III.2 Deformasi Batuan akibat <i>stress</i> Gaya F	17
Gambar III.3 Pengukuran <i>Poisson ratio</i>	19
Gambar III.4 Skematik <i>shear modulus</i>	21
Gambar III.5 Arah rekahan terhadap <i>Minimum Horizontal Stress</i>	24
Gambar III.6 Skematik Perekahan secara radial	26
Gambar III.7 Model Geometri PKN	27
Gambar III.8 Model Geometri KGD	28
Gambar III.9 Hubungan antara <i>shear rate</i> dan <i>shear stress</i> pada fluida <i>Newtonian</i>	33
Gambar III.10 Hubungan antara <i>shear rate</i> dan <i>shear stress</i> pada fluida <i>Non-Newtonian</i>	34
Gambar III.11 Ilustrasi Pola aliran <i>plug</i> , <i>laminar</i> , dan <i>turbulent flow</i>	35
Gambar III.12 Hasil Laboratorium Analisa C _{III}	37
Gambar III.13 Petunjuk Pemilihan Fluida Perekah untuk Sumur Gas	48
Gambar III.14 Petunjuk Pemilihan Fluida Perekah untuk Sumur Minyak	49
Gambar III.15 Variasi Hubungan Permeabilitas terhadap <i>closure stress</i> untuk berbagai jenis <i>proppant</i>	53
Gambar III.16 Tabel <i>roundness</i> dan <i>sphericity</i> krumbein dan sloss	55
Gambar III.17 Konduktivitas vs <i>closure stress</i>	56
Gambar III.18 Sampel <i>proppant</i> 20/40 Mesh	58
Gambar III.19 Grafik <i>McGuire-Sikora</i> untuk menunjukkan kenaikan produktivitas Sumur	62
Gambar III.20 Grafik Hubungan rw'/Xf dan Fcd	63
Gambar III.21 Grafik Hubungan laju produksi terhadap tekanan	69
Gambar III.22 <i>Input Data</i> Sumuran	71

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

	Halaman
Gambar III.23 <i>Tampilan Pump Schedule Generator</i>	72
Gambar IV.1 Profil Sumur RAG	73
Gambar IV.2 Hasil Sensitivitas Perbandingan <i>Proppant permeability vs closure stress</i> beberapa jenis <i>proppant</i>	90
Gambar IV.3 Model Geometri Rekahan Sumur RAG berdasarkan 2D <i>countour plot</i>	97
Gambar IV.4 Model Geometri Rekahan Sumur RAG berdasarkan <i>Conductivity Contour</i>	97
Gambar IV.5 Grafik rw'/X_f vs F_{cd}	100
Gambar IV.6 Perbandingan Kurva IPR sebelum dan sesudah pelaksanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> pada Sumur RAG untuk <i>oil rate</i>	103
Gambar IV.7 Perbandingan Kurva IPR sebelum dan sesudah pelaksanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> pada Sumur RAG untuk <i>fluid rate</i>	104

DAFTAR TABEL

	Halaman	
Tabel III-1	Persamaan-persamaan untuk mencari panjang rekahan L, Lebar rekahan maksimum w, dan Tekanan injeksi p dan dianggap laju injeksi konstan	29
Tabel III-2	Harga C ₁ sampai C ₆ untuk model rekahan 2D	29
Tabel III-3	Klasifikasi Pola Aliran Fluida	35
Tabel IV-1	Data Lapangan	74
Tabel IV-2	Data Reservoir	75
Tabel IV-3	Data Kompleksi Sumur RAG	76
Tabel IV-4	Data Perforasi Sumur RAG	76
Tabel IV-5	Data Mekanika Batuan	76
Tabel IV-6	Data <i>well test</i> Sumur RAG	77
Tabel IV-7	Data Geometri Perekahan Manual	78
Tabel IV-8	Tabel Xf Iterasi Sumur RAG	81
Tabel IV-9	Data untuk Menghitung Volume Fluida Perekah	82
Tabel IV-10	Data untuk Menghitung Massa <i>Proppant</i>	83
Tabel IV-11	Data Tekanan Injeksi di Permukaan	85
Tabel IV-12	Data <i>rate</i> pompa Sumur RAG	88
Tabel IV-13	Spesifikasi <i>Proppant</i> XRT Ceramax 16/20 Mesh	91
Tabel IV-14	Komposisi Fluida Perekah	93
Tabel IV-15	<i>Pumping Schedule</i> Sumur RAG	96
Tabel IV-16	Data Perhitungan Permeabilitas	98
Tabel IV-17	Data Perhitungan <i>Productivity Index</i>	99
Tabel IV-18	Tabulasi Data IPR sebelum <i>Hydraulic Fracturing</i>	102
Tabel IV-19	Tabulasi Data IPR sesudah <i>Hydraulic Fracturing</i>	102

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran A <i>Well History</i>	112
Lampiran B <i>Data Petrophysic</i>	116
Lampiran C <i>Data Well Test</i>	118
Lampiran D <i>Chart Log</i>	123
Lampiran E <i>Simulator Fraccade Report</i>	131

DAFTAR SINGKATAN DAN LAMBANG

SINGKATAN		Halaman
BHTP	<i>Bottomhole Treating Pressure</i>	87
Bopd	<i>Barrel oil per day</i>	1
BPM	<i>Barrel Per Minutes</i>	82
BRF	Formasi Baturaja	9
ESP	<i>Electrical Submersible Pump</i>	12
ERFC	<i>Complimentary error function</i>	30
FCD	<i>Fracture Conductivity</i>	63
FOI	<i>Fold of Increase</i>	101
GPM	<i>Gallon per Minutes</i>	82
HHP	<i>Hydraulic Horse Power</i>	41
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>	68
KGD	<i>Kristianovich, Zheltov, Geerstma dan de klerk</i>	25
MD	<i>Measured Depth</i>	1
mD	<i>MiliDarcy</i>	1
Nre	<i>Reynold Number</i>	35
PI	<i>Productivity Index</i>	4
PKN	<i>Perkins, Kern and Nordgren</i>	3
P _{net}	<i>Net Pressure</i>	31
TAF	Formasi Talang Akar	9
TVD	<i>True Vertical Depth</i>	22
WHTP	<i>Wellhead Treating Pressure</i>	87
LAMBANG		
A	Luas, m ²	16
C	Koefisien <i>Leak-off</i>	36
C _{tot}	Koefisien <i>Leak-off</i> total	37
D	Kedalaman (ft)	52

d	Diameter sebelum mengalami deformasi (ft)	17
d*	Diameter setelah mengalami deformasi (ft)	17
E	Modulus <i>Young</i> (Psi)	17
E'	<i>Plane Strain Modulus</i> (psia)	19
ϵ	<i>Strain</i>	16
ϵ_1	<i>Axial Strain</i>	17
ϵ_2	<i>lateral strain</i>	17
F	Gaya (lbs)	16
<i>Ff</i>	<i>fanning friction</i>	38
G	Modulus <i>Shear</i>	20
Gf	Gradien tekanan rekah	52
H	Ketinggian (ft)	23
Hf	Tinggi Rekahan (ft)	26
l	Panjang sebelum mengalami deformasi (ft)	17
l*	Panjang setelah mengalami deformasi (ft)	17
k	Permeabilitas (mD)	36
K	<i>Modulus Bulk</i>	21
Kf	Permeabilitas Rekahan (mD)	51
K'	<i>Consistency Index</i>	39
Mp	Massa <i>Proppant</i> (lbs)	60
n'	<i>flow behavior index</i>	39
η	efisiensi fluida perekah	40
re	jari-jari pengurasan (ft)	64
rw	jari-jari sumur (ft)	64
rw'	jari-jari sumur efektif (ft)	64
ρ_f	Densitas formasi rata-rata (ppg)	22
ρ_{fl}	Densitas Fluida (lb/ft ³)	21
Qi	Laju Injeksi (bbl/min)	39
Qo	Laju alir minyak (m ³ /sec)	30
S	Faktor <i>Skin</i>	64
Sp	<i>Spurt Loss</i> (m)	29
t	waktu (s)	30
ti	total waktu <i>treatment</i> (menit)	40
v	<i>Poisson Ratio</i>	19

Vf	Volume rekahan (gal)	40
Vt	<i>Total volume treatment</i> (bbl)	40
Vs	<i>Leak-off rate</i> (ft/s)	38
Wavg	Lebar rekahan rata-rata (m)	30
Wkf	Konduktivitas rekahan (Md-ft)	51
W ₍₀₎	Lebar rekahan di sumur (m)	30
Xf	Panjang rekahan satu sayap (ft)	30
θ	Sudut deformasi yang terbentuk (° rad)	21
φ	Porositas (fraksi)	36
γ	<i>Shear rate</i>	32
τ	<i>Shear stress</i>	32
σ _v	<i>Vertical stress</i>	22
σ _{v'}	<i>Effective stress</i>	23
α	Konstanta Poroklastik Biot	22
π	Phi (3.14)	41