

**EVALUASI PENERAPAN STIMULASI *HYDRAULIC*
FRACTURING PADA SUMUR DHM-25
LAPANGAN "KLS" JAWA BARAT**

SKRIPSI



Disusun Oleh :

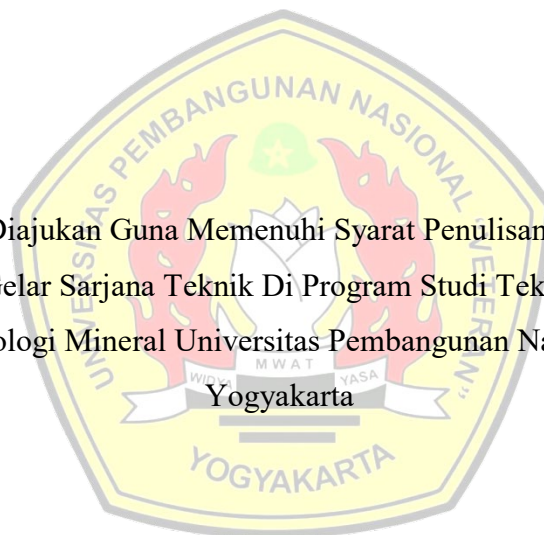
IDHAM IKHLASUL AMAL ZAIN
113160060

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2021**

**EVALUASI PENERAPAN STIMULASI *HYDRAULIC*
FRACTURING PADA SUMUR DHM-25
LAPANGAN "KLS" JAWA BARAT**

SKRIPSI

Diajukan Guna Memenuhi Syarat Penulisan Skripsi
Untuk Meraih Gelar Sarjana Teknik Di Program Studi Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran”



Disusun Oleh :

IDHAM IKHLASUL AMAL ZAIN
113160060

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”
YOGYAKARTA**

2021

PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH

Saya yang bertandatangan di bawah ini menyatakan bahwa judul dan keseluruhan isi Skripsi ini yang berjudul **“EVALUASI PENERAPAN STIMULASI *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR DHM-25 LAPANGAN “KLS” JAWA BARAT”** adalah asli karya ilmiah saya, dan saya menyatakan bahwa dalam rangka menyusun, berkonsultasi dengan dosen pembimbing hingga menyelesaikan Skripsi ini tidak pernah melakukan penjiplakan (plagiasi) terhadap karya orang atau pihak lain baik karya lisan maupun tulisan, baik sengaja maupun tidak disengaja.

Saya menyatakan bahwa apabila dikemudian hari terbukti bahwa Skripsi saya ini mengandung unsur penjiplakan (plagiasi) dari karya orang atau pihak lain, maka sepenuhnya menjadi tanggung jawab saya, di luar tanggung jawab Dosen Pembimbing saya. Oleh karenanya saya sanggup bertanggung jawab secara hukum dan bersedia dibatalkan/dicabut gelar kesarjanaan saya oleh otoritas/Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta, dan diumumkan kepada khalayak ramai.

Demikian pernyataan ini saya buat. Terima kasih.

Yogyakarta, Januari 2021

Yang menyatakan,



Idham Ikhlusul Amal Zain

No.Telepon/HP : 081235347121
Alamat email : idhamikhlusulaz@gmail.com
Nama dan Alamat Orang Tua : Khoiruzen, ST.
Penompo, Kec. Jetis, Mojokerto, Jawa Timur

**EVALUASI PENERAPAN STIMULASI *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR DHM-25
LAPANGAN "KLS" JAWA BARAT**

SKRIPSI



Disusun Oleh :
IDHAM IKHLASUL AMAL ZAIN
113 160 060

Disetujui untuk
Program Studi Teknik Perminyakan
Fakultas Teknologi Mineral UPN "Veteran" Yogyakarta

Pembimbing 1

Dr. Boni Swadesi, ST., MT.

Pembimbing II

Dr. Ir. Hj. Dyah Rini R., MT.

KATA PENGANTAR

Segala puji syukur Penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang memberikan segala nikmat, rahmat, kekuatan, dan kesabaran, Penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **“EVALUASI PENERAPAN STIMULASI *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR DHM-25 LAPANGAN "KLS" JAWA BARAT”**.

Skripsi ini disusun untuk memenuhi kurikulum di Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta.

Perkenankan Penulis untuk memberikan rasa hormat dan terima kasih kepada:

1. Dr. M. Irhas Effendi, M.S., Rektor Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
2. Dr. Ir. Sutarto, MT, selaku Dekan Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
3. Dr. Boni Swadesi, ST., MT. selaku Ketua Jurusan Teknik Perminyakan Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta Sekaligus Dosen Pembimbing I.
4. Dr. Ir. Hj. Dyah Rini Rantaningsih, MT. selaku Dosen Pembimbing II.
5. Kedua Orang tua serta adik saya tercinta.

Penulis menyadari masih banyak terdapat kekurangan dalam penyusunan Skripsi ini. Oleh karena itu Penulis mengharapkan adanya saran serta kritik yang dapat membangun. Akhir kata semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua. Amin.

Yogyakarta, Januari 2021

Penulis

HALAMAN PERSEMBAHAN

1. Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya sehingga saya diberikan kesehatan dan dapat menyelesaikan Skripsi ini dengan baik.
2. Nabi besar Muhammad SAW, nabi penutup yang dengan jasa-jasa beliau kita bisa merasakan zaman yang terang benderang dan makmur ini
3. Kedua orang tua yang telah memberikan dukungan moral dan materil, dan selalu memberikan *support* dan doanya, sehingga memotivasi saya untuk menyelesaikan Skripsi ini.
4. Adik – adik saya yang secara tidak langsung memberi saya motivasi dan *support*-nya.

Ringkasan

Sumur DHM-25 terletak di Lapangan “KLS” dan pada saat ini berproduksi di lapisan A yang merupakan lapisan dengan dominasi pasir (*sand*). Sumur minyak ini berproduksi dengan metode *artificial lift* berupa *gas lift*. Sumur DHM-25 merupakan sumur *directional* dengan interval perforasi pada kedalaman 5871 – 5878 ft MD. Sumur DHM-25 memiliki tekanan *reservoir* sebesar 1246 psi, temperatur *reservoir* 244 °F, porositas sebesar 25%, ketebalan formasi produktif 26,24 ft, °API 34, dan permeabilitas batuan 10 mD. Kecilnya harga permeabilitas serta terjadinya penurunan laju produksi menjadi alasan dilakukannya operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*). Perekahan hidraulik yang dilakukan di lapangan menghasilkan konduktivitas rekahan sebesar 6297,3 mD.ft, harga *dimensionless fracture conductivity* (FCD) sebesar 2,67. Berdasarkan hasil perekahan hidraulik yang telah dilakukan, maka akan dilakukan evaluasi.

Metode yang digunakan untuk evaluasi stimulasi perekahan hidraulik pada sumur DHM-25 Lapangan “KLS” yaitu dengan mengumpulkan data – data, seperti data sumur, data *reservoir* dan lithologi batuan, data mekanika batuan, data produksi, dan *post job report*. Data yang telah terkumpul akan dihitung secara manual menggunakan *microsoft excel* dengan metode PKN 2D, kemudian dari hasil yang didapat dari perhitungan tersebut dilakukan komparasi dengan hasil aktual di lapangan.

Perekahan hidraulik dilakukan dengan menggunakan metode PKN 2D yang menghasilkan panjang rekahan (X_f) sebesar 187,5 ft dengan lebar maksimum di muka perforasi ($w_{(0)}$) = 0,27 inch, lebar rekahan rata-rata (w) = 0,17 inch, tinggi rekahan (h_f) = 26,24 ft, konduktivitas rekahan sebesar 6.866,67 mD.ft, dan *dimensionless fracture conductivity* (FCD) sebesar 3,67. Dari perhitungan manual tekanan injeksi di permukaan, didapat nilai sebesar 2.323,09 psi dengan daya pompa sebesar 740,2 HP. Pada perhitungan volume *treatment* didapat harga sebesar 11402,3 gal, volume *pad* sebesar 3.969,42 gal, volume *slurry* sebesar 7432,88 gal, volume *flush* sebesar 2.650,51 gal, dan massa *proppant* sebesar 15.072,51 lbs. Berdasarkan perhitungan permeabilitas rata – rata menggunakan metode *Howard & Fast* didapat harga permeabilitas sebelum dan sesudah dilakukannya *hydraulic fracturing* terdapat kenaikan dari 10 mD menjadi 46,83 mD, yakni mengalami kenaikan sebesar 468%.. Evaluasi *Productivity Index* juga dilakukan dengan 3 metode yaitu metode McGuire-Sikora, metode *Cinco-ley*, *Samaniego*, dan *Dominique*, dan metode Tinsley-Soliman yang masing – masing secara berurutan menunjukkan peningkatan produktivitas sumur sebesar 1,8 kali, 3,3 kali, dan 3,5 kali.

DAFTAR ISI

	Halaman
JUDUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
PERNYATAAN KEASLIAN KARYA ILMIAH.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
HALAMAN PERSEMBAHAN.....	vi
RINGKASAN	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL.....	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Maksud dan Tujuan	2
1.3. Rumusan Masalah	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
1.5. Metodologi Penelitian	2
1.6. Sistematika Penulisan.....	3
BAB II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN.....	7
2.1. Letak Geografis Lapangan “KLS”	7
2.2. Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	7
2.2.1. Struktur Geologi	7
2.2.2. Stratigrafi.....	10
2.3. <i>Petroleum System</i>	13
2.4. Data Sumur DHM-25.....	15
BAB III. TEORI DASAR <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>.....	18
3.1. Analisa Kerusakan Formasi.....	19
3.2. Mekanika Batuan.....	20
3.2.1. <i>Stress dan Strain</i>	20
3.2.2. <i>Poisson Ratio</i>	23

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.2.3. <i>Modulus Young</i>	24
3.2.4. <i>Modulus Shear</i>	25
3.2.5. <i>Plain – Strain Modulus</i>	26
3.2.6. Tekanan <i>Overburden</i>	26
3.2.7. <i>Modulus Bulk</i>	27
3.3. Perekahan Batuan	28
3.3.1. <i>In-situ Stress</i>	28
3.3.2. Tekanan Perekahan	30
3.3.3. Arah Rekahan.....	31
3.4. Fluida Perekah	32
3.4.1. Mekanika Fluida Perekahan Hidraulik	32
3.4.1.1. Rheologi Fluida Perekah.....	33
3.4.1.2. <i>Fluid Loss (Leak-Off)</i>	36
3.4.1.3. Hidrolika Fluida Perekah	39
3.4.2. Fluida Dasar dan <i>Additive</i>	41
3.4.2.1. Fluida Dasar	41
3.4.2.2. <i>Additive</i>	44
3.5. Material Penganjal (<i>Proppant</i>)	50
3.5.1. Jenis <i>Proppant</i>	50
3.5.2. Spesifikasi Ukuran <i>Proppant</i>	52
3.5.3. Sifat Fisik <i>Proppant</i>	52
3.5.4. Transportasi <i>Proppant</i>	54
3.6. Konduktivitas Rekahan.....	54
3.7. Model Geometri Rekahan.....	56
3.7.1. Model Howard & Fast (<i>PAN American</i>)	57
3.7.2. Model PKN & KGD.....	58
3.8. Volume <i>Treatment</i> Fluida Perekah, <i>Proppant</i> , dan <i>Pumping</i> <i>Schedule</i>	64
3.9. Operasi Perekahan Hidraulik (<i>Hydraulic Fracturing</i>)	68
3.9.1. Data <i>Frac</i>	68
3.9.1.1. <i>Formation Breakdown Test</i>	69
3.9.1.2. <i>Step Rate Test</i>	69
3.9.1.3. <i>Back Flow Test</i>	70
3.9.1.4. <i>Shut-In Decline Test</i>	71

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
3.9.1.4. <i>Minifrac</i>	71
3.9.2. <i>Mainfrac</i>	72
3.9.3. Analisa Tekanan Rekah Perekahan Hidraulik	73
3.10. Evaluasi Hasil Pelaksanaan Perekahan Hidraulik	74
3.10.1. Evaluasi Desain Operasi	74
3.10.1.1. Evaluasi <i>Fracture Properties</i>	74
3.10.1.2. Konduktivitas Rekahan	74
3.10.2. Evaluasi Produksi	74
3.10.2.1. Permeabilitas Formasi Rata – Rata dan Potensial Produksi	75
3.10.2.2. <i>Productivity Index (PI)</i>	76
BAB IV PERHITUNGAN ANALISA PEKERJAAN <i>HYDRAULIC</i>	
<i>FRACTURING</i> PADA SUMUR DHM-25	87
4.1. Alasan Dilakukan Stimulasi <i>Hydraulic Fracturing</i>	87
4.2. Pengumpulan Data	86
4.3. Evaluasi Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> Sumur DHM-25	89
4.3.1. Evaluasi Penentuan Fluida Perekah	89
4.3.2. Evaluasi Penentuan <i>Proppant</i>	90
4.3.3. Evaluasi Geometri Rekahan	91
4.3.4. Perhitungan Desain Operasi	94
4.3.4.1. Perhitungan Tekanan Injeksi dan <i>Horse</i> <i>Power</i> Pompa	94
4.3.4.2. Perhitungan Fluida Perekah dan Massa <i>Proppant</i>	96
4.4. Evaluasi Operasi <i>Hydraulic Fracturing</i> Pada Sumur DHM-25	99
4.4.1. <i>Step Rate Test</i>	99
4.4.2. <i>Mini Frac</i>	101
4.4.3. <i>Main Frac</i>	104
4.5. Evaluasi Hasil Pelaksanaan Stimulasi <i>Hydraulic</i> <i>Fracturing</i> Sumur DHM-25	107
4.5.1. Evaluasi <i>Fracture Properties</i>	107

DAFTAR ISI
(Lanjutan)

	Halaman
4.5.2. Evaluasi Konduktivitas Rekahan	107
4.5.3. Evaluasi Produksi.....	108
4.5.3.1. Evaluasi Permeabilitas Rata – Rata Formasi	108
4.5.3.2. Evaluasi Kenaikkan <i>Productivity Index</i> (PI)	110
4.5.3.2.1. Metode McGuire-Sikora	110
4.5.3.2.2. Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique	112
4.5.3.2.3. Metode Tinsley-Soliman.....	113
BAB V. PEMBAHASAN	116
BAB VI. KESIMPULAN.....	122
DAFTAR PUSTAKA	123
LAMPIRAN	125

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1. <i>Flowchart</i> Evaluasi <i>Hydraulic Fracturing</i>	4
Gambar 2.1. Peta Lokasi Lapangan “KLS”.....	7
Gambar 2.2. Tektonik Regional Indonesia Bagian Barat.....	9
Gambar 2.3. Penampang Regional Barat-Timur Cekungan Jawa Barat Utara	9
Gambar 2.4. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat-Utara	12
Gambar 2.5. Sejarah Produksi Sumur DHM-25.....	15
Gambar 3.1. Skematik Proses Stimulasi <i>Hydraulic Fracturing</i>	18
Gambar 3.2. Pengaruh <i>Skin</i> Di Sekitar Sumur	20
Gambar 3.3. Besar Ketiga <i>Stress</i> Utama	21
Gambar 3.4. Deformasi Batuan Akibat <i>Stress</i>	22
Gambar 3.5. Grafik Hubungan <i>Stress Vs Strain</i>	23
Gambar 3.6. Penggambaran Mengenai Efek <i>Poisson</i>	24
Gambar 3.7. <i>Shear Modulus</i>	26
Gambar 3.8. Skematik Dari Harga – Harga <i>Stress</i> Terhadap Kedalaman.....	30
Gambar 3.9. Besar Ketiga <i>Stress</i> Utama Dan Arah Rekahan.....	32
Gambar 3.10. Harga <i>Shear Rate</i> vs <i>Shear Stress</i> Pada Fluida <i>Newtonian</i> Dan <i>Non-Newtonian</i>	33
Gambar 3.11. Efek Temperatur Pada Viskositas Untuk 40 lb/1000 Gal HPG.	35
Gambar 3.12. Pengaruh Kadar <i>Proppant</i> Terhadap Viskositas Fluida Perekah Pada Suatu Harga n'	35
Gambar 3.13. Plot Hasil Laboratorium Untuk Mencari $C_w = C_{III}$	38
Gambar 3.14. Petunjuk Penggunaan Fluida Perekah Untuk Sumur Minyak	44
Gambar 3.15. Skematis Model PAN <i>American Howard-Fast</i>	57
Gambar 3.16. Skematik Dari Pengembangan Linier <i>Fracturing</i> Menurut Metode PKN.....	59
Gambar 3.17. Skematik dari Pengembangan Linier <i>Fracturing</i> Menurut Metode KGD	60
Gambar 3.18. <i>Formation Breakdown Test</i>	69
Gambar 3.19. <i>Step Rate Test</i>	70
Gambar 3.20. <i>Backflow Test</i>	71
Gambar 3.21. Plot P Vs Akar Waktu.....	71
Gambar 3.22. Skema Pelaksanaan <i>Minifrac</i>	72
Gambar 3.23. Grafik Pola Tekanan pada <i>Hydraulic Fracturing</i>	73

DAFTAR GAMBAR
(Lanjutan)

	Halaman
Gambar 3.24. Grafik McGuire-Sikora untuk Menunjukkan Kenaikan Produktivitas	78
Gambar 3.25. Grafik Hubungan rw' dan Fcd	80
Gambar 3.26. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,1$	82
Gambar 3.27. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,2$	82
Gambar 3.28. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,3$	83
Gambar 3.29. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,4$	83
Gambar 3.30. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,5$	84
Gambar 3.31. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,6$	84
Gambar 3.32. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,7$	85
Gambar 3.33. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,8$	85
Gambar 3.34. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,9$	86
Gambar 3.35. Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 1$	86
Gambar 4.1. Profil Sumur DHM-25	88
Gambar 4.2. <i>Step Rate Test</i> Sumur DHM-25	100
Gambar 4.3. <i>Step Up Rate Test Analysis</i> Sumur DHM-25.....	101
Gambar 4.4. <i>Step Down Rate Test Analysis</i> Sumur DHM-25	101
Gambar 4.5. <i>Minifrac</i> Sumur DHM-25	102
Gambar 4.6. <i>Minifrac G-Function</i> Sumur DHM-25	102
Gambar 4.7. <i>Minifrac Pressure Matching</i> Sumur DHM-25	103
Gambar 4.8. <i>Re-Design Frac Geometry</i> Sumur DHM-25.....	104
Gambar 4.9. <i>Plot Mainfrac Actual Treatment</i>	105
Gambar 4.10. <i>Mainfrac</i> Sumur DHM-25	106

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel II-1. Data Lapangan Sumur DHM-25	16
Tabel II-2. Data Reservoir Sumur DHM-25	16
Tabel II-3. Data Sumur DHM-25.....	16
Tabel II-4. Data Lithologi dan Mekanika Batuan Sumur DHM-25.....	17
Tabel II-5. Data <i>Fluid Loss</i> Sumur DHM-25.....	17
Tabel III-1. Persamaan-persamaan untuk Mencari Panjang Rekahan L, Lebar Rekahan Maksimum w, dan Tekanan Injeksi p dan Dianggap Laju Injeksi Konstan	61
Tabel III-2. Harga C1 Sampai C6	61
Tabel IV-1. <i>Frac Fluid Properties</i> Sumur DHM-25.....	89
Tabel IV-2. <i>Proppant Properties</i>	90
Tabel IV-3. Data Geometri Rekahan Sumur DHM-25	91
Tabel IV-4. Data Perhitungan Tekanan Injeksi dan <i>Horse Power</i> Pompa....	94
Tabel IV-5. Data Perhitungan Fluida Perekah dan Massa <i>Proppant</i>	97
Tabel IV-6. Perbandingan Desain Operasi Aktual dengan Desain Operasi Manual Sumur DHM-25	99
Tabel IV-7. <i>Pumping Schedule</i> untuk Desain Ulang Sumur DHM-25	104
Tabel IV-8. <i>Actual Pumping Schedule</i> Sumur DHM-25	105
Tabel IV-9. <i>Actual Design</i> Fluida Perekah dan <i>Proppant</i> Sumur DHM-25 .	106
Tabel IV-10. Hasil <i>Actual</i> Geometri Rekahan Sumur DHM-25	106
Tabel IV-11. Perbandingan <i>Fracture Properties</i> Sumur DHM-25.....	107
Tabel IV-12. Perbandingan Konduktivitas Rekahan Sumur DHM-25	108
Tabel IV-13. Data untuk Evaluasi K_{avg} Sumur DHM-25	108
Tabel IV-14. Evaluasi Permeabilitas Rata – Rata Sumur DHM-25.....	110
Tabel IV-15. Data untuk Perhitungan <i>Productivity Index</i> Metode McGuire- Sikora.....	110
Tabel IV-16. Data untuk Perhitungan <i>Productivity Index</i> Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique.....	112
Tabel IV-17. Data untuk Perhitungan <i>Productivity Index</i> Metode Tinsley – Soliman.....	114

DAFTAR LAMPIRAN

	Halaman
Lampiran A. HASIL PERHITUNGAN GEOMETRI REKAHAN	125
A-1 Hasil Iterasi Perhitungan Sumur DHM-25	126

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sumur DHM-25 terletak di Lapangan “KLS” yang berada di daerah Kabupaten Indramayu, Jawa Barat. Sumur ini merupakan sumur minyak yang memproduksi pada lapisan A Formasi Talangakar *reservoir* batu pasir. Lapisan A pada sumur DHM-25 memiliki permeabilitas sebesar 10 mD, dimana nilai ini tergolong rendah. Laju produksi minyak pada Sumur DHM-25 tergolong rendah, yakni sebesar 45 BLPD (26 BOPD). Stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) dipilih untuk meningkatkan produksi minyak pada lapisan A Sumur DHM-25 Lapangan “KLS” dengan jalan meningkatkan permeabilitas lapisan yang diproduksi oleh sumur tersebut.

Perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) merupakan salah satu metode stimulasi sumur yang umum dilakukan pada lapangan minyak maupun gas. Perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) dilakukan dengan cara menginjeksikan fluida bertekanan ke dalam sumur untuk merekahkan batuan *reservoir*. batuan, selanjutnya akan ditempatkan *proppant* (material pengganjal) ke dalam rekahan tersebut untuk mengganjal rekahan agar tidak menutup kembali. Pemilihan *proppant* harus disesuaikan dengan tekanan rekah formasi, keseragaman butir, kehalusan permukaan serta sesuai dengan ukuran lubang perforasi. Konsep dari stimulasi perekahan hidraulik bertujuan untuk meningkatkan produktivitas sumur dengan memperbesar jari-jari efektif sumur (r_w) dan memperbaiki kapasitas alir fluida di sekitar lubang sumur atau memperoleh permeabilitas yang lebih besar.

Evaluasi terhadap pelaksanaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) penting untuk melihat keberhasilan pelaksanaannya. Evaluasi yang dilakukan meliputi evaluasi geometri rekahan dan evaluasi konduktivitas rekahan, yakni perbandingan geometri rekahan yang sudah terbentuk (panjang (X_f), lebar (w_o) dan tinggi (h_f) rekahan) serta konduktivitas rekahannya antara perhitungan manual

dengan metode PKN 2D dengan hasil eksekusi di lapangan. Selain itu juga dilakukan evaluasi produksi, meliputi permeabilitas rata – rata formasi (k_{avg}) dan *productivity index* (PI).

1.2. Maksud dan Tujuan

Maksud dari penyusunan Skripsi ini adalah melakukan analisa terhadap penerapan stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada Sumur DHM-25 Lapangan “KLS” ditinjau dari perencanaan, operasi di lapangan, dan hasil pelaksanaan stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*).

Tujuan dari penyusunan Skripsi ini adalah mengetahui keberhasilan kegiatan stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada Sumur DHM-25 Lapangan “KLS” yang dapat dilihat berdasarkan peningkatan permeabilitas rata – rata formasi (k_{avg}) dan *productivity index* (PI).

1.3. Rumusan Masalah

Permasalahan yang terjadi pada sumur DHM-25 berdasarkan data adalah permeabilitas yang kecil dan laju produksi yang rendah, sehingga dilakukan operasi stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*). Telah dilakukannya stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) maka perlu dilakukan evaluasi untuk mengetahui keberhasilan atau ketidakberhasilan dari stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) tersebut.

1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dari penyusunan Skripsi ini adalah untuk membandingkan dan mengevaluasi data – data perencanaan, operasi di lapangan, dan hasil pelaksanaan stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) yang berupa *fractures properties* dan produksi Sumur DHM-25 Lapangan “KLS” antara perhitungan manual dengan metode PKN 2D dengan hasil eksekusi di lapangan yang menandakan keberhasilan atau ketidakberhasilan pelaksanaan perekahan hidraulik ini dengan tanpa memperhitungkan faktor keekonomiannya.

1.5. Metodologi Penelitian

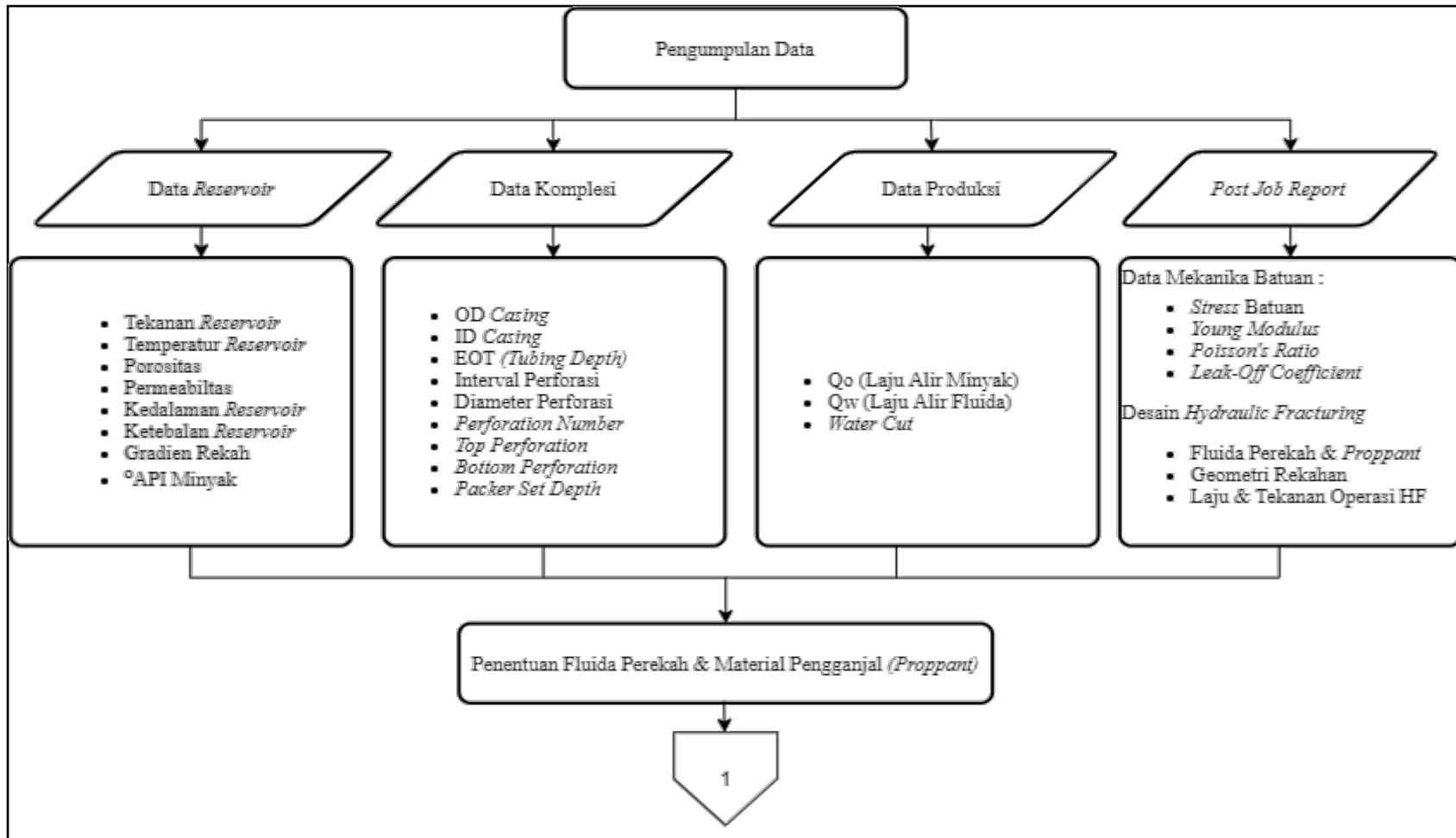
Penyusunan Skripsi ini akan menggunakan metode yang dipergunakan untuk mengevaluasi stimulasi peretakan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada Sumur DHM-25 Lapangan “KLS” yaitu:

1. Mengumpulkan data-data yang terdiri dari:
 - Data *reservoir*
 - Data kompleksi
 - Data produksi
 - *Post Job Report*
2. Melakukan perhitungan menggunakan *microsoft excel* dengan metode PKN 2D dan dilakukan komparasi dengan hasil dari *software MFrac Simulator*.

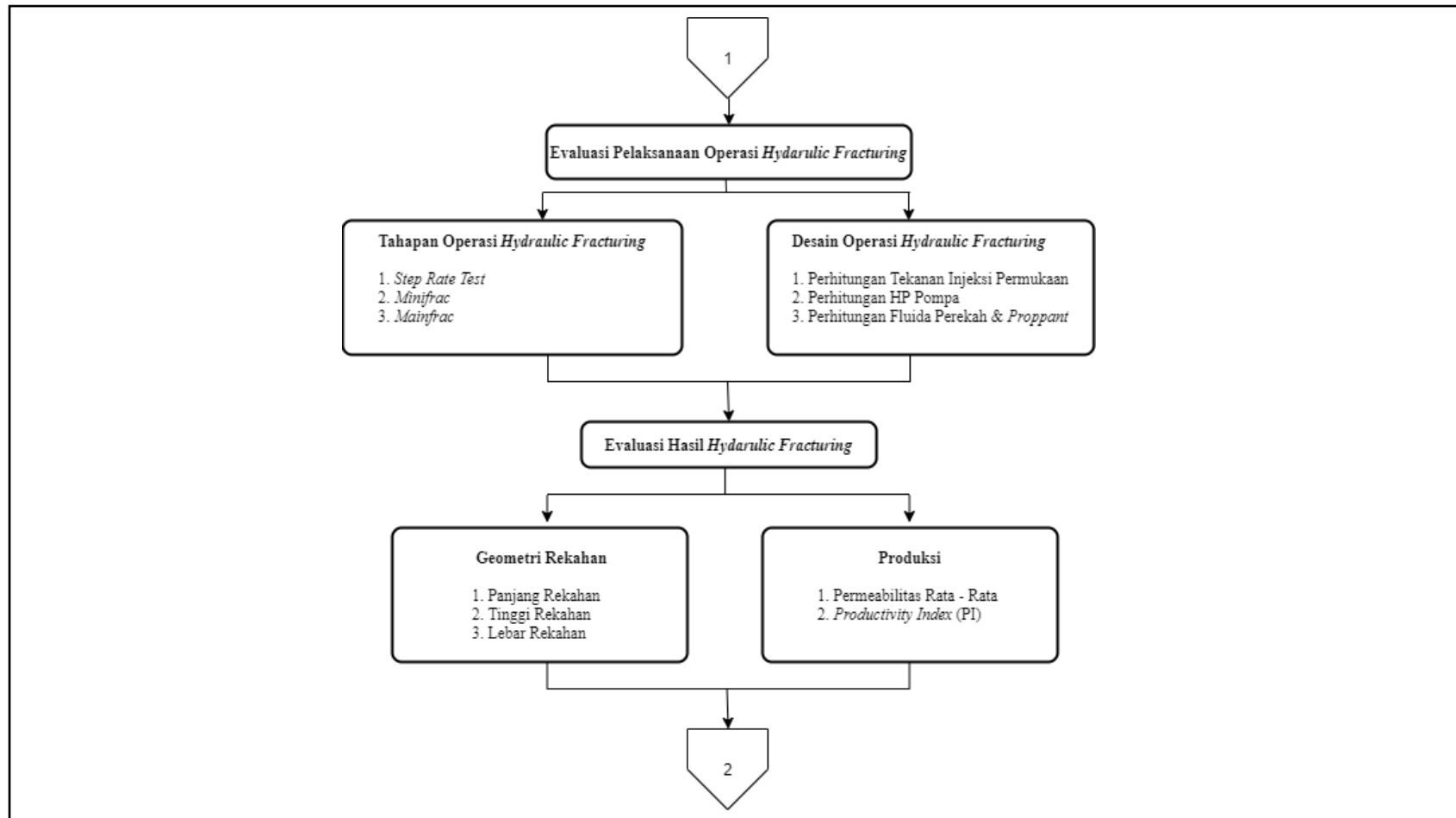
Disamping itu, penulis juga memperoleh informasi dari diskusi yang dilakukan dengan pembimbing. Studi literatur di perpustakaan juga dilakukan untuk mendapatkan dasar teori yang dibutuhkan untuk perencanaan peretakan hidraulik.

1.6. Sistematika Penulisan

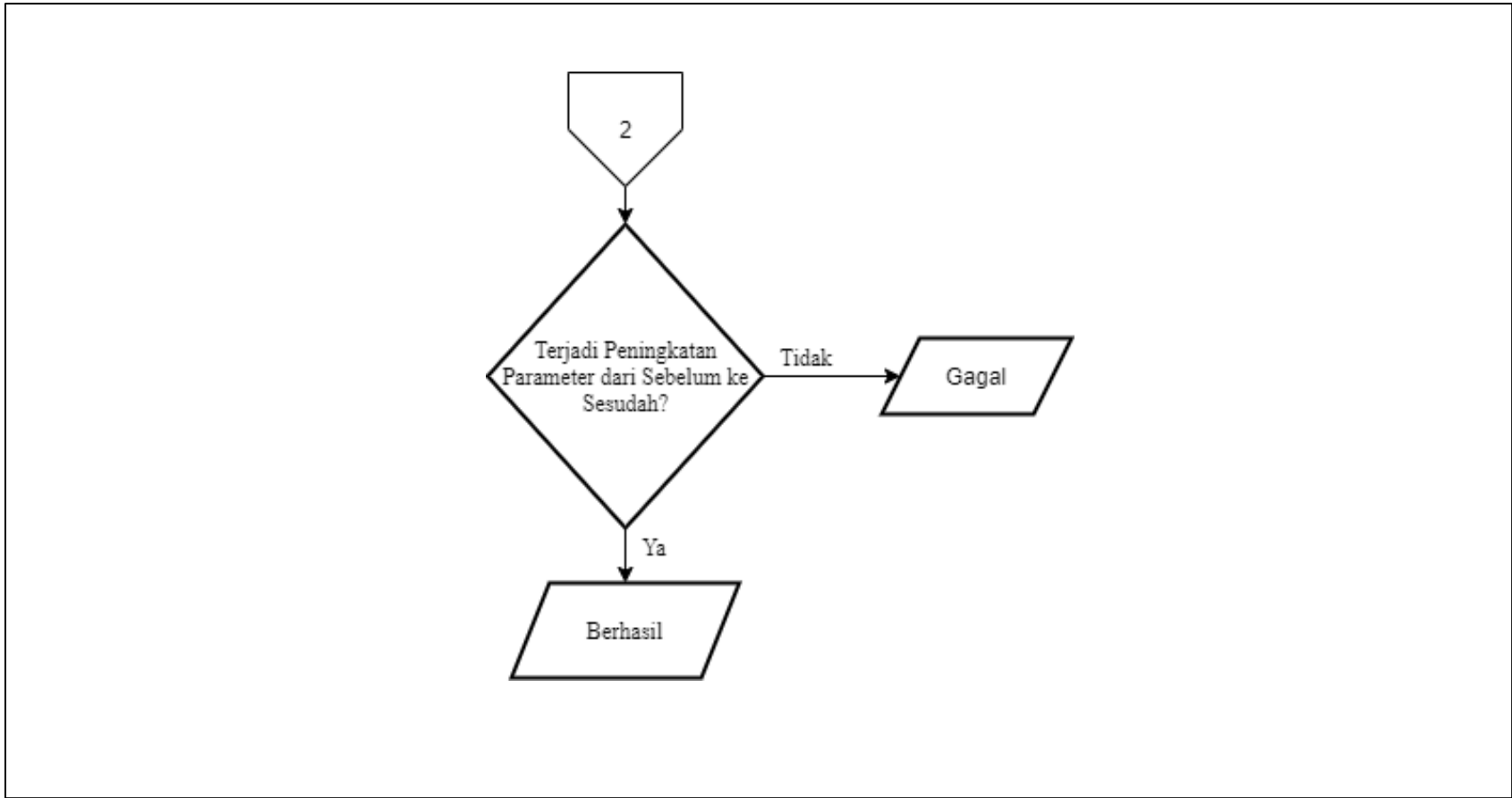
Laporan ini diawali dengan Bab I yang berisi tentang latar belakang, maksud dan tujuan pelaksanaan, rumusan masalah, batasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan. Pada Bab II akan dibahas mengenai tinjauan lapangan yang menjadi obyek lokasi penelitian. Pada Bab III akan dibahas mengenai dasar teori metode stimulasi peretakan hidraulik. Evaluasi peretakan hidraulik Sumur DHM-25 yang menjadi objek yang diteliti dan pembahasan peretakan hidraulik yang akan dipaparkan pada Bab IV dan Bab V, sedangkan beberapa penarikan kesimpulan dari pembahasan yang ada pada Bab V akan disajikan pada Bab VI.



1.1. Flowchart Evaluasi Stimulasi Perekahan Hidraulik



1.1. Flowchart Evaluasi Stimulasi Perekahan Hidraulik (Lanjutan)



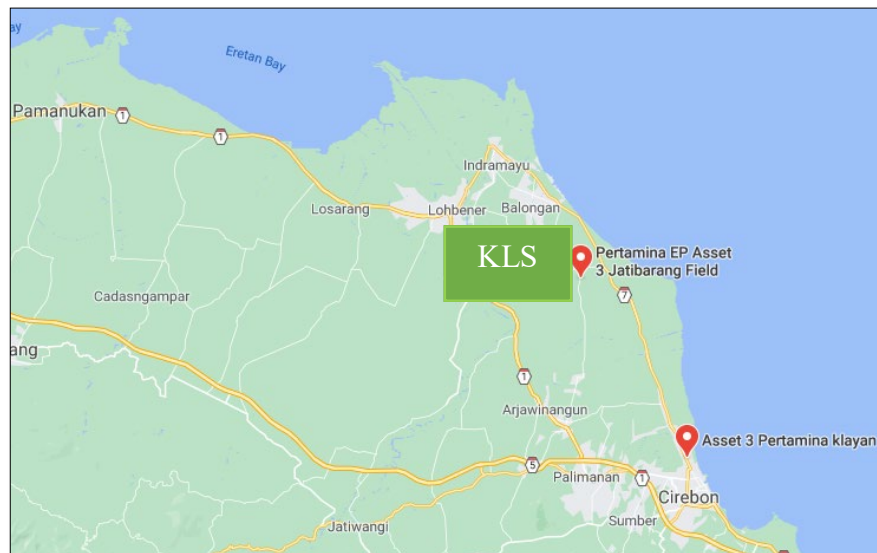
1.1. *Flowchart* Evaluasi Stimulasi Perekahan Hidraulik (Lanjutan)

BAB II

TINJAUAN UMUM LAPANGAN

2.1. Letak Geografis Lapangan “KLS”

Lapangan “KLS” merupakan nama lapangan yang berada di daerah Kabupaten Indramayu, Jawa Barat. Lapangan “KLS” tergabung dalam satu area struktur produktif, dimana struktur produktif yang mengandung hidrokarbon terdiri dari Struktur Cemara Barat, Tugu Barat, Randengan, Sindang, Waled, Kandanghaur, Gantar, Melandong, dan ditambah satu struktur X-Ray yang berada dilepas pantai utara Jawa Bagian Barat. Lokasi Lapangan “KLS” dapat dilihat pada **Gambar 2.1.** di bawah ini.



Gambar. 2.1. Peta Lokasi Lapangan “KLS”
(Google Maps)

2.2. Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

2.2.1. Struktur Geologi

Dilihat dari konsep tektonik lempeng dan pola struktur yang ada, cekungan ini berada dalam suatu kompleks cekungan belakang busur vulkanik (*back arc basin*), hasil dari proses penunjaman antara Lempeng Sunda dan Lempeng India

Australia secara bertahap dari waktu ke waktu. Pola geologi Cekungan Jawa Barat berbeda dengan Cekungan Jawa Timur yang keduanya dipisahkan oleh Punggungan Karimunjawa. Punggungan ini tetap menjadi pemisah kedua cekungan dari sejak Eosen sampai sekarang. Tatanan tektonik Cekungan Jawa Barat Utara merupakan sistem aktif margin ditandai penunjaman Lempeng Hindia, zona subduksi, dan *magmatic arc*. Urutan tektonik yang terjadi adalah sebagai berikut:

1. Fase Tektonik Pertama

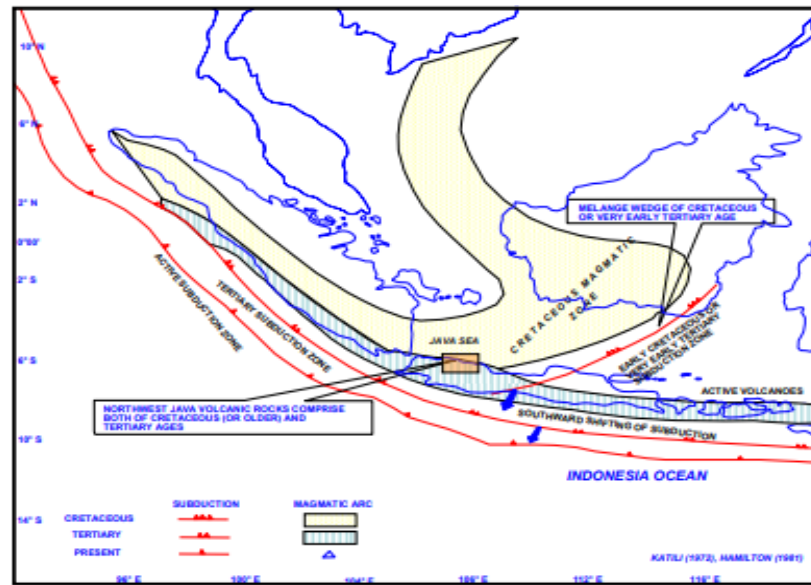
Terjadi pada Kapur Awal hingga Awal Tersier yang diklasifikasikan sebagai daerah *fore arc basin* dengan dijumpainya orientasi struktur yang berarah NE – SW (N70° E) mulai dari Ciletuh, Sub Cekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muria dan Cekungan Florence Barat yang mengindikasikan kontrol “Meratus Trend”. Pada zaman Eosen–Oligosen mengalami pergeseran oleh sesar geser yang membentuk *pull apart basin*. Pada fase ini diendapkan endapan *lacustrine* dan vulkanik dari Formasi Jatibarang yang menutupi daerah rendahan. Proses sedimentasi terus berlangsung dengan di jumpainya endapan transisi Formasi Talang Akar. Sistem ini di akhiri dengan diendapkannya Formasi baturaja di lingkungan laut dangkal.

2. Fase Tektonik Kedua

Terjadi pada permulaan Neogen (Oligosen–Miosen) dimana jalur subduksi baru terbentuk di Selatan Jawa yang menghasilkan endapan gunung berapi bawah laut. Deretan gunung api ini menghasilkan endapan vulkanik bawah muka laut di kenal sebagai “*old andesite*”, tersebar sepanjang Pulau Jawa. Pada saat Miosen Awal mulai di endapkan Formasi Cibulakan atas yang menunjukkan lingkungan laut dangkal dan ditutup dengan di endapkannya Formasi Parigi yang melampar luas.

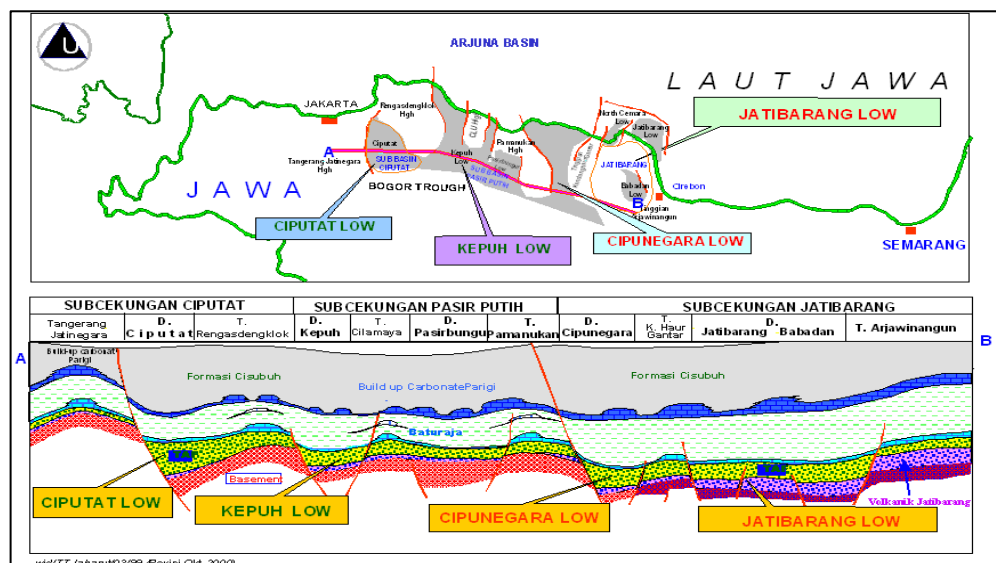
3. Fase Tektonik Akhir

Terjadi pada Pliosen–Pleistosen dengan adanya sesar-sesar naik pada jalur selatan Cekungan Jawa Barat Utara, sedimen yang terbentuk adalah Formasi Cisubuh.



Gambar 2.2 Tektonik Regional Indonesia Bagian Barat
(Noble dkk, 1997)

Dari ketiga fase tektonik tersebut di atas dapat dilihat konfigurasi Cekungan Jawa Barat Utara seperti saat ini. Dari arah Barat berturut-turut tinggian Jatinegara - Rengasdengklok, Rendahan Ciputat, Tinggian Cilamaya, Rendahan Pasirbungur, Tinggian Pamanukan, Rendahan Cipunegara. Tinggian Kadanghaur - Gantar, Rendahan Jatibarang dan Tinggian Arjawirangun.



Gambar 2.3. Penampang Regional Barat-Timur Cekungan Jawa Barat Utara
(Noble dkk, 1997)

Cekungan Jawa Barat Utara telah banyak diteliti dan disimpulkan bahwa daerah ini telah mengalami proses deformasi tektonik yang menghasilkan pola struktur sesar yang terekam dengan baik pada satuan batuan Paleogen – Neogen dan ini merupakan informasi penting dalam memecahkan permasalahan pemerangkapan hidrokarbon. Pola struktur tersebut mempunyai tiga arah struktur utama yaitu kelurusan berarah ENE – WSW (arah meratus), arah N – S (sunda) dan E – W (Jawa).

2.2.2. Stratigrafi

Secara umum stratigrafi regional Jawa Barat Utara dapat dibagi dua yaitu stratigrafi Paleogen dan Neogen. Sedimen Paleogen diendapkan dalam cekungan rift yang dikontrol oleh sesar – sesar yang berarah relatif Utara – Selatan. Batuan sedimen tersebut dapat dipisahkan menjadi dua bagian yaitu endapan *syn-rift* dan endapan *post-rift*. Endapan *syn-rift* diwakili oleh Formasi Cibulakan Bawah bagian bawah dan Formasi Jatibarang, sedangkan endapan *post-rift* diwakili oleh Formasi Cibulakan Bawah bagian atas dan Formasi. Cibulakan Tengah. Formasi. Cibulakan Bawah berkembang dari endapan fluvial di bagian bawah berubah secara berangsur menjadi endapan *fluvio-deltaic* dan laut dangkal (*shallow marine*) di bagian atas, sedangkan Formasi Cibulakan Tengah merupakan endapan laut berupa karbonat.

Sedimen Neogen diendapkan pada lereng Utara dari Cekungan Belakang Busur yang mengikuti pola umum struktur Jawa. Pola struktur sunda pada periode ini juga masih masih berperan secara lokal. Sedimen Neogen diwakili oleh Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.

1. Formasi Jatibarang (Eosen – Awal Oligosen)

Formasi ini yang merupakan *early synrift*, terutama dijumpai di bagian tengah dan timur dan Cekungan Jawa Barat Utara. Untuk di bagian barat cekungan ini (daerah Tambun-Rengasdengklok), Formasi Jatibarang hampir tidak di jumpai (sangat tipis). Formasi ini terdiri dari tufa, breksi, konglomerat alas, yang diendapkan pada fasies fluvial/non marine – marine.

2. Formasi Talangakar (Akhir Oligosen – Awal Miosen)

Pada fase *synrift* di endapkan Formasi Talangakar, pada awalnya berfasies *Fluvio-Deltaik* sampai fasies marin. Litologi formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih non marin dan di akhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih dan batupasir dalam fasies marin.

Ketebalan formasi ini sangat bervariasi dari beberapa meter di Tinggian Rengasdengklok sampai 254 m di tinggian Tambun-Tangerang hingga diperkirakan 1500 m lebih untuk di pusat dalaman Ciputat dan dalaman Arjuna (*offshore*). Pada akhir sedimentasi Formasi Talangakar ini ditandai juga berakhirnya sedimentasi *synrift*.

3. Formasi Baturaja (Awal Miosen)

Pengendapan Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef buildup* menandai fase *postrift* yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik Formasi Talangakar fasies *marine* di Cekungan Jawa Barat Utara. Perkembangan batugamping terumbu umumnya di jumpai pada daerah tinggian, namun dari data pemboran terakhir, ternyata batugamping terumbu juga berkembang pada daerah yang pada saat sekarang di ketahui sebagai daerah dalaman di Jatibarang *low*.

4. Formasi Cibulakan Atas (Awal Miosen – Tengah Miosen)

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping baik yang berupa batugamping klastik maupun secara setempat – setempat berkembang juga batugamping terumbu yang dikenal sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC).

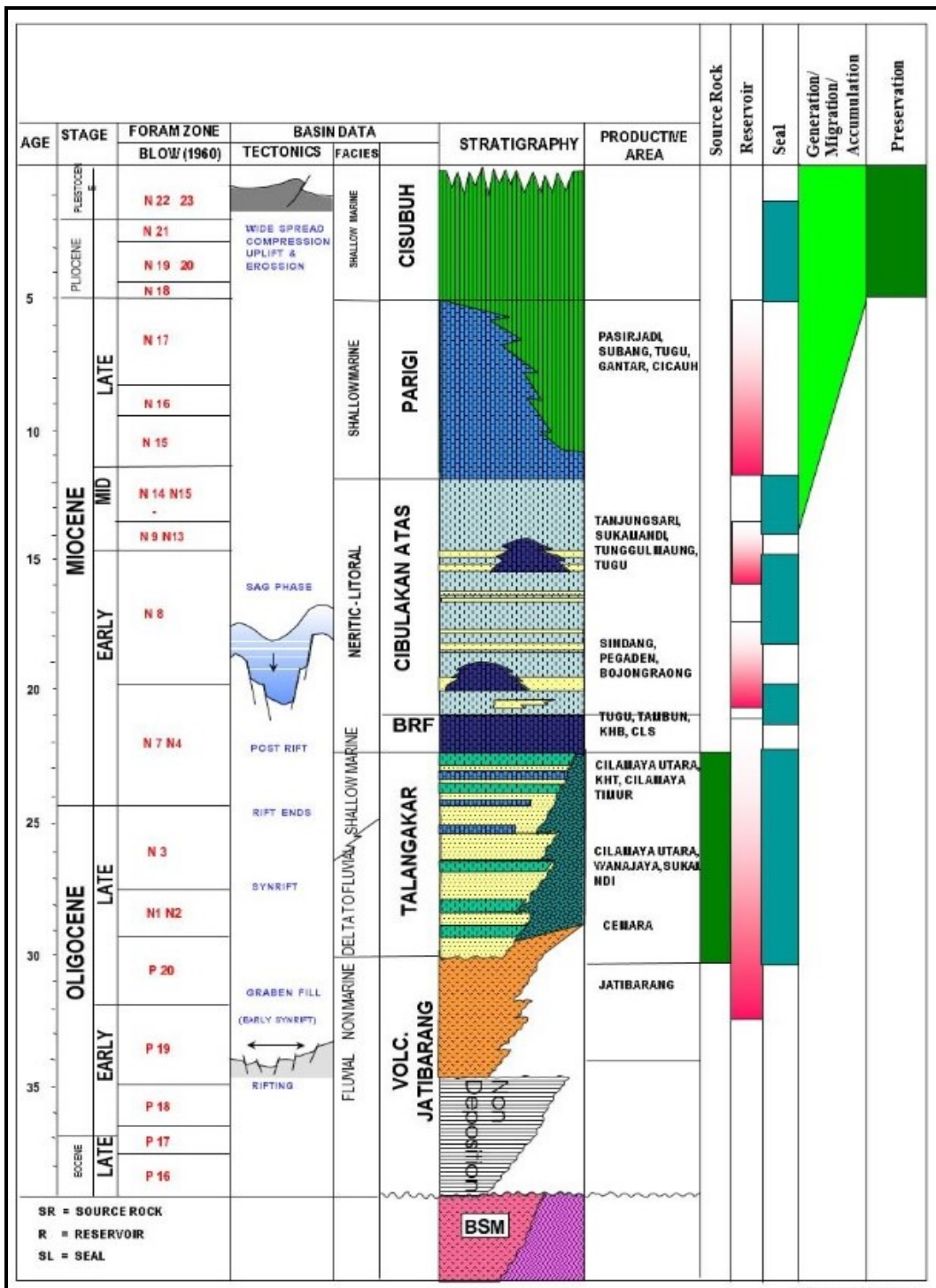
5. Formasi Parigi (Tengah Miosen - Akhir Miosen)

Formasi Parigi terdiri dari batugamping baik klastik maupun batugamping terumbu. Pengendapan batugamping ini melampar di seluruh Cekungan Jawa Barat Utara dan pada umumnya berkembang sebagai batugamping terumbu menumpang secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas.

6. Formasi Cisubuh (Pliosen – Kuartar)

Di atas formasi Parigi di endapkan sedimen klastik serpih, batulempung, batupasir dan di tempat yang sangat terbatas diendapkan juga batugamping

tipis, yang dikenal sebagai Formasi Cisubuh. Seri sedimentasi ini sekaligus mengakhiri proses sedimentasi di Cekungan Jawa Barat Utara.



Gambar 2.4. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat-Utara (Noble dkk, 1997)

2.3. Petroleum System

Hampir seluruh formasi di Cekungan Jawa Barat Utara dapat menghasilkan hidrokarbon yang mempunyai sifat berbeda, baik dari lingkungan pengendapan maupun porositas batuanannya.

1. Tipe Jebakan (*Trap*)

Tipe jebakan di semua sistem petroleum Jawa Barat Utara hampir sama, hal ini disebabkan evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen sepanjang batas selatan dari Kraton Sunda, tipe struktur geologi dan mekanisme jebakan yang hampir sama. Bentuk utama struktur geologi adalah *dome anticlinal* yang lebar dan cekakan dari blok sesar yang miring. Pada beberapa daerah *reservoir reefal built-up*, perangkap stratigrafi juga berperan. Perangkap stratigrafi yang berkembang umumnya dikarenakan terbatasnya penyebaran batugamping dan perbedaan fasies.

2. Batuan Reservoir

Semua formasi dari Formasi Jatibarang sampai Formasi Parigi merupakan interval dengan sifat fisik reservoir yang baik. Minyak diproduksi dari rekahan *volcanoclastic* dari Formasi Jatibarang. Pada daerah dimana batugamping Formasi Baturaja mempunyai porositas yang baik kemungkinan menghasilkan akumulasi endapan yang agak besar. Timbunan pasokan sedimen dan laju sedimentasi yang tinggi pada daerah *shelf*, diidentifikasi dari *clinofolds* yang menunjukkan adanya progradasi. Pemasukan sedimen ini disebabkan oleh pembauran ketidakstabilan tektonik yang merupakan akibat dari *subsidence* yang terus menerus pada daerah *foreland* dari Lempeng Sunda. Pertambahan yang cepat dalam sedimen klastik dan laju *subsidence* pada Miosen Awal diinterpretasikan sebagai akibat dari perhentian deposisi Batugamping Baturaja. Ketebalan seluruh sedimen bertambah dari 400 feet pada daerah yang berdekatan dengan paleoshoreline menjadi lebih dari 5000 feet pada subcekungan Ardjuna.

3. Lapisan Penutup (*Seal*)

Lapisan penutup atau lapisan tudung merupakan lapisan impermeabel yang dapat menghambat atau menutup jalannya hidrokarbon. Lapisan ini juga

biasa disetarakan dengan lapisan *overburden*. Litologi yang sangat baik adalah batulempung dan batuan evaporit. Pada Cekungan Jawa Barat Utara, hampir setiap formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Namun formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh, karena formasi ini memiliki litologi yang baik atau impermeabel.

4. Batuan Induk (*Source Rock*)

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama batuan induk, yaitu *lacustrine shale (oil prone)*, *fluvio deltaic coals*, *fluvio deltaic shales (oil dan gas prone)* dan *marine claystone (bacterial gas)*. Studi geokimia dari minyak mentah yang ditemukan di Pulau Jawa dan lapangan lepas Pantai Ardjuna menunjukkan bahwa *fluvio deltaic coals* dan serpih dari Formasi Talang Akar bagian atas berperan dalam pembentukan batuan induk yang utama. Beberapa peran serta dari *lacustrine shales* juga ada terutama pada Subcekungan Jatibarang. Kematangan batuan induk di Cekungan Jawa Barat Utara ditentukan oleh analisa batas kedalaman minyak dan kematangan batuan induk pada Puncak Gunung Jatibarang atau dasar / puncak dari Formasi Talang Akar atau bagian bawah Formasi Baturaja.

5. Jalur Migrasi

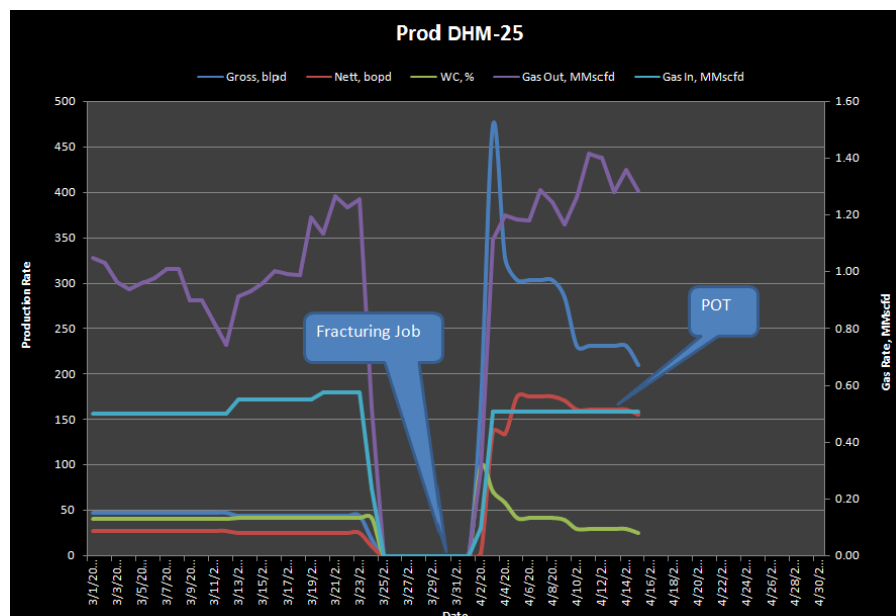
Migrasi hidrokarbon terbagi menjadi tiga, yaitu migrasi primer, sekunder dan tersier. Migrasi primer adalah perpindahan minyak bumi dari batuan induk dan masuk ke dalam reservoir melalui lapisan penyalur. Migrasi sekunder dapat dianggap sebagai pergerakan fluida dalam batuan penyalur menuju *trap*. Migrasi tersier adalah pergerakan minyak dan gas bumi setelah pembentukan akumulasi yang nyata.

Jalur untuk perpindahan hidrokarbon mungkin terjadi dari jalur keluar yang lateral dan atau vertikal dari cekungan awal. Migrasi lateral mengambil tempat di dalam unit-unit lapisan dengan permeabilitas horizontal yang baik, sedangkan migrasi vertikal terjadi ketika migrasi yang utama dan langsung yang tegak menuju lateral. Jalur migrasi lateral berciri tetap dari unit-unit permeabel. Pada Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral lebih

banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah utara-selatan dari Anggota Main maupun Massive (Formasi Cibulakan Atas). Sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan transportasi yang cepat dari cairan yang bersamaan dengan waktu periode tektonik aktif dan pergerakan sesar.

2.4. Data Sumur DHM-25

Sumur DHM-25 berproduksi dengan *artificial lift* berupa *gas lift* dan memiliki nilai *water cut* 42%. Sumur ini berproduksi pada Lapisan A yang merupakan *sandstone*, terletak pada kedalaman 5871 – 5878 ft MD, dengan tekanan reservoir sebesar 1246 psia. Keputusan dilakukannya perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada sumur DHM-25 Lapangan KLS ini berdasarkan alasan bahwa sumur DHM-25 memiliki permeabilitas yang kecil yakni sebesar 10 mD, serta dengan laju produksi fluida yang rendah yakni sebesar 45 BLPD (26 BOPD). Sejarah produksi DHM-25 dapat dilihat pada **Gambar 2.5**.



Gambar 2.5. Sejarah Produksi Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

Sebelum melaksanakan operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) perlu dilakukan pengumpulan data awal. Data yang perlu dipersiapkan meliputi data lapangan, data *reservoir*, data sumur, data mekanika batuan, dan data *fluid loss*. Pengumpulan data – data tersebut diperlukan sebagai penunjang dalam melakukan

simulasi peretakan hidraulik (*hydraulic fracturing*), sehingga dapat diketahui hasil dari pekerjaan peretakan hidraulik (*hydraulic fracturing*). Berikut adalah data – data yang diperlukan :

Tabel II-1.
Data Lapangan Sumur DHM-25

Nama Sumur	DHM-25
Nama Lapangan	KLS
Formasi	Talangakar
Lokasi	Indramayu, Jawa Barat
Tipe Kompleksi	<i>Cased Perforated Completion</i>
Tipe Sumur	<i>Directional</i>
Status Sumur	Produksi
<i>Lifting Method</i>	<i>Gas Lift</i>
Tanggal <i>Hydraulic Fracturing</i>	28 Maret 2014

Tabel II-2.
Data Reservoir Sumur DHM-25

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Hydrocarbon Type</i>	Oil	
°API	34	
<i>SG Oil</i>	0,86	
<i>Reservoir Pressure (P)</i>	1.246	Psia
<i>Reservoir Temperature (T)</i>	244	°F
<i>Mineralogy</i>	<i>Sandstone</i>	
Permeabilitas	10	mD
Ketebalan (<i>Net Pay</i>)	26,24	ft
Porositas	25	%

Tabel IV-3.
Data Sumur DHM-25

Parameter	Nilai	Satuan
Ukuran Tubing	3,5	inch
Tubing <i>Depth</i>	5.525,75	ft MD
<i>Packer Set Depth</i>	5.490,72	ft MD

Tabel IV-3.
Data Sumur DHM-25
(Lanjutan)

Parameter	Nilai	Satuan
Ukuran <i>Casing</i> (K-55)	7	Inch
Interval Perforasi	5.871 – 5.878	ft MD
<i>Perforation Number</i>	10	
Diameter Perforasi	0,4	Inch
Jari – jari sumur (rw)	0,264	ft
Jari – jari pengurasan (re)	820	ft

Tabel IV-4.
Data Lithologi dan Mekanika Batuan Sumur DHM-25

<i>Zone Name</i>	<i>TVD at Bottom (m)</i>	<i>MD at Bottom (m)</i>	<i>Stress Gradien (Psi/ft)</i>	<i>Stress (Psi)</i>	<i>Young's Modulus (Psi)</i>	<i>Poisson's Ratio</i>	<i>Fracture Toughness (Psi-in^{1/2})</i>	<i>Critical Stress (Psi)</i>	<i>Stress Interpolation</i>
<i>Shale</i>	1.694,3	1.787	0,67607	3.758	7,75e+05	0,17	750	0	On
<i>Sand</i>	1.696,1	1.789	0,59122	3.290	6,2792e+05	0,19	750	0	On
<i>Shaly</i>	1.697,1	1.790	0,6	3.340,7	5,8419e+05	0,19	750	0	On
<i>Sand</i>	1.699	1.792	0,55	3.065,7	3,8595e+05	0,21	750	0	On
<i>shale</i>	1.706,5	1.800	0,6	3.359,2	7,75e+05	0,22	750	0	On

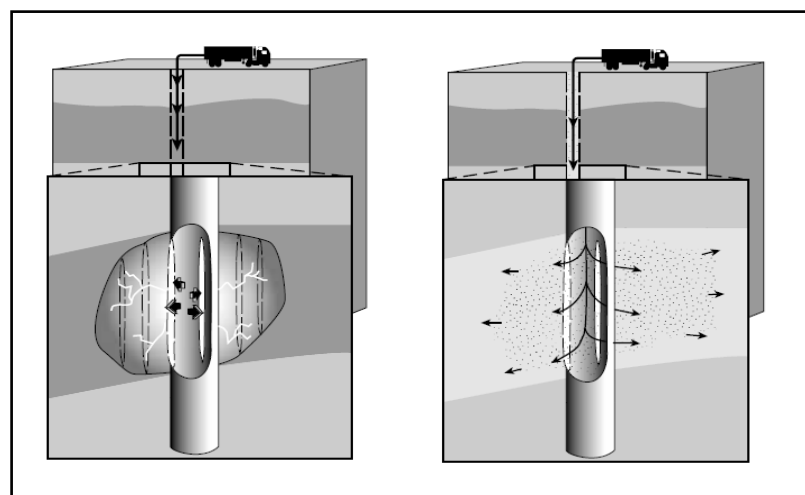
Tabel IV-5.
Data Fluid Loss Sumur DHM-25

<i>Zone Name</i>	<i>TVD at Bottom (m)</i>	<i>MD at Bottom (m)</i>	<i>Leakoff Coef. (ft/min^{1/2})</i>	<i>Spurt Loss (gal/100 ft²)</i>
<i>Shale</i>	1.694,3	1.787	0,0001	0
<i>Sand</i>	1.696,1	1.789	0,003	0
<i>Shaly</i>	1.697,1	1.790	0,001	0
<i>Sand</i>	1.699	1.792	0,01	0
<i>Shale</i>	1.701,8	1.795	0,0001	0

BAB III

DASAR TEORI PEREKAHAN HIDRAULIK

Perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*) merupakan suatu teknik stimulasi sumur yang umum dilakukan pada lapangan minyak maupun gas. Stimulasi sumur dilakukan dengan tujuan untuk meningkatkan produktivitas sumur sehingga terjadi peningkatan produksi minyak maupun gas. Konsep perekahan hidrolik untuk meningkatkan produktivitas formasi adalah dengan memperbesar jari-jari efektif sumur (r_w'), memperbesar/memperbaiki permeabilitas batuan (k) disekitar lubang sumur serta membuat saluran dengan kapasitas alir (konduktivitas) yang tinggi antara formasi dengan lubang sumur. Perekahan hidrolik dilakukan dengan cara menginjeksikan fluida bertekanan ke dalam sumur untuk merekahkan batuan *reservoir*. Setelah terjadi rekahan pada batuan, maka selanjutnya akan ditempatkan material pengganjal (*proppant*) ke dalam rekahan tersebut untuk mengganjal rekahan agar tidak menutup kembali, sehingga mempermudah aliran fluida dari *reservoir* menuju lubang sumur. **Gambar 3.1.** memperlihatkan skematik proses stimulasi perekahan hidrolik.



Gambar 3.1.
Skematik Proses Stimulasi *Hydraulic Fracturing*
(*Economides, Michael J. 2000*)

3.1. Analisa Kerusakan Formasi

Kerusakan formasi dapat disebabkan dari adanya kegiatan pemboran, kompleksi dan berjalannya produksi, kerusakan ini berupa “skin” yang bernilai positif sehingga aliran fluida dari reservoir ke lubang sumur menjadi terhambat. Adanya skin *effect* akan menyebabkan perubahan pada zona di sekitar sumur. Untuk mengidentifikasi adanya kerusakan pada formasi dapat dilakukan dengan uji sumur (*well test*). Pernyataan kuantitatif tentang faktor skin adalah sebagai berikut:

- $S > 0$ berarti formasi mengalami kerusakan.
- $S = 0$ nilai permeabilitas di sekitar lubang sumur sama dengan permeabilitas *reservoir*
- $S < 0$ berarti formasi telah mengalami perbaikan di sekitar formasi melalui stimulasi.

Efek skin tergantung pada permeabilitas di sekitar lubang sumur dan jari-jari pengurasan. Hawkins menuliskan persamaan untuk menentukan *skin effect*.

$$S = \left(\frac{k_f}{k_a} - 1 \right) \ln \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (3-1)$$

Keterangan :

k_f = Permeabilitas formasi, mD

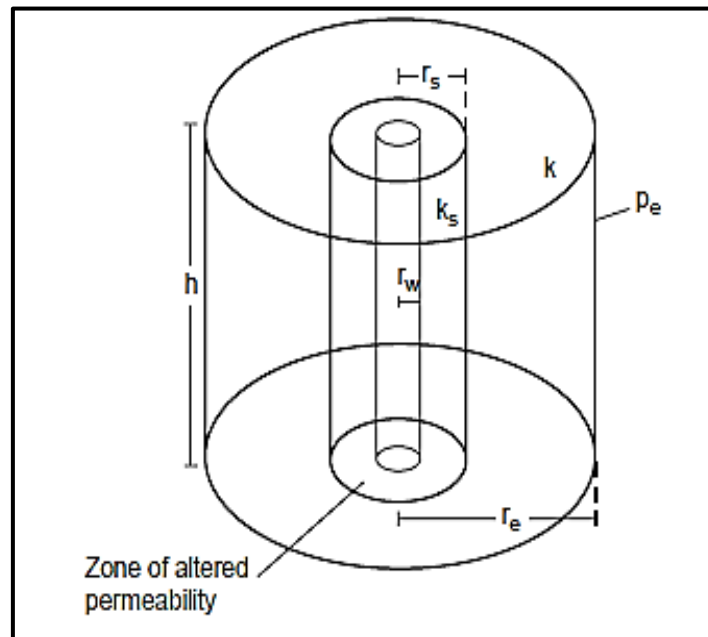
k_a = Permeabilitas di sekitar lubang sumur, mD

S = Skin

r_e = Jari-jari pengurasan, ft

r_w = Jari-jari sumur, ft

Pada sumur yang dianalisa dilakukan proses kegiatan uji sumur (*well test*) sebelum perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), sehingga didapatkan harga *skin factor* dari sumur tersebut yang bertujuan untuk mengetahui bahwa formasi di sekitar lubang sumur tersebut telah terjadi kerusakan yang mengakibatkan *damage* atau tidak. Kemudian didapatkan harga skin (+) dari formasi pada sumur yang dianalisa yang menyatakan bahwa formasi tersebut terjadi kerusakan, sehingga diperlukan stimulasi pada sumur tersebut yaitu stimulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*). Pada **Gambar 3.2.** menunjukkan adanya pengaruh skin di sekitar lubang sumur.



Gambar 3.2.
Pengaruh *Skin* di Sekitar Sumur
(Economides, Michael J. 2000)

3.2. Mekanika Batuan

Mekanika batuan merupakan ilmu pengetahuan yang membahas mengenai perilaku mekanis batuan, termasuk di dalamnya membahas tentang berbagai metode perancangan perilaku batuan yang sesuai dengan disiplin ilmu teknik yang diperlukan. Pada pekerjaan perekahan hidrolik perlu dipelajari mekanika batuan terutama yang berkaitan dengan operasi perekahan, yaitu besaran-besaran yang berlaku pada batuan agar dapat diramalkan geometri rekahannya. Besaran-besaran mekanika batuan yang berkaitan dengan operasi perekahan hidrolik meliputi *stress* dan *strain*, *poisson ratio*, *modulus shear*, *modulus bulk*, *modulus young*, dan tekanan overburden.

3.2.1. *Stress* (σ) dan *Strain* (ϵ)

Setiap material termasuk batuan bila dikenai suatu beban / tekanan maka akan mengalami perubahan bentuk (*deformasi*). Gaya atau tekanan per satuan luas tersebut disebut *stress* (σ), sedangkan perubahan bentuk dalam hal ini perubahan

dalam panjang (δ), dibanding dengan panjang semula (L), disebut sebagai *strain* (ϵ).

a. *Stress*

Stress didefinisikan sebagai perbandingan antara gaya yang bekerja dengan bidang kontak gaya tersebut (gaya persatuan luas). Secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-2)** :

$$\sigma = F / A \dots\dots\dots (3-2)$$

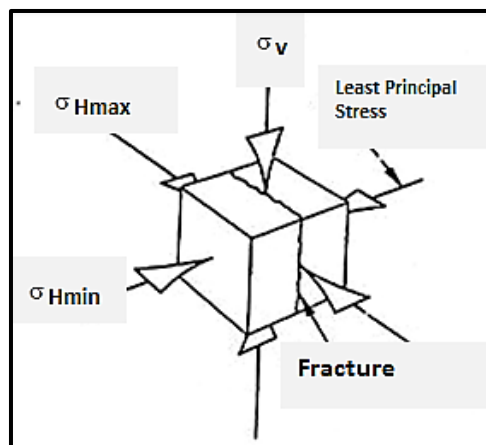
Keterangan:

σ = *Stress*, Psi

F = Gaya yang bekerja, lb

A = Luas bidang kontak, inch².

Besaran *stress* utama terdiri dari *maximum horizontal stress*, *minimum horizontal stress*, dan *overburden stress* seperti pada **Gambar 3.3**.



Gambar 3.3.
Besar Ketiga *Stress* Utama
(Allen, Thomas O. 1989)

b. *Strain*

Strain didefinisikan sebagai besarnya deformasi suatu material ketika sebuah *stress* diterapkan pada material tersebut *strain* dibagi menjadi 2 berdasarkan efek perubahannya yaitu *axial strain* dan *lateral strain*. Persamaan untuk *axial strain*:

$$\varepsilon_1 = \lim_{l \rightarrow 0} \frac{l - l^*}{l} \dots\dots\dots (3-3)$$

Keterangan:

ε_1 = Axial strain

l = Panjang sebelum mengalami deformasi, ft.

l^* = Panjang setelah mengalami deformasi, ft.

Persamaan untuk *lateral strain* secara matematis dapat dituliskan pada

Persamaan (3-4) :

$$\varepsilon_2 = \frac{d - d^*}{d} \dots\dots\dots (3-4)$$

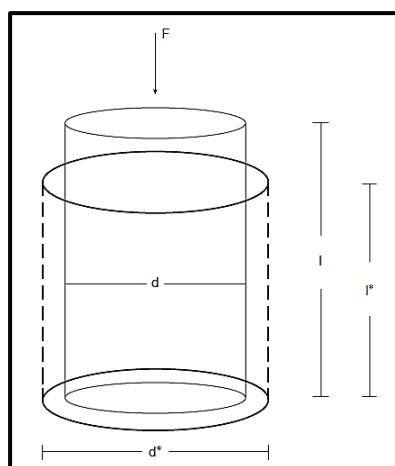
Keterangan:

ε_2 = Lateral strain.

d = Diameter sebelum mengalami deformasi, ft.

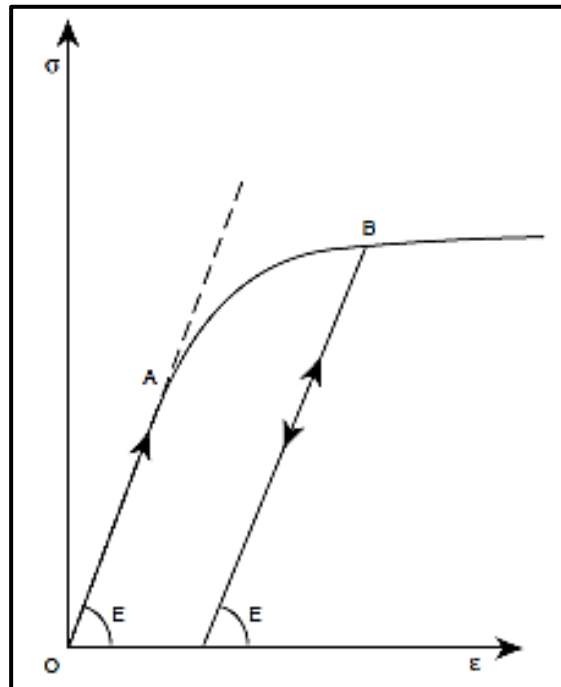
d^* = Diameter setelah mengalami deformasi, ft.

Hasil dari pemberian tekanan pada batuan tersebut bisa dilihat pada **Gambar 3.4.** yaitu apabila sebuah gaya diberikan pada suatu batuan maka, batuan akan mengalami deformasi. Diameter batuan semula “d” menjadi “d*” dan tinggi batuan semula “l” setelah diberikan gaya menjadi “l*”.



Gambar 3.4.
Deformasi Batuan Akibat Stress
(Economides, Michael J. 2000)

Hubungan antara *stress* dan *strain* ditunjukkan pada **Gambar 3.5**. Gambar tersebut menunjukkan hubungan antara *stress* dan *strain* pada uji batuan yang diberi tekanan.

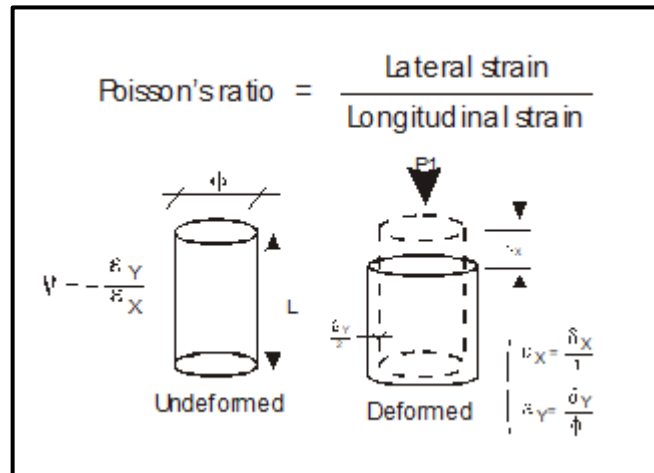


Gambar 3.5.
Grafik Hubungan *Stress vs Strain*
(Michael J. Economides, 1994)

Pada gambar tersebut, titik O-A merupakan *elastic region*. Pada *region* ini apabila sebuah batuan diberi *stress*, maka batuan akan mengalami deformasi. Batuan yang terdeformasi dapat kembali ke bentuk semula apabila *stress* dilepaskan. Di titik A-B merupakan *plastic region*. Di *region* ini batuan yang terdeformasi akan berubah bentuk secara permanen. Apabila pemberian *stress* terus dilakukan, batuan akan rekah.

3.2.2. *Poisson Ratio*

Pemberian tekanan pada suatu bidang material di sepanjang bidang aksis akan mengakibatkan material tersebut semakin pendek dan mengembang ke arah yang tegak lurus dengan bidang aksis seperti terlihat pada **Gambar 3.6**.



Gambar 3.6.
Penggambaran Mengenai Efek *Poisson*
(Allen, T.O. and Robert, A.P., 1982)

Perbandingan harga *strain* yang berada tegak lurus terhadap beban *stress* pada bidang lateral dengan harga *strain* yang tegak lurus terhadap beban *stress* pada bidang aksis disebut sebagai *poisson ratio* (ν). Pada umumnya *limestone*, batupasir, *shale*, dan garam, mempunyai harga ν masing-masing sebesar 0,15, 0,25, 0,27-0,30, dan 0,50, sedangkan besi lunak mempunyai harga ν sekitar 0,3. Secara sistematis *poisson ratio* (ν) dapat dituliskan pada **Persamaan (3-5)** :

$$\nu = - \frac{\text{lateral strain}}{\text{axial strain}} = - \frac{\Delta \epsilon_2}{\Delta \epsilon_1} \dots\dots\dots (3-5)$$

Keterangan:

ν = *Poisson ratio*.

ϵ_1 = *Axial strain*, **Persamaan (3-3)**

ϵ_2 = *Lateral strain*, **Persamaan (3-4)**

3.2.3. Modulus Young

Jumlah *strain* yang disebabkan oleh *stress* adalah fungsi dari kekakuan (*stiffness*) material. Kekakuan atau kekenyalan dapat ditunjukkan dengan lekukan atau kemiringan pada plot antara *axial stress* dan *strain* pada daerah linier. Inilah yang dinamakan *Modulus Young* (E). *Modulus Young* (E) sama dengan tegangan

tarik (unit *stress*) dibagi dengan regangan tarik (unit *strain*). Secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-6)** :

$$E = \frac{\Delta\sigma}{\Delta\varepsilon} = 2G (1 + \nu) \dots \dots \dots (3-6)$$

Keterangan :

E = *Modulus Young*, Psi.

σ = *Stress*, Psi.

ε = *Strain*.

G = *Modulus Shear* (G)

ν = *Poisson Ratio*

Untuk besi lunak, *Modulus Young*-nya berharga 30×10^6 psi, sedangkan untuk batuan mempunyai harga E berkisar dari 0,5 sampai 12×10^6 psi, di mana *soft rock* = 1 dan *hard rock* = 10.

3.2.4. *Modulus Shear*

Pengaruh tegangan geser (*shear stress*) yang diberikan pada permukaan suatu bidang material ditampilkan pada **Gambar 3.7**. Pada gambar menunjukkan bahwa pemberian gaya pada permukaan material akan mengakibatkan bidang permukaan tersebut berpindah atau bergeser membentuk suatu bidang baru yang letaknya paralel dengan bidang semula. Perbandingan antara besar harga *shear stress* yang diberikan terhadap sudut yang dibentuk akibat deformasi yang terjadi (kekakuan suatu material) dikenal sebagai *modulus shear* (G).

Secara matematis *modulus shear* (G) dapat dituliskan pada **Persamaan (3-7)** :

$$G = \frac{F/A}{\theta} = \frac{\text{Shear Stress}}{\text{Besar Sudut Deformasi}} = \frac{\text{lb/in}^2}{\text{radian}} \dots \dots \dots (3-7)$$

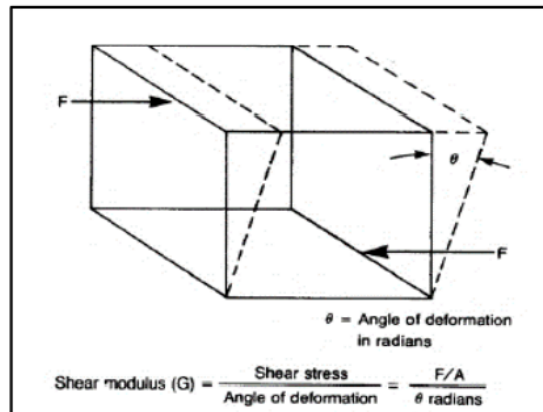
Keterangan :

G = *Modulus Shear*, Psi.

F = Gaya yang Bekerja, lb.

A = Luas Area, Inch².

θ = Besar sudut deformasi.



Gambar 3.7.
Shear Modulus
(Allen, T.O., Robert, A.P., 1982)

3.2.5. Plain – Strain Modulus

Istilah yang hampir sama dengan *modulus young* yaitu *plain-strain modulus*, harga *poisson ratio* untuk *sandstone*, $\nu = 0,25$, maka $E' = 1,07 E$ dan dipakai untuk menghitung lebar rekahan pada perhitungan *hydraulic fracturing*. Perhitungan *plain-strain modulus* diperoleh dari harga *modulus young* dan *poisson ratio*, apabila dituliskan rumusnya seperti pada **Persamaan (3-8)** :

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)} \dots\dots\dots (3-8)$$

Keterangan:

E' = *Plain strain modulus*, psi.

E = *Modulus young*, psi.

ν = *Poisson ratio*.

3.2.6. Tekanan Overburden

Tekanan *overburden* merupakan tekanan yang terjadi sebagai akibat tekanan dari lapisan batuan di atasnya dan tekanan fluida dalam pori yang mendesak. Tekanan *overburden* tidak tergantung pada tektonik dan harganya sama dengan berat batuan formasi di atasnya. Dengan integrasi pada *density log*, Tekanan *overburden* bisa diperkirakan harganya seperti pada **Persamaan (3-9)** :

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho(z) dz \dots\dots\dots (3-9)$$

Keterangan :

g = Tekanan *Overburden*, Psi.

H = Kedalaman, ft.

ρ = Densitas Batuan, lb/ft²

Gradien *overburden* rata-rata akan berkisar 0,95 – 1,1 psi/ft. Harga 1,1 psi/ft didapat jika semua formasi rata memiliki densitas sekitar 165 lb/ft³ maka *gradient stress* = 165/144 = 1,1 psi/ft.

Karena formasi ada yang tidak rapat atau berpori, maka harganya bisa saja sampai 0,95. Jika *overburden* adalah harga absolut, yang dialami oleh batuan dan fluida di pori-pori adalah *effective stress* (σ'_v), yang didefinisikan seperti

Persamaan (3-10):

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \dots\dots\dots (3-10)$$

dimana α adalah Konstanta *Poroclastic Biot* (1956), maka kebanyakan *reservoir* akan mempunyai nilai *Biot* sekitar 0,7.

3.2.7. Modulus Bulk

Beban komprehensif yang diberikan terhadap semua bagian suatu balok material pada kondisi hidrostatis, akan mengakibatkan pengurangan volume *bulk* total. Perbandingan antara tegangan yang diberikan (gaya per unit luas permukaan suatu bidang) terhadap perubahan volume untuk setiap unit volume awal suatu material dinamakan *modulus bulk* (K). Secara matematis dapat dituliskan pada

Persamaan (3-11) :

$$K = \frac{F/A}{V/v} = \frac{\frac{\text{Gaya}}{\text{Luas Permukaan}}}{\frac{\text{Perubahan volume}}{\text{Volume awal}}} = \frac{\text{lb/in}^2}{\text{in}^3/\text{in}^3} \dots\dots\dots (3-11)$$

Keterangan:

K = Modulus bulk, lb/ inch².

F = Gaya yang bekerja, lb.

A = Luas area, inch² .

V = Perubahan volume, inch^3 .

v = Volume awal, inch^3 .

3.3. Perekahan Batuan

Pada operasi *hydraulic fracturing*, selain pemahaman mengenai mekanika batuan, perlu juga dipelajari mengenai tegangan-tegangan di tempat yang berlaku pada batuan (*in-situ stress*), yang berhubungan dengan sifat batuan yang akan direkahkan dan tekanan perekahan batuan sehingga dapat diperkirakan arah rekahan yang terbentuk.

3.3.1. *In situ Stress*

Pada batuan berlaku tiga besaran utama *stress*, yaitu *stress* dari arah vertikal dan dua *stress* dari arah horizontal. *Stress* vertikal didapat dari *overburden stress* (σ_v) yang bisa diketahui dari *density log*. *Stress* vertikal tidak dipengaruhi oleh tektonik tetapi dipengaruhi oleh berat batuan yang ada di atasnya. Sedangkan *stress* horizontal adalah tegangan yang datang dari arah horizontal yaitu dipengaruhi oleh tegangan tektonik. *Stress* vertikal/tekanan *overburden* bisa diperkirakan harganya yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-12)** :

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho(z) dz \dots\dots\dots(3-12)$$

Stress vertikal yang didapat tersebut merupakan *stress* vertikal absolut, sedangkan untuk menghitung *stress* vertikal efektif maka harus dikurangi dengan perkalian konstanta *biot poroelastik* dengan tekanan reservoir. *Effective stress* (σ'_v), yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-13)** :

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \dots\dots\dots(3-13)$$

Keterangan :

g = *Overburden stress*, psia.

H = Kedalaman, ft.

ρ = Densitas batuan, lb/ft^3 .

α = Konstanta *poroklastik biot*

σ'_v = *Effective stress*, psi.

σ_v = *Vertical stress*, psia.

p = *Pore pressure*, psia.

Stress vertikal efektif tersebut dapat diterjemahkan ke dalam arah horizontal dengan *poisson ratio* dengan suatu persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-14)** :

$$\sigma'_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v \dots\dots\dots (3-14)$$

Dimana σ'_H adalah *stress* horizontal efektif dan $\nu = poisson\ ratio$. Variabel ini adalah sifat batuan. *Absolute horizontal stress* (σ_H) akan sama dengan efektif *stress plus* (αp) seperti pada **Persamaan (3-16)**.

Harga *stress minimum efektif* adalah :

$$\sigma_{H\ min}' = \sigma'_H \dots\dots\dots (3-15)$$

Dan harga *stress minimum absolut* secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-16)** :

$$\sigma_{H\ min} = \sigma'_{H\ min} + \alpha p \dots\dots\dots (3-16)$$

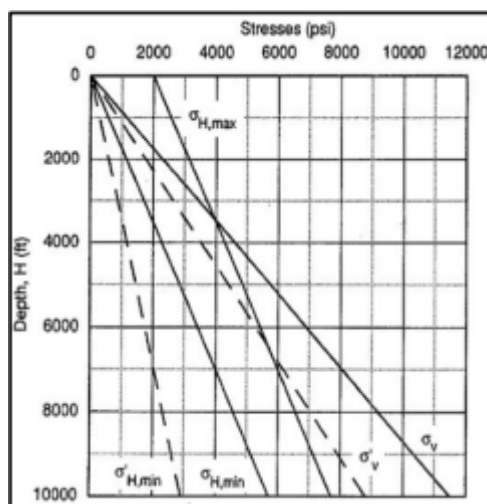
Harga *stress* di **Persamaan (3-16)** tidak akan sama keseluruhan arah horizontal. *Stress* tersebut adalah harga *stress* horizontal minimum absolut, karena harga *stress* horizontal maksimum absolut secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-17)** :

$$\sigma_{H\ max} = \sigma_{H\ min} + \sigma_{tect} \dots\dots\dots (3-17)$$

Keterangan:

- σ'_v = *Effective stress*, psia
- σ_v = *Vertical stress*, psia.
- σ'_H = *Absolute horizontal stress*, psia
- $\sigma_{H\ min}'$ = *Stress minimum efektif*, psia.
- $\sigma_{H\ min}$ = *Stress minimum absolut*, psia.
- α = Konstanta poroklastik biot
- p = *Pore pressure*, psia.
- $\sigma_{H\ min}$ = *Stress horizontal minimum*, psia.
- $\sigma_{H\ max}$ = *Stress horizontal maksimum*, psia.
- σ_{tect} = *Gaya tektonik*, psia.

Dimana σ_{tect} adalah suatu kontribusi dari gaya tektonik bumi. **Gambar 3.8.** menunjukkan suatu plot terhadap harga - harga *stress* di atas. Dari persamaan - persamaan di atas, maka ketiga *stress* utama adalah σ_v , σ_{Hmin} , dan σ_{Hmax} .



Gambar 3.8.
Skematik dari Harga – Harga Stress terhadap Kedalaman
(Economides, M. J., Hill, D.A., 1994)

Berdasarkan grafik hubungan antara kedalaman dan *stress* pada **Gambar 3.8.**, besarnya ketiga *stress* utama yaitu σ_v , σ_{Hmin} , dan σ_{Hmax} selain ditentukan dengan menggunakan persamaan-persamaan, dapat juga ditentukan dengan menggunakan grafik pada gambar tersebut berdasarkan kedalaman yang akan dianalisa.

3.3.2. Tekanan Perekahan

Dalam proses perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), untuk dapat merekahkan batuan reservoir, maka dibutuhkan tekanan untuk melawan atau mengatasi gaya - gaya yang mempertahankan keutuhan batuan tersebut (*breakdown pressure*), dimana untuk merekahkan batuan reservoir digunakan fluida bertekanan sebagai media penyalur tenaga dari peralatan dipermukaan ke permukaan batuan.

Besarnya tekanan injeksi di permukaan (P_w) yang diperlukan untuk perekahan batuan adalah merupakan penjumlahan tekanan perekahan di dasar sumur (P_{bd}), kehilangan tekanan dalam pipa (P_f), kehilangan tekanan dalam lubang

perforasi (P_{pf}) ditambah dengan tekanan hidrostatik fluida perekah (P_h). Secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-18)** :

$$P_w = BHTP + P_f + P_{pf} - P_h \dots \dots \dots (3-18)$$

Dimana besarnya tekanan hidrostatik fluida perekah dapat dicari dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-19)** :

$$P_h = 0,052 \times \rho \times D_{perfo} \dots \dots \dots (3-19)$$

Serta harga tekanan perekahan di dasar sumur secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-20)** :

$$BHTP = gf \times D_{perfo} \dots \dots \dots (3-20)$$

Keterangan :

P_w = Tekanan injeksi permukaan, psi.

P_{bd} = BHTP = Tekanan rekah batuan/perekahan di dasar sumur, psi.

P_f = Kehilangan tekanan di pipa (*tubing*), psi.

P_{pf} = Kehilangan tekanan di lubang perforasi, psi.

P_h = Tekanan hidrostatik fluida perekah, psi.

D_{perfo} = Kedalaman perforasi, ft.

gf = Gradien rekah batuan, psi/ft.

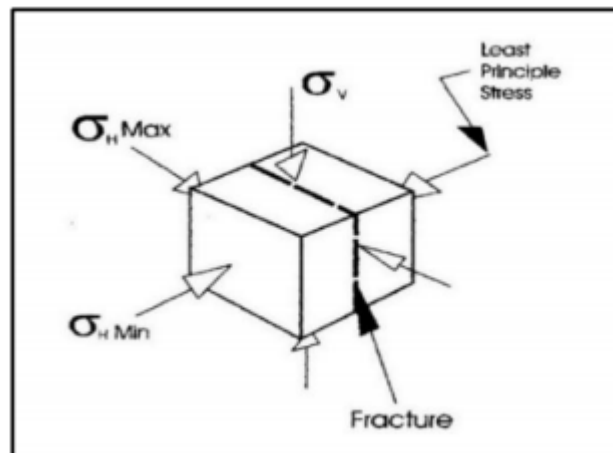
ρ = Densitas *fracturing fluid*, ppg.

3.3.3. Arah Rekahan

Seperti dibahas sebelumnya, *stress* utama batuan terdiri dari tiga arah yaitu σ_v , σ_{Hmin} dan σ_{Hmax} . Arah rekahan yang terjadi dari proses perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*) akan tegak lurus dengan harga *stress* terkecil dari ketiganya.

Gambar 3.9. menunjukkan suatu skematik dari arah rekahan terhadap ketiga *stress*.

Dari **Gambar 3.9.**, rekahan akan dihasilkan vertikal jika harga *stress* terkecilnya yang diasumsikan sebagai *stress* horizontal minimum mempunyai harga lebih kecil dari *stress* horizontal absolut dan *stress* vertikal, sebaliknya pada permukaan yang dangkal (misalnya pada suatu permukaan yang mengalami erosi) arah rekahan akan horizontal. Harga *stress overburden* pada keadaan ini akan mengecil, namun *stress* horizontal minimum dan absolut-nya tetap sama.



Gambar 3.9.
Besar Ketiga *Stress* Utama dan Arah Rekahan
 (Allen, T.O., Robert, A.P., 1982)

3.4. Fluida Perekah

Fluida perekah / *fracturing fluids* adalah fluida yang digunakan pada operasi perekahan hidrolik untuk menghantarkan daya pompa ke batuan formasi sehingga memungkinkan terjadinya perekahan batuan dan sebagai pembawa material pengganjal ke dalam rekahan. Fluida perekah tersebut akan dipompakan pada beberapa tingkat (*stages*) yang masing-masing mempunyai fungsi tersendiri. Secara garis besar, selain digunakan untuk memulai perekahan dan memperluas rekahan, fluida perekah juga harus dapat memperlebar rekahan, mentransport dan menempatkan *proppant*, mempunyai sifat *low fluid loss* (kehilangan fluidanya sedikit) waktu *crosslink*-nya terkontrol, dan tidak mahal. Juga tidak menyebabkan friksi yang besar di tubing, mudah dibersihkan dengan *clean-up* (memulainya produksi kembali), kompatibel dengan formasi dan fluidanya, mudah dicampur, aman untuk personalia, dan relatif murah. Pembahasan mengenai fluida perekah meliputi pembahasan mengenai mekanika fluida yang meliputi rheologi, *leak-off*, hidrolika perekahan dan pemilihan fluida dasar serta *additif*-nya.

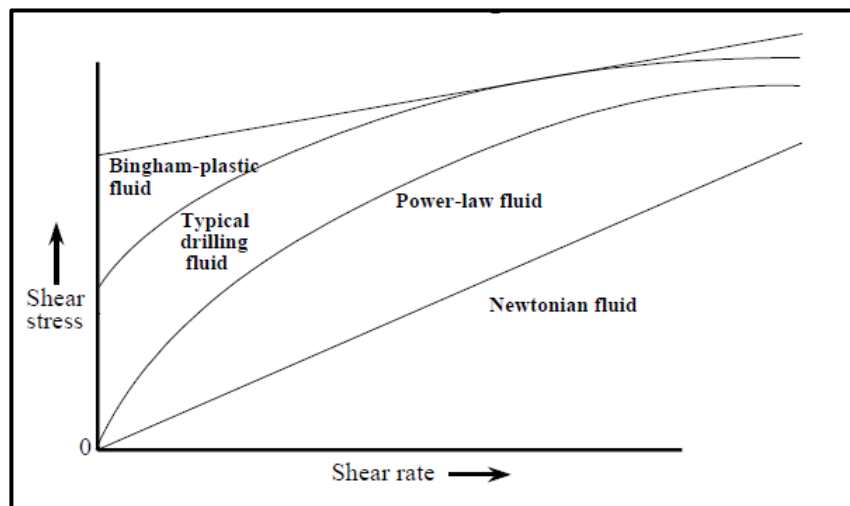
3.4.1. Mekanika Fluida Perekahan Hidraulik

Mekanika fluida untuk pekerjaan perekahan hidrolik meliputi *rheology*, *fluid loss (leak-off)* dan hidrolika fluida perekah yang terdiri dari pembahasan mengenai kehilangan tekanan aliran dan *horse power* pompa yang diperlukan.

3.4.1.1. Rheologi Fluida Perekah

Pada pekerjaan perekahan hidrolik, *rheology* merupakan sifat aliran fluida yang digunakan untuk mendapatkan harga viskositas yang cukup. Viskositas fluida perekah perlu direncanakan dengan baik karena viskositas merupakan salah satu parameter yang penting dalam keberhasilan pekerjaan *hydraulic fracturing*. Viskositas fluida perekah tersebut, dipengaruhi oleh banyak faktor seperti regim aliran, temperatur dan konsentrasi *proppant*.

Berdasarkan hubungan *shear stress* (τ) dan *shear rate* (γ), fluida di alam dapat dikelompokkan menjadi tiga macam, yaitu *Newtonian*, *Bingham Plastic*, dan *Power Law*. Fluida *newtonian* adalah fluida yang mempunyai hubungan linier antara *shear stress* dan *shear rate* (viskositasnya konstan) atau dengan kata lain viskositasnya hanya dipengaruhi oleh perubahan temperatur. Sedangkan untuk fluida *non-Newtonian* (*power law* dan *bingham plastic*), viskositasnya selain dipengaruhi oleh temperatur juga dipengaruhi oleh perubahan *shear stress* dan *shear rate*. **Gambar 3.10.** memperlihatkan plot τ vs. γ untuk tiga macam fluida.



Gambar 3.10.

Harga *Shear Rate* vs *Shear stress* pada Fluida *Newtonian* dan *Non-Newtonian*
(B. Tjondro, Kamiso, Dave Rich and Suryaman, 1997)

Untuk fluida *Newtonian* berlaku persamaan:

$$\tau = \mu (du/dy) = \mu \gamma \dots\dots\dots (3-21)$$

Keterangan:

τ = *Shear stress*, lbf/ft²

μ = Viskositas, cp

γ = *Shear rate*, sec⁻¹.

Sedangkan untuk fluida *bingham plastic* berlaku:

$$\tau = \mu \gamma + \tau_y \dots \dots \dots (3-22)$$

Keterangan:

τ_y = *Yield point* (fluida *Newtonian* = 1).

Untuk fluida perekah, yang berlaku adalah fluida *power law*, karena sifat dari fluida *power law* yang viskositasnya selain dipengaruhi oleh temperatur juga dipengaruhi oleh *shear stress* dan *shear rate*, di mana viskositas fluida akan turun dengan berkembangnya *shear rate*. Pada fluida *power law* berlaku hubungan:

$$\tau = K \gamma'^n \dots \dots \dots (3-23)$$

Keterangan:

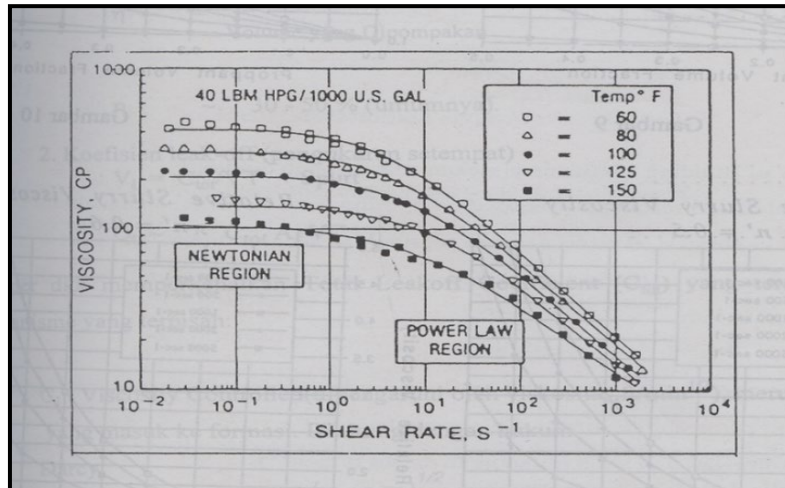
K = *Consistency index*, lbf-secⁿ /ft²

n = *Power law index*. (untuk $n = 1$, maka fluidanya *Newtonian*).

Pada **Gambar 3.10.** memperlihatkan plot τ (*shear stress*) vs γ (*shear rate*) pada fluida *power law* dalam skala log-log. Untuk log-log plot berlaku hubungan:

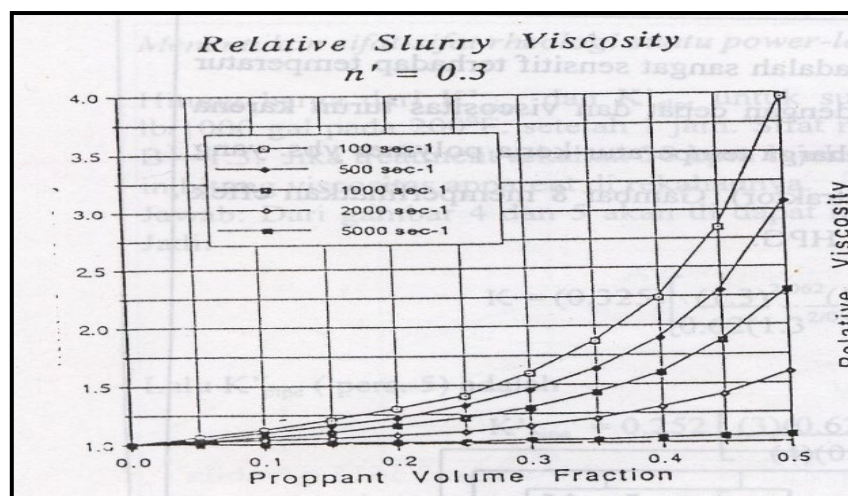
$$\log \tau = \log K + n \log \gamma' \dots \dots \dots (3-24)$$

Fluida perekah merupakan fluida yang bersifat *power law* yang sangat sensitif terhadap temperatur tinggi, sehingga selain dipengaruhi oleh regim aliran, viskositasnya juga akan mudah berubah oleh karena pengaruh temperatur. Pada temperatur tinggi, *Polymer* dapat mengalami degradasi dengan cepat sehingga viskositas fluida perekah akan turun. Karena itu perlu dilihat berapakah harga temperatur kerja *polymer* yang bersangkutan yang dapat dilihat dari setiap buku *service companies* (kontraktor). **Gambar 3.11.** berikut ini memperlihatkan contoh efek temperatur pada viskositas fluida perekah 40 lb/1.000 gal HPG.



Gambar 3.11.
Efek Temperatur pada Viskositas untuk 40 lb/1000 gal HPG
 (B. Tjondro, Kamiso, Dave Rich and Suryaman, 1997)

Selain dipengaruhi oleh regim aliran dan temperatur, viskositas fluida perakah juga dipengaruhi oleh konsentrasi material pengganjal (*proppant*) yang terdapat didalamnya, semakin tinggi kadar *proppant* maka viskositas relatif fluida perakah akan semakin naik, seperti tampak dalam **Gambar 3.12.** yang memperlihatkan harga viskositas fluida perakah pada suatu harga n' yang dipengaruhi oleh kadar *proppant*.



Gambar 3.12.
Pengaruh Kadar *Proppant* Terhadap Viskositas Fluida Perakah pada Suatu Harga n'
 (B. Tjondro, Kamiso, Dave Rich and Suryaman, 1997)

3.4.1.2. Fluid Loss (Leak Off)

Fluid loss (leak-off)/kebocoran) adalah kehilangan fluida karena fluida pererakah masuk meresap ke dalam formasi batuan. *Leak-off* dapat mengakibatkan volume rekahan yang terjadi akan berkurang sehingga dapat menyebabkan *proppant* akan mengalami *bridging* atau *screen-out* (terhenti atau mengendap). Jadi laju *leak-off* ini merupakan faktor penting dalam menentukan geometri rekahan. Terdapat dua macam penilaian terhadap *leak-off*, yakni:

1. *Fluid efficiency* (pengukuran total / global)

$$\eta = \frac{\text{volume rekahan}}{\text{volume yang dipompakan}} \dots\dots\dots (3-25)$$

Umumnya harga $\eta \approx 30 - 50\%$.

2. Koefisien *leak-off* (pengukuran setempat).

$$V_L = \frac{C_{tot}}{\sqrt{t}} + spurt \dots\dots\dots (3-26)$$

$$Q_L \approx \pi C_{tot} A_f \sqrt{t} \dots\dots\dots (3-27)$$

Cooper dan kawan-kawan memperkenalkan *total leak-off coefficient* (C_{tot}) yang terdiri dari tiga mekanisme terpisah, yaitu :

- 1). C_1 : *viscosity controlled* (dipengaruhi oleh viskositas, $ft/min^{1/2}$), merupakan pengontrol filtrat yang masuk ke formasi, yang dihitung dengan hukum Darcy.

$$C_1 = 0,0469 \left(\frac{k\Delta p_0}{\mu_L} \right)^{1/2} ft / \sqrt{\min} \dots\dots\dots (3-28)$$

Keterangan:

C_1 = Koefisien *leak off* yang dipengaruhi viskositas, $ft/min^{1/2}$

k = Permeabilitas relatif formasi terhadap material yang *leak-off*,
Darcy

Δp = Perbedaan tekanan antara fluida di depan dinding dengan tekanan di
pori-pori, psi

μ_L = Viskositas filtrat fluida pererakah pada kondisi suhu formasi, cp.

\emptyset = Porositas batuan, fraksi.

- 2). C_{II} : *compressibility controlled*, bila viskositas filtrat sama dengan fluida *reservoir* dan tanpa pengaruh *filter cake*, maka koefisien *leak off* dihitung dengan persamaan diffusivitas yang terutama dikontrol oleh kompresibilitas formasi / *reservoir*.

$$C_{II} = 0,0374 \Delta p \left(\frac{k\phi C_t}{\mu} \right)^{1/2} \text{ ft} / \sqrt{\text{min}} \dots\dots\dots (3-29)$$

Keterangan:

C_{II} = Koefisien *leak off* yang dipengaruhi kompresibilitas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

C_t = Kompresibilitas total formasi, psi^{-1}

μ = Viskositas fluida formasi yang *mobile* (dapat bergerak) pada kondisi *reservoir*, cp.

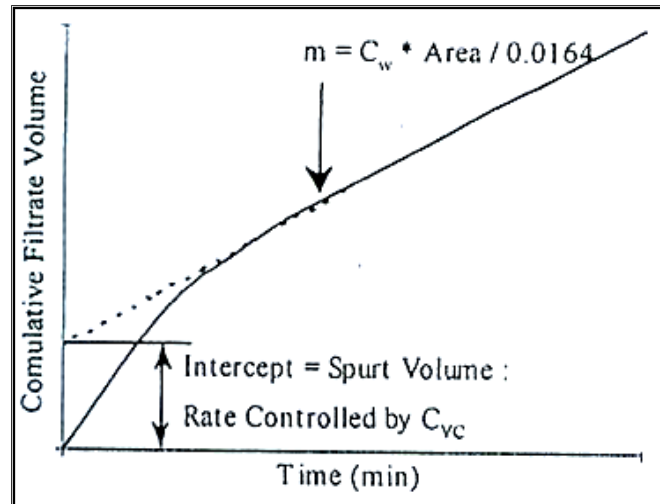
Dalam banyak perhitungan, C_I dan C_{II} sering dikombinasikan menjadi C_{vc} :

$$C_{vc} = \frac{2 C_I C_{II}}{C_I + (C_I^2 + 4 C_{II}^2)^{1/2}} \dots\dots\dots (3-30)$$

- 3). C_{III} : *wall building mechanism* (mekanisme penutup dinding). Terbentuk dari residu *polymer* di dinding formasi yang menghalangi aliran masuk ke dalam formasi. Hal ini sangat penting dan sengaja dibuat demikian agar tidak banyak fluida yang hilang. Besarnya koefisien ini tidak dapat dihitung dengan baik sehingga harus diukur di laboratorium.

Gambar 3.13. berikut ini memperlihatkan suatu plot hasil analisa laboratorium untuk batuan formasi dengan permeabilitas tinggi. Dari gambar tersebut, $C_{III} = C_w$ = dapat dicari dari kemiringan garis / *slope*.

Spurt adalah fluida yang masuk pertama kali dalam jumlah relatif besar karena bertemu media berpori sebelum terbentuk *filter cake* yang didapat dari perpotongan dengan sumbu tegak, gal/ft². Sedangkan *spurt time* adalah waktu yang diperlukan untuk mencapai bagian plot yang lurus, $\sqrt{\text{menit}}$.



Gambar 3.13.
Plot Hasil Laboratorium untuk Mencari $C_w = C_{III}$
(B. Tjondro, Kamiso, Dave Rich and Suryaman, 1997)

Koefisien *leak off* karena pengaruh *wall building* dihitung dengan:

$$C_w = \frac{(0,0164) m}{A} \dots\dots\dots (3-31)$$

Keterangan :

m = Kemiringan / *slope* garis, $ft^3/min^{0.5}$

A = Luas *core* yang dipakai, ft^2 .

Dari ketiga mekanisme diatas, maka besarnya koefisien *leak-off* total adalah sebagai berikut:

$$C_{tot} = \frac{2C_{\mu} C_c C_w}{C_{\mu} C_w + \{C_w^2 C_{\mu}^2 + 4C_c^2 (C_{\mu}^2 + C_w^2)\}^{1/2}} \dots\dots\dots (3-32)$$

Adapun jumlah kehilangan fluida yang masuk ke dalam pori batuan dapat ditentukan dengan persamaan:

$$V = V_s + 2 C_{tot} \sqrt{t} \dots\dots\dots (3-33)$$

Keterangan:

V_s = *Leak-off rate*, ft^3/min .

3.4.1.3. Hidrolika Fluida Perekah

Dalam pekerjaan perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*) perhitungan hidrolika perekah akan sangat berpengaruh dalam perhitungan perencanaan pelaksanaannya. Berikut akan dibahas mengenai hidrolika fluida perekah yang meliputi kehilangan tekanan aliran dan *horse power* pompa yang dibutuhkan.

1. Kehilangan Tekanan Aliran Fluida Perekah

Selama transportasi dari permukaan (pompa) menuju ke dalam formasi batuan, fluida perekah akan mengalami kehilangan tekanan aliran baik di dalam pipa maupun pada saat aliran melalui lubang perforasi.

a. Kehilangan Tekanan Aliran Dalam Pipa

Perhitungan kehilangan tekanan dalam pipa perlu dilakukan untuk mengetahui berapa besar kehilangan tekanan selama aliran fluida perekah dalam pipa, sehingga dapat diperkirakan tekanan pompa yang diperlukan dan berapa *net pressure* di formasinya. *Rheology* yang telah dibahas di atas, dapat digunakan untuk menghitung kehilangan tekanan dalam pipa selama fluida perekah dipompakan. Untuk menghitung kehilangan tekanan *fluida power law*, maka perlu dihitung terlebih dahulu *Reynold number*-nya, yang dapat dihitung dengan persamaan yang secara matematis dituliskan pada **Persamaan (3-34)** :

$$N_{re} = \frac{0,249\rho u^{2-n'} D^2}{96^{n'} K' [(3n'+1)/4n']^{n'}} \dots\dots\dots(3-34)$$

Apabila q dalam bbl/menit (BPM) maka secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-35)** :

$$u = 17,17 q_i/D^2 \dots\dots\dots(3-35)$$

Sebelum menghitung kehilangan tekanan, maka perlu dihitung terlebih dahulu *fanning friction* faktor (f_f). Untuk aliran laminar ($N_{re} < 2100$) maka *fanning friction* faktornya secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-36)** :

$$f_f = 16/N_{re} \dots\dots\dots(3-36)$$

Untuk aliran *turbulent* ($N_{re} > 2100$) maka *fanning friction* faktornya secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-37)** :

$$f_f = \frac{(\log(n)+2,5)/50}{N_{re}^{((1,4-\log(n))/7)}} \dots\dots\dots(3-37)$$

Kehilangan tekanan aliran fluida perekah dalam pipa dihitung dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-38)** :

$$\Delta P_f = \frac{5,2 \times 10^{-3} \text{ ff} \rho L u^2}{D} \dots\dots\dots (3-38)$$

Keterangan:

ΔP_f = Kehilangan tekanan aliran dalam tubing, Psi.

ρ = Densitas fluida perekah, lb/ft³.

u = Kecepatan aliran, ft/det.

D = Diameter dalam pipa, inch.

ff = *Fanning friction factor*.

K' = Konsistensi index, lbf secn[']/ft².

L = Panjang pipa (tubing), ft.

n' = *Flow behaviour index*.

b. Kehilangan Tekanan Aliran Dalam Lubang Perforasi

Kehilangan tekanan aliran dalam lubang perforasi dipengaruhi oleh densitas fluida, *rate* aliran, ukuran dan ketebalan perforasi. Jika ukuran perforasi besar maka *rate* aliran yang masuk ke lubang perforasi menjadi lebih rendah. Rendahnya *rate* aliran mengakibatkan kehilangan tekanan di dalam lubang menjadi kecil sehingga harga kehilangan tekanan dapat diabaikan. Batasan untuk mengabaikan kehilangan tekanan karena perforasi adalah *rate* kurang dari 0,5 bbl/menit per perforasi. Bila *rate* lebih besar dari 0,5 bbl/menit per perforasi maka friksi perforasi perlu diperhitungkan. Harga friksi perforasi dihitung dengan persamaan yang secara matematis dituliskan pada **Persamaan (3-39)**:

$$P_{pf} = \frac{Q^2 \gamma}{n^2 dp(0,323)} \dots\dots\dots (3-39)$$

Dimana harga Q dicari dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-40)** :

$$Q_{inj \text{ perfo}} = Q_{injeksi} / n \dots\dots\dots (3-40)$$

Keterangan :

P_{pf} = Kehilangan tekanan aliran dalam lubang perforasi, Psi.

Q = Laju injeksi, bpm.

γ = *Specific gravity* fluida perekah.

n = Jumlah lubang perforasi

dp = Diameter lubang perforasi, inch.

2. Horse Power Pompa

Horse power pompa adalah daya yang diperlukan pompa untuk dapat memompa fluida perekah sehingga dapat dihasilkan *performance* sesuai dengan yang diinginkan. Harga *horse* pompa dapat dihitung dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-41)** :

$$\text{HHP} = q_i P_w / 40,8 \dots \dots \dots (3-41)$$

Keterangan :

HP = *Horse power* / daya pompa, HHP.

q_i = laju pemompaan fluida perekah, BPM

P_w = Tekanan *treatment* dipermukaan, psig, **Persamaan (3-18)**

3.4.2. Fluida Dasar dan Additive

Perekahan hidraulik dapat dikatakan sebagai aplikasi pemindahan tenaga melalui suatu media cairan dimana cairan ini selain digunakan untuk merekahkan batuan juga harus dapat membawa material pengganjal rekahan. Oleh karena itu fluida perekah yang digunakan dalam operasi perekahan hidraulik yang terdiri dari fluida dasar harus ditambahkan *additive* yang berguna untuk mendapatkan komposisi yang tepat sehingga diharapkan menghasilkan *performance* sesuai dengan yang diharapkan.

3.4.2.1. Fluida Dasar

Secara umum, fluida dasar dapat berupa air, minyak, emulsi, *foam*, dan kombinasi dari bahan-bahan tersebut. Fluida dasar ini harus diperkental dengan *polymer* sebagai *thickener* (pengental).

1. Water Base Fluid

Merupakan jenis fluida perekah dengan bahan dasar air, *water base fluid* ini dapat digunakan pada *reservoir* minyak maupun gas. Fluida perekah ini mempunyai beberapa keuntungan antara lain:

1. Tidak ada resiko kebakaran.

2. Tersedia dalam jumlah yang banyak dan harganya murah.
3. Dapat mengurangi terjadinya *friction loss*.
4. Viskositasnya yang rendah, hal ini akan lebih mudah dalam pemompaan.
5. *Specific gravity* air yang tinggi akan memberikan kekuatan penopang yang lebih besar pada *propping agent*.
6. Mempunyai tekanan hidrostatik yang tinggi sehingga mengurangi tekanan pompa yang diperlukan untuk perekahan.

2. *Oil Base Fluid*

Oil base fluid digunakan sebagai fluida perekah mempunyai keuntungan sebagai berikut:

1. Mempunyai viskositas yang tinggi sebagai sifat alamiahnya.
2. *Rate* injeksi yang rendah untuk peretakan dangkal atau dalam.
3. Dapat dijual kembali setelah pemakaian.

Ada beberapa jenis cairan bahan dasar minyak untuk perekahan, yaitu:

- a. *Napalm Gels*, bahan dasar yang digunakan adalah kerosin atau minyak diesel atau *crude oil* yang dipadatkan dengan penambahan *napalm (aluminium fatty acid salt)*. Jel ini mempunyai viskositas tinggi dan mampu membawa material pengganjal (*proppant*) serta *fluid loss*-nya rendah.
- b. *Viscous Refined Oil*, lebih menguntungkan daripada *napalm gel* karena mudah diperoleh dari *refinery*, dapat dimanfaatkan kembali sebagai hasil produksi, dan viskositasnya akan berkurang bila bercampur dengan fluida formasi, sehingga mudah dikeluarkan kembali setelah operasi perekahan selesai.
- c. *Lease Crude Oils*, pada beberapa *area lease crude oil* dapat digunakan untuk perekahan, namun setelah ditambahkan *fluid loss control agent*.
- d. *Gelled Lease Oils*, merupakan campuran minyak-air dengan sedikit *fatty acid soap* dan *caustic*, sehingga membentuk jel. Jenis ini menjadi populer karena mudah didapat, *relative* murah dan gesekan dengan dinding pipa *relative* kecil. *Gelled Lease Oils* ini tidak dapat digunakan pada temperatur tinggi.

Oil base fluid jarang digunakan pada perekahan pada *reservoir* gas karena sifatnya yang mudah terbakar.

3. *Foam Base Fluid*

Fluida ini merupakan campuran antara *liquid* dan gas. *Foam* ini mengandung gas bertekanan (biasanya nitrogen atau karbondioksida) dengan *surfactant*. Fluida perekah ini baik sekali digunakan pada *reservoir* bertekanan rendah sehingga dapat membantu produksi kembali dan karena *foam* ini mengandung hampir 95% fasa gas maka *liquid*-nya minimal sehingga baik untuk pembersihan ruang rekahan (*clean up*).

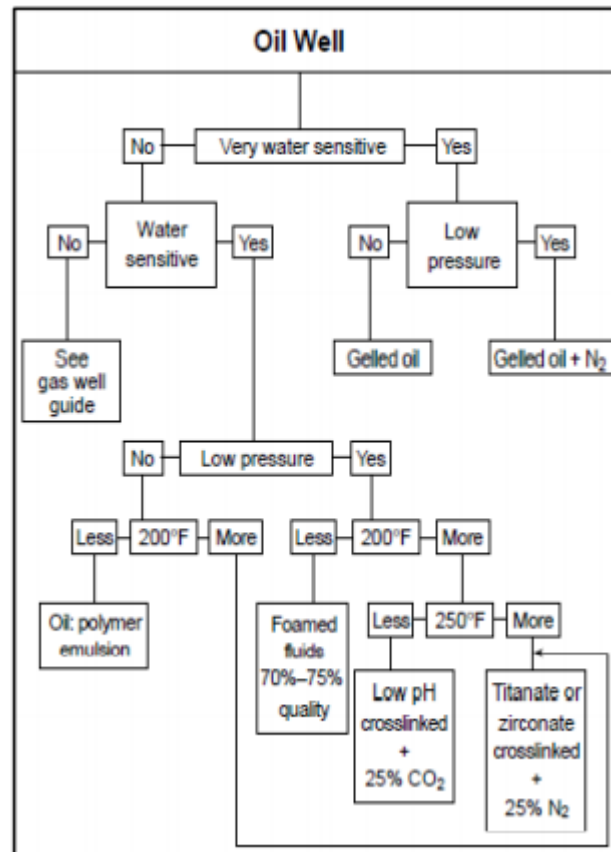
4. *Emulsion base fluid*

Fluida dasar ini berasal dari dispersi dua macam fluida yang *immiscible*, seperti minyak dalam air atau air dalam minyak. Fasa yang *immiscible* tersebut distabilkan dengan *surfactant*. Fluida perekah berbahan dasar emulsi ini memberi efek yang baik untuk pembersihan ruang rekahan, akan tetapi kelemahannya adalah viskositasnya yang tidak stabil karena sangat rentan terhadap perubahan temperatur.

Untuk menentukan pilihan dalam penggunaan fluida perekah ini harus diperhatikan beberapa kriteria, yaitu:

- Tidak menimbulkan kerusakan formasi.
- Memiliki *friction loss* yang kecil sehingga kehilangan energi selama perekahan dapat minimal.
- Kompatibel terhadap fluida *reservoir*.
- Tidak menimbulkan residu yang dapat menyumbat formasi.
- Aman bagi personalia, mudah dan murah diperoleh.

Economides memberikan arahan mengenai pemilihan fluida perekah berdasarkan temperatur formasi, sensitifitas terhadap air, permeabilitas, tekanan *reservoir*, dan tinggi rekahan. **Gambar 3.14.** memberikan arahan pemilihan fluida perekah untuk sumur minyak.



Gambar 3.14.
Petunjuk Penggunaan Fluida Perekah Untuk Sumur Minyak
(Economides, M. J., 2000)

3.4.2.2. *Additive*

Additive merupakan bahan-bahan yang ditambahkan ke dalam fluida dasar dengan komposisi tertentu sehingga menghasilkan *performance* suatu fluida perekah yang diinginkan. Suatu fluida perekah harus menghasilkan friksi tekanan yang kecil dan tetap berviskositas besar agar dapat menahan *proppant* serta bisa turun kembali viskositasnya setelah selesai pelaksanaan perekahan dan penempatan *proppant* agar dapat memproduksi dari formasi dengan mudah. Oleh sebab itu diperlukanlah *additive*. Jenis-jenis *additive* yang dipakai antara lain :

1. *Thickener*

Thickener berupa polimer yang ditambahkan sebagai pengental fluida dasar, contoh dari polimer yang sering digunakan dalam perekahan hidrolik tersebut

adalah guar, HPG (*hydropropyl Guar Gum*), CMHPG (*Carboxymethyl hydropropyl guar gum*), HEC (*Hydroxy ethyl cellulose*) dan *Xantan gum*.

2. *Crosslinker*

Crosslinker diperlukan untuk meningkatkan viskositas fluida perekah. *Crosslinker* meningkatkan viskositas dengan cara mengikat molekul – molekul, sehingga rantainya menjadi panjang. Fluida linier akan mengalami penurunan viskositas karena temperatur atau kalau *shear* bertambah (misalnya untuk rekahan yang menyempit). *Proppant* akan mengendap (turun ke bawah) apabila harga viskositas kurang dari 100 cp dan 170 det^{-1} . Harga viskositas dalam beberapa hal bisa turun sampai hanya 20 cp saja pada 175°F karena itu harus digunakan *crosslink agent* yakni *organometalic* atau *transition metal compunds* yang biasanya berupa *borate*, *titan*, aluminium dan *zircon* untuk meningkatkan viskositas.

Metal ini membentuk ikatan dengan rantai guar dan HPG (*Hydroxypropil Guar*) yang menghasilkan *polymer* dengan viskositas besar. Viskositas pada 170 det^{-1} untuk *crosslink borate* 40 lb/1000 gal bisa mencapai viskositas di atas 2.000 cp pada 100°F dan 250 cp pada 200°F .

Crosslink borate tahan sampai temperatur 225°F sedangkan *crosslink zircon* dan *titan* dapat mencapai 325°F . *Crosslink borate* tidak sensitif terhadap *shear* (karena yang terlepas dapat terikat kembali), maka di *crosslink zircon* maupun *titan*, sekali lepas maka tidak akan dapat diregenerasi kembali, oleh karena itu kedua jenis ini hanya dipakai untuk di formasi saja, tidak di permukaan atau *tubing* yang mungkin akan memberikan *shear* di pompa, pipa, dan lain-lain.

3. *Breaker*

Polymer breakers adalah *additive* untuk memecahkan rantai *polymer* sehingga kembali menjadi encer (kecil viskositasnya) setelah selesai penempatan *proppant* agar produksi aliran minyak kembali mudah untuk dilakukan. Di sini *breaker* harus bekerja cepat. Konsentrasinya pada *polymer* harus cukup untuk mengencerkan *polymer* yang ada. *Polymer* biasanya pecah sendiri pada temperatur kerja di atas 225°F . Untuk temperatur rendah digunakan zat kimia. Ada juga *breaker* yang dimasukkan ke dalam kapsul. *Breaker* ini bekerja karena aksi secara

fisika atau kimia dan yang umum dipakai antara lain *Oxidizer* seperti *Peroxydisulfate* ($S_2O_8^{2-}$).

Thermal decomposition dari *Peroxydisulfate* selanjutnya akan memproduksi radikal *sulfate* yang sangat reaktif dan bisa menyerang inti *polymer*. Pada temperatur di bawah $125^{\circ}F$ *thermal decomposition* akan lambat namun bisa dipercepat dengan menambahkan *amines*. Di atas $125^{\circ}F$ reaksi akan cepat sehingga hanya akan diperlukan 0,25 lb/1.000 gal.

Dalam prakteknya, kontaminan seperti ion metal bisa mempercepat dekomposisi dari *peroxides* sehingga kinerjanya sukar untuk diperhitungkan. Selain itu material ini juga berbahaya bagi manusia. Enzim seperti *Hemicellulase* atau protein dipakai sebagai *breaker* yang akan mulai memecahkan *polymer* selama pH 3,5 – 8 dan akan di non-aktifkan oleh temperatur saat kurang dari $125^{\circ}F$. Enzim ini sama dengan bakteri yang digunakan untuk menekan *polymer*. B.J. (*SPE Paper No.28513, 1994*) menyatakan bahwa enzim pada perkembangan terakhir dapat digunakan untuk $150^{\circ}F$ bahkan ada yang lebih dari $300^{\circ}F$. *Breaker* yang digunakan pada fluida perekah dapat sangat mempengaruhi sifat fluida walaupun pada konsentrasi yang sangat rendah. Untuk minyak sebagai fluida dasar maka *breaker*-nya akan berbeda, asam dan basa bisa memecahkan gel *aluminium phosphate ester*. Jadi biasanya asam atau basa yang terlarut dengan lambat ditambahkan ke gel-nya. Gel bisa pecah karenanya dan biasanya tidak akan bekerja dengan temperatur di bawah $100^{\circ}F$.

4. *Viscosity Stabilizer*

Suatu zat tambahan untuk menjaga penurunan viskositas pada *Polysaccharide gels* (fluida perekah) yang dilakukan pada temperatur tinggi untuk waktu yang lama di atas $200^{\circ}F$. Umumnya digunakan *methanol* dan *Sodium Thiosulfate* ($Na_2S_2O_3$). *Ethanol* berbahaya karena mudah terbakar dan di mana dipakai 5 – 10 % volume. *Sodium Thiosulfate* dipakai sebanyak 20 lb/1.000 gal dan lebih efektif dan diperkirakan bekerja dengan mengikat oksigen.

5. *Fluid Loss Additive*

Fluid loss sangat penting untuk dikurangi. Untuk formasi yang homogen biasanya *filter cake* saja sudah cukup. *Fluid loss* bisa menembus matriks, ke *microfracture*, bahkan sampai ke *macrofracture*. Di sini material yang dipakai antara lain:

- Pasir 100-Mesh.
- *Silika Fluor* (325-Mesh) baik untuk rekahan kecil alamiah (*Silika Fluor* 200-Mesh untuk rekahan kecil akan kurang dari 50 micron dan 100-Mesh untuk yang lebih besar dari 50 micron).
- *Oil soluble resins*.
- *Adomite regain* (*corn starch*).
- Diesel 2 – 5 % (diemulsikan).
- *Unrefined guar* dan *Karaya gums*.

6. *Surfactant*

Surfactant akan bekerja pada konsentrasi yang rendah dan akan menyerap dua permukaan antara dua fluida yang yang tidak bercampur. *Surfactant* mempunyai dua sisi di mana satu sisi menghadap ke fluida pertama dan sisi yang lain menghadap ke fluida kedua sehingga antara kedua fluida tersebut dapat bercampur. Penggunaannya antara lain pada pembentukan *foam*. Selain itu *fluorocarbon surfactant* akan mengurangi tegangan permukaan (*surface tension*) dan mempermudah menghilangkan air dari permukaan formasi dan mempermudah terjadinya rekahan (*SPE Monograph hal. 141*). Selain itu *fluorosurfactant* tersebut adalah bersifat *nonionic* yang bisa mencegah terjadinya emulsi.

7. *Buffers*

Pada pencampuran di tempat, polymer dalam bentuk *powder* ditambahkan pada fluid dasar. Untuk bisa terpisah dengan baik, pH harus sekitar 9 yang didapat dari pencampuran dengan basa, seperti NaOH, NH₄OH, Na-acetat atau Asam Asetat, Natrium Carbonat atau Asam Fumaric (C₄H₄O₄) dan Asam Sulfamic (HSO₃NH₂).

8. *Radioactive Tracers*

Zat radioaktif (*Antimon, Iridium, dan Scandium*) akan ditambahkan sekitar 0,5 sampai 1,0 millicuries / 1.000 lb *proppant*) dengan maksud agar dapat ditentukan zona rekahan yang dilakukan dengan *gamma-ray log*.

9. *Biocides/ Bactericides*

Bakteri yang menyerang *organic polymer* akan merusak ikatannya dan mengurangi viskositasnya sehingga perlu ditambahkan antibakteri seperti *glutaraldehyde, chloropenates, quaternary amines, dan isothiazoline*. Zat tersebut perlu ditambahkan di tanki sebelum air ditambahkan, karena enzim yang terlanjur dihasilkan (walaupun bakterinya sudah mati) bisa memecahkan *polymer*. Bila minyak sebagai fluida dasar (*oil base*), maka *bactericides* tidak perlu dipakai lagi.

10. *Pencampur Gel*

Untuk menghindarkan terjadinya *fish-eye* (menggumpalnya gel) maka sering gel tersebut dicampur dahulu dengan 5 % *methanol* atau *isopropanol*. Penggunaan zat ini bisa diperbesar kadarnya untuk formasi yang sensitif, bahkan pernah dengan 100 % *methanol*.

11. *Friction Reducer*

Semua *polymer* akan berlaku sebagai zat yang menghalangi terjadinya turbulensi. Turbulensi akan menyebabkan kehilangan tekanan yang besar. Dengan adanya *polymer* maka kehilangan tekanan juga relatif akan mengecil. Material yang digunakan untuk mengurangi kehilangan tekanan seperti misalnya *anionic* dan *cationic polyacrylamide* untuk fluida dasar air, air tawar, atau asam (1/4 – 1 gal/1.000 gal). Terdapat pula dalam bentuk serbuk pudar *anionic* atau *cationic* untuk asam, air, dan air garam (1/4 – 2 lb/1.000 gal). Selain itu ada juga khusus *friction reducer* untuk fluida dasar hidrokarbon dengan *polysodecylmethacrylate* (7 – 10 gal/1.000 gal) di mana akan diperlukan *activator* atau *aluminium phosphate ester gel* (2 gal/1.000 gal). *Friction reducer* hanya dipakai kalau aliran mungkin akan turbulen sehingga untuk aliran laminar tidak akan diperlukan.

12. *Clay Stabilizers*

Clay pada formasi batupasir seperti *kaolinite*, *illite*, dan *chlorite* atau *smectite*, dapat menjadi masalah. Aliran dari fluida perekah dengan perubahan tekanan atau temperatur atau lingkungan ion dapat menyebabkan *clay* terlepas dan bermigrasi sehingga akan merusak formasi. Di sini, KCl mencegah menyebarnya *clay* dengan memberikan sifat *cationic* untuk mencegah perpindahan ion, namun KCl tidak dapat mencegah terjadinya migrasi bila hal tersebut sudah terjadi. KCl juga dapat digunakan untuk mencegah pembengkakan *clay*. NH_4Cl berfungsi sama seperti KCl tetapi tidak digunakan dalam perekahan hidraulik melainkan pada pengasaman. CaCl_2 akan mengendap pada kondisi air formasi dengan sulfat atau alkalin yang dominan. CaCl_2 dapat digunakan untuk larutan air atau *methanol* di mana kelarutan KCl dan NH_4Cl terbatas. Garam *Zirconium Chloride* juga digunakan untuk mengikat *clay* di tempatnya tetapi umumnya digunakan pada tahap *preflush*. Semacam *Polyamines*, *Quarternary Amines* juga digunakan untuk mencegah *clay* yang membengkak. Yang lain seperti *Polymeric Hydroxyaluminium* juga dapat digunakan namun jarang sekali dipakai.

13. *Crosslinker Control Agents*

Additive ini bertujuan untuk mengontrol waktu *crosslink* misalnya untuk menghambat terjadinya *crosslink*, *Acetinate* yang dilarutkan, terutama pada *Ti-crosslink*. Untuk temperatur rendah, waktu *crosslink* malah akan dipercepat. Atau campuran keduanya untuk mengontrol waktu *crosslink*

14. *Iron Control Agents*

Sama seperti pada pengasaman, ion Fe^{3+} harus dicegah karena dapat menimbulkan pengendapan. Material yang digunakan dari *additives* ini antara lain *Citric Acid* dan EDTA, atau *Acetic* dengan *Citric*, *Crythrobic*, dan lain-lain.

15. *Paraffin Control*

Dapat digunakan *paraffin dispersant* atau dipanaskan untuk mencegah terjadinya pengendapan *paraffin* di *tubing*. Bisa juga digunakan kombinasi *paraffin inhibitor* dan *dispersant*.

16. *Scale Inhibitors*

Scale inhibitor digunakan untuk meminimalkan terjadinya endapan *scale* sebagai akibat terjadinya reaksi antara fluida perekah dengan fluida formasi. Terjadinya endapan *scale* akan merusak / menurunkan permeabilitas batuan *reservoir*. *Scale inhibitor* yang biasanya digunakan adalah *Phosponate* atau *Acrylate*.

17. *Extenders, Clean-up dan Energizing Agents*

Biasanya berupa nitrogen, karbon dioksida, alkohol, atau EGMBE (*mutual solvent*). Zat-zat tersebut digunakan untuk mempermudah produksi kembali setelah fase perekahan selesai dilaksanakan, terutama bila tekanan dasar sumur kecil. Energi yang ada akan lebih cepat dalam mengeluarkan kembali sisa material untuk perekahan tersebut sehingga tidak menyebabkan terjadinya *formation damage*. Selain itu, gas tersebut akan mengurangi terjadinya *fluid loss*. *Mutual solvent* dapat mempermudah aliran fase minyak dari formasi.

3.5. Material Pengganjal (*Proppant*)

Proppant merupakan material untuk mengganjal agar rekahan yang terbentuk tidak menutup kembali akibat *closure pressure* ketika pemompaan dihentikan dan diharapkan mampu berfungsi sebagai media alir yang lebih baik bagi fluida yang diproduksi pada kondisi tekanan dan temperatur *reservoir* yang bersangkutan. Dalam pemilihan jenis *proppant* akan menentukan hasil konduktifitas rekahannya.

Beberapa hal yang harus dalam pemilihan *proppant* untuk menghasilkan konduktivitas yang optimum antara lain :

3.5.1. Jenis *Proppant*

Beberapa jenis *proppant* yang umum digunakan sampai saat ini adalah pasir alami, pasir berlapis resin (*Resin Coated Sand*), dan *proppant* keramik (*Ceramic Proppant*).

1. Pasir Alami

Berdasarkan sifat-sifat fisik yang terukur, pasir dapat dibagi ke dalam kondisi baik sekali, baik, dan dibawah standat. Golongan yang paling baik menurut standar API adalah *premium sands* yang berasal dari Illinois, Minnesota, dan Wisconsin. Biasanya disebut '*Northern Sand*', '*White Sand*', '*Ottawa Sand*', atau sebtu lainnya misalnya '*Jordan Sand*'. Golongan yang baik berasal dari *Hickory Sandstone* di daerah Brady, Texas, yang memiliki warna lebih gelap dari pada pasir *Ottawa*. Umumnya disebut '*Brown Sand*', '*Braddy Sand*', atau '*Hickory Sand*'. Berat jenisnya mendekati 2,65. Salah satu kelebihan pasir golongan ini adalah harganya yang lebih murah dibanding pasir *Ottawa*. *Proppant* jenis ini dapat menahan *closure stress* hingga 6000 psi.

2. Pasir Berlapis Resin (*Resin Coated Sand*)

Lapisan resin akan membuat pasir memiliki permukaan yang lebih rata (tidak tajam), sehingga beban yang diterima akan terdistribusi lebih merata di setiap bagiannya. Ketika butiran *proppant* ini hancur karena tidak mampu menahan beban yang diterimanya, maka butiran yang hancur tersebut akan tetap melekat dan tidak tersapu oleh aliran fluida karena adanya lapisan resin. Hal ini tentu saja merupakan kondisi yang diharapkan, dimana migrasi pecahan butiran (*fine migration*) penyebab penyumbatan pori batuan bias tereliminasi. *Proppant* ini sendiri terbagi menjadi dua jenis, yaitu :

a. *Pre-cured Resins*

Berat jenisnya sebesar 2,55 dan jenis ini dibuat dengan cara pembakaran alam proses pengkapsulan.

b. *Curable Resins*

Penggunaan jenis ini lebih diutamakan untuk menyempurnakan kestabilan efek pengganjalan. Maksudnya adalah, *proppant* ini diinjeksikan dibagian belakang (membuntuti *slurry proppant*) untuk mencegah *proppant* mengalir balik ke sumur (*proppant flow back*). Setelah membeku, *proppant* ini akan membentuk massa yang terkonsolidasi dengan daya tahan yang lebih besar.

3. *Proppant* Keramik (*Ceramic Proppant*)

Proppant jenis ini merupakan *proppant* buatan yang difungsikan untuk dapat menahan *stress* batuan yang tinggi. Jenis dari *ceramic proppant* dibagi menjadi 2 yaitu:

a. *Intermediate-strength Proppant*

Intermediate-strength proppant merupakan *fused ceramic (low density) proppant* atau *sintered-bauxite (medium-density)*. *Sintered-bauxite* ini diproses dari biji *bauxite* yang mengandung sejumlah *mullite*. *Closure stress* pada jenis *proppant* ini umumnya lebih dari 5000 psi sampai 10000 psi. Harga *specific gravity*-nya sekitar 2,7-3,3.

b. *High-strength Proppant*

High-strength proppant merupakan *sintered-bauxite* yang mengandung banyak *corundum* dimana *closure stress*-nya melebihi 10000 psi dan memiliki harga *specific gravity* sebesar 3,4 atau lebih.

3.5.2. Spesifikasi Ukuran *Proppant*

Alasan pentingnya ukuran dan distribusi *proppant* dalam operasional *hydraulic fracturing*, adalah:

- *Bridging*, agar bisa mulus maka dipakai patokan ukuran lebar rekahan harus sekitar empat kali ukuran *proppant*.
- Cocok dengan ukuran perforasinya.
- Konduktivitas merupakan fungsi dari ukuran *proppant*.

Ukuran *proppant* dinyatakan dalam ukuran *mesh*. Salah satu contoh ukuran *mesh* adalah 10/20. Angka ini berarti *proppant* tersebut lolos pada *mesh* ukuran 10 namun tersaring pada ukuran 20. Dari hal ini dapat disimpulkan bahwa semakin besar ukuran *mesh* pada *proppant* maka semakin kecil ukuran *proppant* tersebut.

3.5.3. Sifat Fisik *Proppant*

Keberhasilan meningkatkan produksi dari sumur sangat bergantung pada *proppant* yang ditempatkan dalam rekahan. Oleh sebab itu, perlu dipilih *proppant* dengan karakteristik tertentu yang mempunyai konduktivitas tinggi sehingga dapat meningkatkan produktivitas setelah operasi perekahan hidraulik dilakukan.

Untuk mengetahui kelakuan *proppant* yang digunakan di bawah kondisi tertentu, maka harus diukur dan dibandingkan beberapa sifat fisik dari beberapa *proppant* sebelum mengambil keputusan. Sifat fisik yang umum dari *proppant* antara lain adalah :

1. Roundness and Sphericity

Roundness and sphericity adalah sifat *proppant* yang mempengaruhi kekompakan butir - butir *proppant*. *Roundness* dan *sphericity* adalah besaran yang berhubungan dengan tingkat kebundaran butir *proppant*. Standard API untuk butir pasir adalah 0.6 untuk *roundness* dan *sphericity*.

2. Specific Gravity

Specific gravity proppant adalah ukuran perbandingan densitas *proppant* dengan air.

3. Bulk Density

Bulk density adalah perbandingan volume massa *proppant* dengan air. Satuan *bulk density* adalah lb/ft³ atau gr/cc.

4. Acid Solubility

Acid solubility menunjukkan hubungan kestabilan *proppant* dalam asam. Bisa juga berarti kecenderungan *proppant* untuk larut dalam air garam yang panas. *Acid solubility* diukur berdasarkan persentase berat. Standard API maksimum untuk batupasir adalah 2%.

5. Silt and Fine Particles

Ukuran ini menunjukkan keberadaan *silt, clay* atau material lain. *Proppant* harus dicuci lebih dahulu sehingga tidak terdapat *silt* dan material-material lain. Standard API maksimum untuk *proppant* adalah 250 FTU (*Formazin Turbidity Units*).

6. Crush Resistance

Crush resistance berhubungan dengan kekuatan *proppant* dan diukur dari material yang dihancurkan oleh suatu tekanan. Sifat ini dinyatakan dalam persentase butir yang masih baik.

3.5.4. Transportasi *Proppant*

Proses transportasi *proppant* dalam pelaksanaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) dibagi dalam beberapa *stage* pada pemompaan *slurry*. Pada pekerjaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), proses pemompaan fluida perekah dibagi menjadi beberapa tahap sebagai berikut:

1. *Prepad*, yaitu fluida dengan viskositas rendah dan tanpa *proppant*; biasanya berupa minyak, air, dan atau foam dengan gel berkadar rendah atau *friction reducer agent*, *fluid loss additive*, dan *surfactant* atau KCl untuk mencegah *damage*. Fluida ini dipompakan di depan untuk membantu memulai membuat rekahan. Viskositas yang rendah dapat masuk ke matrik lebih mudah dan mendinginkan formasi untuk mencegah degradasi gel.

2. *Pad*, yaitu fluida dengan viskositas lebih tinggi, juga tanpa *proppant* dipompakan untuk membuka rekahan, melebarkan, dan mempertinggi rekahan sekaligus mempersiapkan jalan bagi *slurry* yang membawa *proppant*. Viskositas yang lebih tinggi mengurangi *leak-off* (kebocoran fluida meresap masuk ke formasi). *Pad* diperlukan dalam jumlah cukup agar tidak terjadi terjadi 100% *leak-off* sebelum rekahan terjadi dan *proppant* ditempatkan.

3. *Slurry*, yaitu *proppant* dicampur dengan fluida kental, *proppant* ditambahkan sedikit demi sedikit selama pemompaan, dan penambahan *proppant* ini dilakukan sampai harga tertentu pada alirannya (tergantung pada karakteristik formasi, sistem fluida, dan *gelling agent*). Fluida ini berfungsi untuk mengembangkan rekahan menjauhi sumur serta membawa *proppant* untuk mengisi rekahan agar tidak menutup kembali setelah tekanan pemompaan dikurangi.

4. *Flush*, yaitu fluida berupa fluida yang dipompakan di belakang *slurry* dengan *proppant*, untuk mendesak *slurry* sampai dekat dengan perforasi, viskositasnya tidak terlalu tinggi dengan *friction* yang rendah.

3.6. Konduktivitas Rekahan

Tujuan utama penempatan *proppant* dalam rekahan adalah mencegah agar rekahan jangan sampai tertutup kembali setelah pemompaan berhenti. *Proppant* ditambahkan dalam fluida perekah kemudian dipompakan ke dalam rekahan tersebut.

Proppant yang baik dan sesuai dengan karakteristik formasi akan dapat mempertahankan konduktivitas rekahan tetap tinggi. *Proppant* tersebut harus tetap mempunyai permeabilitas yang besar agar fluida *reservoir* dapat mengalir ke lubang sumur dengan baik dengan kata lain rekahan harus mempunyai konduktivitas yang baik. Konduktivitas rekahan didefinisikan sebagai perkalian antara permeabilitas rekahan dengan lebar rekahan, secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-42)** :

$$W_{kf} = k_f \times w \dots\dots\dots (3-42)$$

Keterangan:

W_{kf} = Konduktivitas Rekahan, mD-ft.

k_f = Permeabilitas rekahan, mD.

w = Lebar rekahan, ft.

Berikut beberapa faktor yang ditinjau dari sifat fisik *proppant* yang mempengaruhi besarnya konduktivitas rekahan, diantaranya :

1. Kekuatan *proppant*, apabila rekahan telah terbentuk, maka tekanan formasi akan cenderung untuk menutup kembali rekahan tersebut yang dinotasikan sebagai *closure stress* (*stress* yang diteruskan formasi kepada *proppant* pada waktu rekahan menutup). Sehingga *proppant* harus dapat menahan *closure stress* tersebut.
2. Ukuran *proppant*, dimana semakin besar ukuran *proppant*, biasanya memberikan permeabilitas yang semakin baik. Ukuran *Proppant* mempunyai pengaruh pada pemadatan pada tekanan tinggi, tetapi di atas 4000-5000 psig akan berbalik pengaruhnya. Hal ini disebabkan oleh hancurnya partikel (*crushed*) sehingga perbedaan konduktivitas menurun. Pada umumnya lebar rekahan harus dua sampai tiga kali diameter *proppant*. Dengan ini, maka semakin dalam sumur, di mana rekahan semakin sempit, *proppant*-nya akan semakin kecil. *Proppant* besar sukar ditranspor, sehingga pemilihan *proppant* nantinya juga harus didasarkan pada kemampuan untuk ditranspor.
3. Kualitas *proppant*, kualitas *proppant* dapat dilihat dari presentase kandungan *impurities*-nya. dimana prosentase kandungan *impurities* yang besar dapat memberikan pengaruh pada *proppant pack*.

4. Bentuk butiran *proppant*, bentuk butiran *proppant* (*proppant grain shape*) ditentukan oleh *roundness* (halusnya permukaan) dan *sphericity* (bulatnya butiran). Hal ini merupakan faktor penting untuk dapat menahan *closure stress*-nya. *Stress* permukaan akan merata pada bentuk yang bulat dan halus. Maka pada harga stress tinggi, semakin halus/bulat juga *proppant* yang digunakan, sehingga akan semakin tahan terhadap tekanan. Hal ini dapat membuat konduktivitas rekahan akan tetap tinggi.
5. Konsentrasi (densitas *proppant*), didefinisikan sebagai jumlah *proppant* per unit luas rekahan (dari satu dinding saja), atau *pound proppant /luas* (lb/ft^2). Jika *proppant* mengendap ke dasar rekahan vertikal, maka konsentrasi ditentukan oleh lebar rekahan pada saat pemompaan. Jika *proppant* melayang di fluida pererah sampai rekahan menutup, maka konsentrasi ditentukan oleh baik lebar rekahan waktu pemompaan maupun konsentrasi *proppant* di fluida. Konduktivitas rekahan meningkat dengan naiknya konsentrasi *proppant*. Hubungan ini tidak akan langsung berlaku untuk konsentrasi kurang dari $\frac{1}{2}$ lb/ft^2 karena pengaruh dinding

3.7. Model Geometri Rekahan

Model geometri dari perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) perlu dilakukan dengan mengetahui berapa hasil produksi, material yang diperlukan, tekanan, *fluid loss*, dan lain-lain. Model dibuat berdasarkan mekanika batuan, sifat-sifat fluida pererah, seperti kondisi injeksi fluida (viskositas, laju injeksi, tekanan) dan *stress-stress* di batuan. Secara umum model geometri perekahan adalah:

1. Model perekahan dua dimensi (2D)

Tinggi tetap, aliran fluida satu dimensi (1D)

2. Model perekahan pseudo tiga dimensi (3D)

Perkembangan dengan ketinggian bertambah, aliran 1 atau 2D

3. Model 3 dimensi (3D)

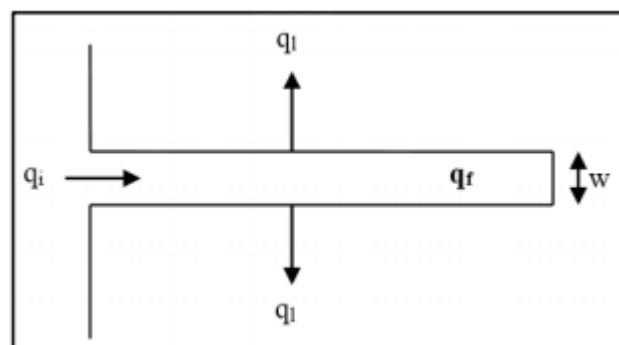
Perluasan rekahan planar 3D, aliran fluida 2D

Dari ketiga model geometri rekahan tersebut, yang akan dibicarakan berikut ini hanyalah model geometri rekahan dua dimensi saja karena perhitungan matematis dan grafisnya tidak serumit model lainnya yang harus memakai bantuan

komputer canggih beserta *software*-nya. Model rekahan dua dimensi merupakan model perekahan vertikal. Model rekahan vertikal ini mengasumsikan bahwa tinggi rekahan dianggap konstan. Dalam model rekahan ini terdapat tiga jenis geometri rekahan berdasarkan penemunya, yaitu :

1. Model Howard & Fast (Pan American) serta diolah secara matematika oleh Carter
2. Model PKN atau Perkins, Kern (ARCO) & Nordgren
3. Model KGD atau Kristianovich, Zheltov (Russian Model) lalu diperbaharui oleh Geertsma dan de Klerk (Shell).

3.7.1. Model Howard & Fast (PAN American)



Gambar 3.15.
Skematis Model PAN American Howard-Fast
(Tjondrodipetro, Bambang, 2005)

Howard dan Fast memperkenalkan metode ini yang kemudian dipecahkan secara matematis oleh **Carter**. Untuk menurunkan pesamaannya maka dibuat beberapa asumsi :

- a. Rekahannya lebarnya tetap.
- b. Aliran ke rekahan linier dan arahnya tegak lurus pada muka rekahan.
- c. Kecepatan aliran *leak-off* ke formasi pada titik rekahan tergantung dari panjang waktu pada mana titik permukaan tsb mulai mendapat aliran.
- d. Fungsi kecepatan $v = f(t)$ sama untuk setiap titik di formasi, tetapi nol pada waktu pertama kali cairan mulai mencapai titik tersebut.
- e. Tekanan di rekahan adalah sama dengan tekanan di titik injeksi di formasi, dan dianggap konstan.

Dengan asumsi tersebut Carter menurunkan persamaan untuk luas bidang rekah satu sayap yang secara matematis dituliskan pada **Persamaan (3-43)** dan **(Persamaan 3-44)** :

$$A(t) = \frac{q_i W}{4\pi C^2} \left[e^{(2c\sqrt{\pi}/W)^2} \operatorname{erfc}\left(\frac{2c\sqrt{\pi t}}{W}\right) + \frac{4C\sqrt{t}}{W} - 1 \right] \dots\dots\dots(3-43)$$

atau

$$A(t) = \frac{q_i W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots\dots\dots(3-44)$$

Keterangan :

$$x = 2C\sqrt{\pi t}/w,$$

A(t) = luas, ft² untuk satu sisi pada waktu t.

q = adalah laju injeksi, cuft/menit.

W = lebar rekahan, ft.

t = waktu injeksi, menit dan

C = total *leak off coefficient* = C_t, ft/V men, dan erfc adalah *complementary error function*.

Persamaan di atas digunakan untuk memperkirakan harga luas rekahan. Setelah luas rekahan diketahui, maka volume rekahan secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-45)** :

$$V_f = W \times A(t) \dots\dots\dots(3-45)$$

Keterangan :

V_f = Volume rekahan, ft³.

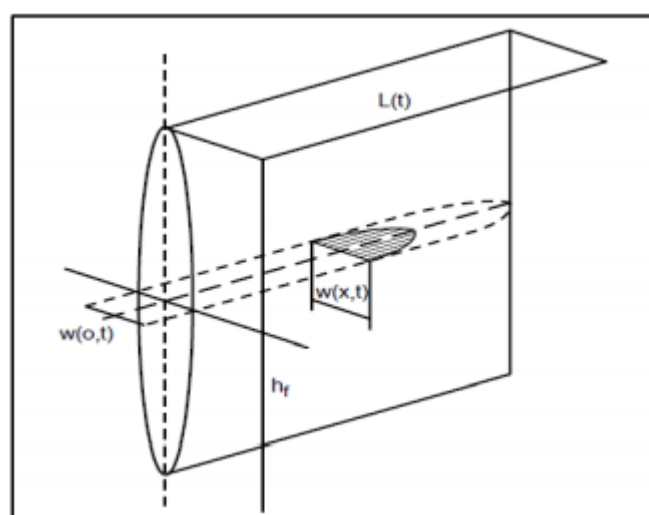
w = Lebar rekahan, ft.

A(t) = Luas rekahan, ft².

3.7.2. Model PKN & KGD

PKN adalah model pertama dari model rekahan dua dimensi yang banyak dipakai dalam analisa setelah tahun 1960-1970. Metode ini digunakan bila panjang (atau dalam) rekahan jauh lebih besar dari tinggi rekahan ($x_f \gg h_f$). Selain itu,

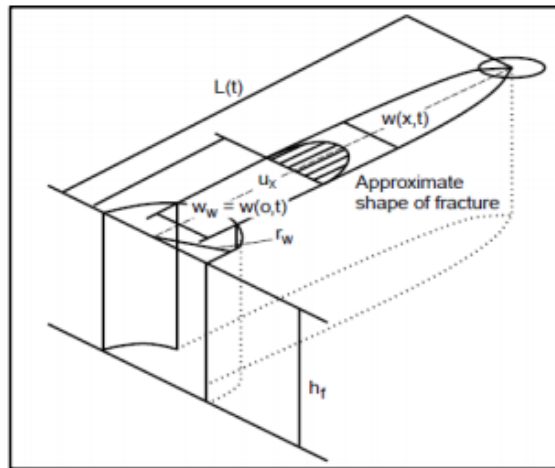
pertimbangan lain penggunaan metode ini adalah apabila *reservoir* memiliki permeabilitas kecil dengan tebal yang tipis. Model ini mengasumsikan bahwa tinggi rekahan konstan dan terbatas, setiap ujung rekahan berbentuk runcing, lebar rekahan maksimum terjadi di tengah penampang rekahan sedangkan lebar minimum terjadi pada ujung penampang rekahan sehingga akan terdapat variasi lebar rekahan dari lubang bor menuju ujung lateral. Model ini juga mengasumsikan bahwa tekanan merata diseluruh bagian vertikal. **Gambar 3.16.** menunjukkan skematik dari geometri model PKN.



Gambar 3.16.
Skematik dari Pengembangan Linier *Fracturing* Menurut Metode PKN
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

Model KGD ditunjukkan oleh **Gambar 3.17**. Model KGD merupakan hasil rotasi sebesar 90° dari model PKN. Model KGD mempunyai lebar yang sama (seperti segi empat) di sepanjang rekahannya dan berbentuk setengah elips di ujungnya. Model KGD mempunyai rekahan yang relatif lebih pendek, lebih lebar dengan konduktivitas yang lebih besar dari model PKN. Model ini memiliki tinggi rekahan yang lebih panjang daripada panjang rekahannya ($x_f \ll h_f$). Model ini mengasumsikan bahwa tinggi rekahan konstan dan sama dengan tebal reservoir. Model ini juga mengasumsikan bahwa *stiffness* batuan bekerja pada arah horizontal. Model KGD digunakan apabila *reservoir* memiliki permeabilitas besar dengan tebal yang lebar. Dengan memaksimalkan tinggi rekahan pada reservoir

berpermeabilitas besar dan tebal yang besar maka laju aliran fluida reservoir ke dalam sumur akan semakin besar dengan memperlebar akses aliran secara radial.



Gambar 3.17.

Skematik dari Pengembangan Linier *Fracturing* Menurut Metode KGD
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

Pada **Tabel III-1** berikut menunjukkan persamaan-persamaan yang dibuat berdasarkan metode PKN dan KGD dalam menentukan geometri rekahan, serta **Tabel III-2** menunjukkan harga dari koefisien-koefisien pada persamaan tersebut apabila dilakukan perhitungan dengan metode metrik, misalnya panjang h , L , w dalam meter, sedangkan bila dalam satuan ft, maka harus dibagi dengan 3,28. Viskositas dalam kPa.men dan kalau di c_p harus dikali terlebih dahulu dengan $1,67 \times 10^{-8}$. K dalam $\text{kPa.cm}^{1/2}$ maka kalau dalam unit disini maka $\text{psi in}^{1/2}$ harus dikali dengan 10,99. G dan σ dalam kPa, sedangkan kalau dalam psi maka harus dikali dengan 6,896.

Tabel III-1.
Persamaan-persamaan untuk Mencari Panjang Rekahan L, Lebar Rekahan Maksimum w, dan Tekanan Injeksi p dan Dianggap Laju Injeksi Konstan
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

Model Geometri	L(t)	W(0,t)	$\rho(0,t) - \sigma_H$
Model PKN	$C_1 \left[\frac{G q_o^3}{(1-\nu)\mu h_f^4} \right]^{1/5} t^{4/5}$	$C_2 \left[\frac{(1-\nu) q_o^2 \mu}{G h_f} \right]^{1/5} t$	$\frac{C_3}{H_f} \left[\frac{G q_o^3 \mu L}{(1-\nu)^3} \right]^{1/4}$
Model KGD	$C_4 \left[\frac{G q_o^3}{(1-\nu)\mu h_f^3} \right]^{1/4} t^{2/3}$	$C_5 \left[\frac{(1-\nu) q_o^3 \mu}{G h_f^3} \right]^{1/4} t^{1/3}$	$\frac{C_4}{2H_f} \left[\frac{G q_o \mu h_f^3}{(1-\nu)^3 L^2} \right]^{1/4}$

Tabel III-2.
Harga C1 Sampai C6
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

Model Geometri	C	Satu Sayap	Dua Sayap
PK (Perkin&Kern)	C1	0,60	0,395
	C2	2,64	2,00
	C3	3,00	2,52
PKN	C1	0,68	0,45
	C2	2,50	1,89
	C3	2,75	2,31
KGD	C1	0,68	0,48
	C2	1,87	1,32
	C3	2,27	1,19

Kedua metode geometri peretakan tersebut menganggap bahwa tinggi rekahan sama panjang dengan tebal *reservoir*. Peter Valko dan Economides memberikan solusi untuk bentuk PKN dan KGD dengan mempertimbangkan pengaruh kombinasi fluida *non-newtonian* dan adanya *fluid-loss* (laminar) karena sifat tersebut sangat mempengaruhi hasil dari stimulasi *hydraulic fracturing* tersebut. Penurunannya menggunakan harga viskositas *apparent* pada fluida *non-newtonian*. Adapun persamaan – persamaan yang digunakan dalam perhitungan geometri rekahan untuk model PKN dan model KGD secara matematis dapat dituliskan pada persamaan di bawah ini :

Model PKN

$$x_f = \frac{\left(\frac{-}{w+2S_p} \right) q_i}{4\pi h_f C_L^2} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots\dots\dots (3-46)$$

$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{\frac{-}{w+2S_p}} \dots\dots\dots (3-47)$$

$$w(0) = 9.15 \frac{1}{(2n'+2)} \times 3.98 \frac{n'}{(2n'+2)} \left[\frac{1+2.14n'}{n'} \right] \frac{n'}{(2n'+2)} \\ \times K' \frac{1}{(2n'+2)} \left[\frac{q_i \cdot n' \cdot h_f^{(1-n')}}{E'} \cdot x_f \right] \frac{1}{(2n'+2)} \dots\dots\dots (3-48)$$

$$\bar{w} = \pi/5 w(0) \dots\dots\dots (3-49)$$

Sehingga,

$$P_{\text{net}} = \Delta P_f = \frac{E' \left(\bar{w}(0) \right)}{(2h_f)} \dots\dots\dots (3-50)$$

Model KGD

$$Xf_{(\text{iterasi}+1)} = \frac{(\bar{w}+2S_p)q_i}{64h_f C_L^2} \left[\frac{1}{\beta\sqrt{\pi}} + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots\dots\dots (3-51)$$

$$w_{(0)} = 11.1 \frac{1}{(2n'+2)} \times 3.24 \frac{n'}{(2n'+2)} \left[\frac{1+2n'}{n'} \right] \frac{n'}{(2n'+2)} \\ \times K' \frac{1}{(2n'+2)} \left[\frac{q_i^{n'} \cdot x_f^2}{h_f^{n'} \cdot E'} \right] \frac{1}{(2n'+2)} \dots\dots\dots (3-52)$$

$$\bar{w} = \pi/4 w_{(0)} \dots\dots\dots (3-53)$$

Sehingga dengan memperhitungkan efek *spurt loss*,

$$\beta = \frac{8CL \sqrt{(\pi t)}}{(w+2Sp)\pi} \dots\dots\dots (3-54)$$

Maka,

$$P_{net} = \Delta P_f = E'(w(0)/4x_f) \dots\dots\dots (3-55)$$

Dimana *error* kesalahan dapat dicari dengan **Persamaan (3-56)** :

$$Error = Xf_{(Iterasi+1)} - Xf_{(Iterasi)} \dots\dots\dots (3-56)$$

Keterangan :

- x_f = Panjang satu sayap rekahan, m.
- S_p = *Spurt loss*, m.
- C_L = Koefisien *fluid loss*, m/det^{1/2}.
- t = Waktu, detik.
- q_i = Laju injeksi, m³/det.
- h_f = Tinggi rekahan di sumur, m.
- ν = *Poission's ratio*.
- $w_{(0)}$ = Lebar rekahan di sumur, m
- n' = *Flow behaviour index*
- E' = *Plain strain modulus*, Pa
- \bar{w} = Lebar rekahan rata-rata, m
- K' = *Consistency index*, Pa detik^{1/2}
- $Xf_{(Iterasi)}$ = Panjang satu sayap rekahan awal, m.
- $Xf_{(Iterasi+1)}$ = Panjang satu sayap rekahan akhir, m.

Persamaan – persamaan baik untuk PKN maupun KGD ini harus diselesaikan secara coba – coba (*trial error*) karena harga \bar{w} dan x_f harus dihitung secara bersamaan.

3.8. Volume *Treatment* Fluida Perekah, *Proppant*, dan *Pumping Schedule*

Pada operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) dilakukan penentuan volume fluida perekah dan massa *proppant*, dimana dalam penentuannya harus disesuaikan dengan dimensi rekahan dari model serta harus memperhatikan konsentrasi dari *proppant* yang akan digunakan agar dapat menghasilkan permeabilitas yang baik.

Penentuan volume rekahan dilakukan terlebih dahulu sebelum dilakukan perhitungan massa *proppant*, yakni berdasarkan dimensi rekahan dari model persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-57)** :

$$V_f = 2hfX_f \left(\frac{wf}{12} \right) \times 7,48 \dots\dots\dots(3-57)$$

Keterangan:

- V_f = Volume rekahan, gallon
- hf = Tinggi rekahan yang tercipta, ft
- X_f = Panjang rekahan yang tercipta, ft
- W_{facg} = Lebar rata-rata rekahan yang tercipta, in

Selanjutnya, dilakukan perhitungan volume *treatment* yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-58)** :

$$V_{treat} = Q \times t_i \times 42 \dots\dots\dots(3-58)$$

Keterangan:

- V_{treat} = Volume *treatment* total, gallon
- Q = Laju injeksi, BPM
- t_i = Waktu *treatment* total, menit

Tahapan setelah diketahui volume rekahan serta volume *treatment*, yakni menentukan efisiensi fluida perekah menggunakan persamaan yang secara matematis dituliskan pada **Persamaan (3-59)** :

$$\eta = \frac{V_f}{V_{treat}} \dots\dots\dots(3-59)$$

Keterangan:

V_f = Volume rekahan, gallon.

V_{treat} = Volume *treatment*, gallon.

Selanjutnya dilakukan perhitungan volume fluida perekah (*pad*) menggunakan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-60)** :

$$V_{pad} = V_{treat} \left(\frac{1-\eta}{1+\eta} \right) \dots\dots\dots(3-60)$$

Keterangan:

V_{pad} = Volume *pad*, gallon.

V_{treat} = Volume *treatment* total, gallon.

η = Effisiensi fluida perekah.

Sehingga dapat dilakukan perhitungan waktu injeksi fluida perekah (*pad*) menggunakan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-61)** :

$$t_{pad} = \frac{V_{pad}}{q_i} \dots\dots\dots(3-61)$$

Keterangan :

t_{pad} = Waktu injeksi fluida *pad*, menit.

V_{pad} = Volume *pad*, gallon.

q_i = Laju injeksi, bpm.

Selanjutnya dilakukan penentuan volume *slurry* yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-62)** :

$$V_{Slurry} = V_{treat} - V_{pad} \dots\dots\dots(3-62)$$

Keterangan :

V_{Slurry} = Volume *slurry*, gallon.

V_{treat} = Volume *treatment*, gallon.

Selain dilakukan perhitungan volume *slurry*, perhitungan volume *flush* juga dilakukan dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-63)** :

$$V_{flush} = V_{string} + V_{understring} \dots\dots\dots(3-63)$$

Keterangan :

V_{flush} = Volume *flush*, m³.

V_{string} = Volume di dalam *tubing*, m³.

$V_{understring}$ = Volume di bawah *tubing*, m³.

Dimana volume dalam *tubing* dapat dicari dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-64)** :

$$V_{string} = \pi (ID \text{ tubing}/2)^2 L \dots\dots\dots(3-64)$$

Keterangan :

V_{string} = Volume di dalam *tubing*, m³.

ID *tubing* = Diameter dalam *tubing*, m.

L = Panjang *tubing*, m.

Dengan volume bawah *tubing* dapat dicari dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-65)** :

$$V_{understring} = \pi (ID \text{ casing}/2)^2 (\text{bottom perfo} - \text{packer set depth}) \dots\dots\dots(3-65)$$

Keterangan :

$V_{understring}$ = Volume di bawah *tubing*, m³.

ID *casing* = Diameter dalam *casing*, m.

Bottom perforasi = Kedalaman interval bagian bawah perforasi, m.

Packer set depth = Kedalaman *packer*, m.

Setelah dilakukannya perhitungan volume *treatment* yang digunakan, maka selanjutnya kita dapat menghitung massa *proppant* dan konsentrasinya yang akan digunakan untuk perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*). **Nolte (1986)** menyatakan, berdasarkan keseimbangan massa, penambahan *proppant* secara kontinyu, atau penambahan konsentrasi *proppant* versus waktu harus mengikuti persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-66)** :

$$C_p(t) = cf \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\epsilon \dots\dots\dots(3-66)$$

Keterangan :

$C_p(t)$ = Konsentrasi penambahan *proppant* sebagai fungsi waktu, ppg.

cf = Konsentrasi *proppant* pada *end job slurry*, ppg.

t = Waktu kumulatif setiap penambahan konsentrasi *proppant*, menit.

t_i = Waktu injeksi, menit.

t_{pad} = Waktu injeksi fluida *pad*, menit.

Dimana variabel ε dapat dicari dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-67)** :

$$\varepsilon = \frac{(1-\eta)}{(1+\eta)} \dots\dots\dots(3-67)$$

Untuk penentuan besarnya masa *proppant* yang diinjeksikan pada rekahan dapat dihitung menggunakan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-68)** :

$$M_p = \rho_{proppant} \times (1-\phi_{proppant}) \times V_f \dots\dots\dots(3-68)$$

Keterangan :

M_p = Massa *proppant* yang mengisi rekahan, lb.

$\rho_{proppant}$ = Densitas *proppant*, ppg.

$\phi_{proppant}$ = Porositas *proppant*, fraksi.

V_f = Volume rekahan, gal.

η = Efisiensi fluida, fraksi.

Setelah diketahui besarnya masa *proppant*, maka dapat diketahui konsentrasi maksimum *proppant* pada suatu rekahan dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-69)** :

$$C_p = \frac{M_p}{2 \times x_f \times h_f} \dots\dots\dots(3-69)$$

Keterangan :

C_p = Konsentrasi *proppant* di dalam rekahan, lb/ft².

h_f = Tinggi rekahan, ft.

x_f = Panjang rekahan, ft.

M_p = Massa *proppant*, lb.

Sehingga dapat dilakukan perhitungan lebar rekahan yang terisi *proppant* dengan **Persamaan (3-70)** :

$$w_p = \frac{C_p}{C_f} \dots\dots\dots(3-70)$$

Keterangan :

w_p = Lebar rekahan terisi *proppant*, ft.

C_p = Konsentrasi *proppant* di dalam rekahan, lb/ft².

c_f = Konsentrasi *propant* pada end *job slurry*, ppg.

Sehingga dapat diketahui konsentrasi rata – rata *slurry* melalui perhitungan dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan dengan **Persamaan (3-71)** :

$$c'f = \frac{cf}{\varepsilon + 1} \dots\dots\dots(3-71)$$

Keterangan :

$c'f$ = Konsentrasi *slurry* rata-rata, ppg.

c_f = Konsentrasi *propant* pada end *job slurry*, ppg.

Dimana harga C_f dapan ditentukan dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan dengan **Persamaan (3-72)** :

$$C_f = (1 - \phi_{proppant}) \rho_{proppant} \dots\dots\dots(3-72)$$

Keterangan :

C_f = Konsentrasi maksimal *slurry*, ppg.

$\phi_{proppant}$ = *Proppant pack porosity*, fraksi.

$\rho_{proppant}$ = Densitas *proppant*, lb/gal.

Setelah diketahui besarnya volume fluida perekah, *slurry*, dan massa *proppant* total yang dibutuhkan untuk operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), maka selanjutnya perlu dihitung pula volume dan jumlahnya masih-masing untuk setiap *stage* pemompaan (*pumping schedule*).

3.9. Operasi Perekahan Hidraulik (*Hydraulic Fracturing*)

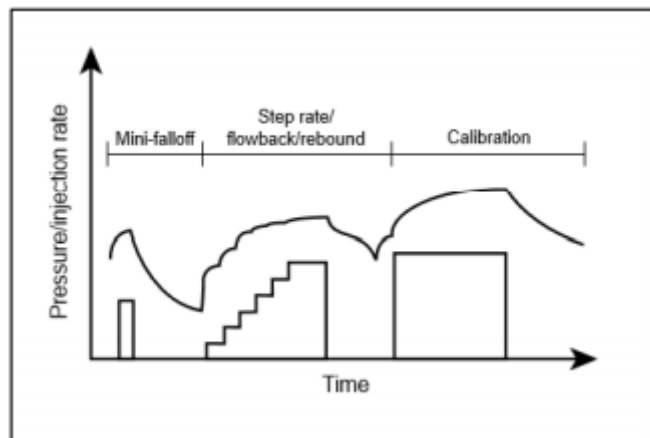
Dalam perencanaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) perlu dilakukan serangkaian tes aktual di lapangan, untuk mendapatkan data – data yang digunakan dalam operasi perekahan, sehingga perekahan yang akan dilakukan dapat berhasil. Adapun tahapan – tahapannya antara lain :

3.9.1. Data *Frac*

Data *frac* adalah data – data yang perlu diketahui untuk suatu rencana perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*). Dimana data – data tersebut diperoleh dari *formation breakdown test*, *step rate test*, *backflow test*, *shut-in decline test*, dan *minifrac*.

3.9.1.1. Formation Breakdown Test

Formation breakdown test atau tes pecahnya formasi dilakukan dengan asam atau fluida perekah. Tes ini bertujuan untuk mengetahui nilai tekanan rekah awal dari suatu formasi, menentukan tekanan *reservoir*, dan *transmissibility reservoir*. **Gambar 3.16.** memperlihatkan plot tekanan dasar sumur dan laju injeksi terhadap waktu tes.



Gambar 3.18.
Formation Breakdown Test
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

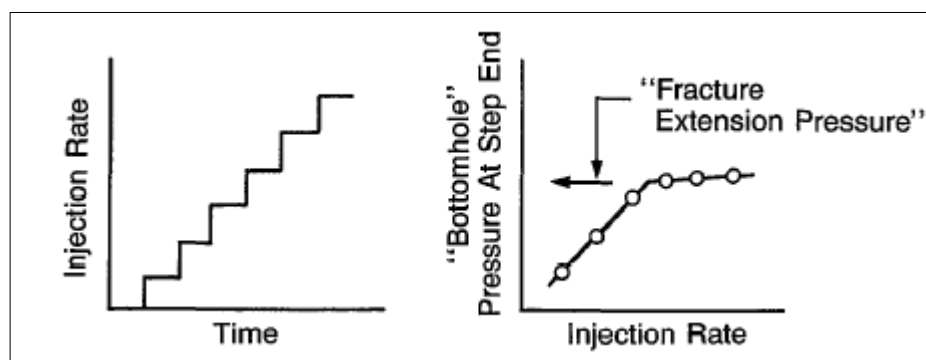
3.9.1.2. Step Rate Test

Pada *step rate test* dilakukan beberapa kali injeksi dengan laju injeksi yang berlainan. Injeksi ini bisa 1-10 bbl/menit untuk permeabilitas yang agak besar atau setengah dari ini untuk permeabilitas yang kecil. Pada setiap injeksi dimantapkan lajunya agar tekanan injeksi mantap (kalau untuk mencari penurunan tekanan dan *flowback* maka dimantapkan selama 5 menit/langkah dan 10 menit untuk step terakhir, kalau hanya untuk mengetahui *breakdown pressure*, 2-3 menit telah cukup) yang sama besar dan tidak terlalu banyak kenaikan pada tekanan untuk setiap kenaikan.

Dalam *test* ini dicari sampai didapatkan tekanan rekah dan tekanan maksimum harus diatas tekanan tersebut sebesar 50 - 200 psi. Tekanan harus lebih tinggi karena harus melawan friksi dan memperluas rekahan tersebut. Ini agar p_c bisa ditentukan. Fluida yang diinjeksikan harus yang tidak merusak formasi (*non damage*) seperti air garam, fluida formasi itu sendiri (setelah di-filter) atau *linear*

gel (bila permeabilitas besar). *Step rate test* dibagi menjadi dua yaitu *step up test* dan *step down test*. Pada tahap *step up test* dapat diketahui nilai dari *fracture extension pressure* dan *fracture extension rate*. Sedangkan pada *step down test* dapat diketahui friksi yang bekerja di sekitar lubang sumur.

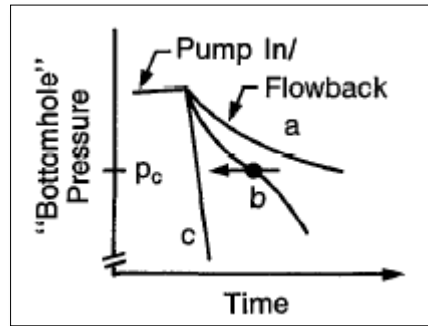
Untuk menentukan besarnya *extension pressure* dan *extension rate* umumnya digunakan grafik tekanan *bottomhole* vs laju injeksi. Langkah selanjutnya yang harus dilakukan yaitu dengan membuat garis lurus atau menarik garis *trendline* pada plot grafik P vs Q. Apabila terjadi penyimpangan titik-titik yang di plot, maka garis lurus dibuat berdasarkan arah dari plot titik-titik tersebut, sehingga akan terbentuk 2 garis lurus, dimana apabila kedua garis lurus tersebut bertemu, maka harga yang terbaca pada pertemuan kedua garis tersebut merupakan *extension point*.



Gambar 3.19.
Step Rate Test
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

3.9.1.3. Back Flow Test

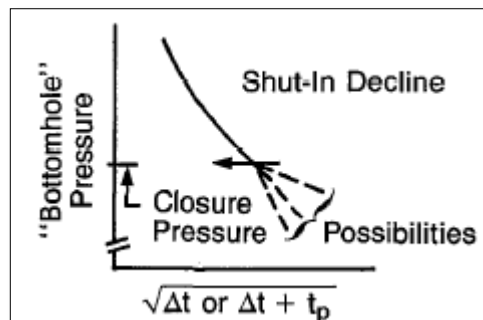
Metode yang paling baik untuk menentukan p_c adalah kombinasi dari *step rate test* (dengan perluasan pada akhir langkah) dan kemudian *backflow test*. Prinsipnya adalah periode aliran balik dengan laju konstant antara $1/6 - 1/4$ dari laju injeksinya (misalnya untuk *step rate* dihitung dari laju terakhir). Kalau rekahan sudah terjadi, tes ini akan memberikan dua profil, waktu rekahan menutup dan setelah tertutup dengan sempurna. **Gambar 3.20.** menunjukkan *backflow test*.



Gambar 3.20.
Backflow Test
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

3.9.1.4. Shut-In Decline Test

Dibuat setelah *step rate test* atau sebagai test kalibrasi. Data hasil *test* dapat digunakan untuk plot grafik *bottom hole pressure* vs akar waktu (**Gambar 3.21**). *Closure pressure* (P_c) didefinisikan dari pergantian kemiringan. Walaupun demikian pengaruh terhadap *closure pressure* sangat banyak sehingga akan tidak teliti. Dari pengalaman, ternyata untuk *fluid loss* yang kecil, maka plot p vs akar waktu lebih baik tetapi untuk *fluid loss* besar lebih cocok menggunakan G-plot.

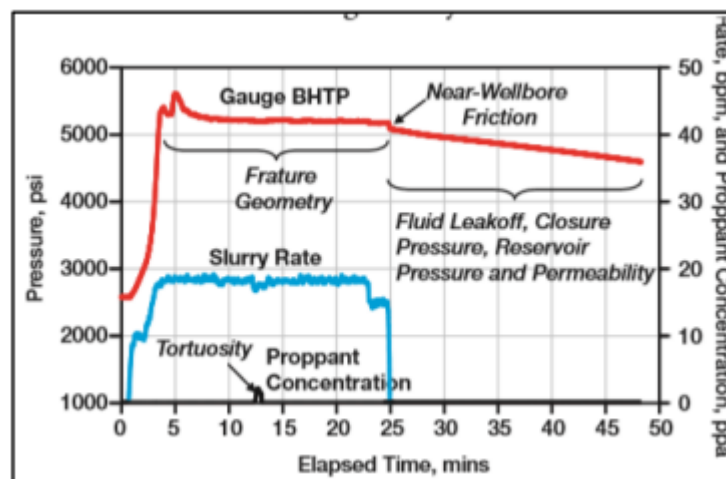


Gambar 3.21.
Plot P vs Akar Waktu
(Economides, M.J. Nolte, K.G., 2000)

3.9.1.5. Minifrac

Minifrac adalah suatu perekahan kalibrasi dan lebih kecil dari perekahan sebenarnya. Ukurannya sekitar 30 – 80% perekahan sebenarnya (jika dilakukan dengan *proppant*) dengan ini akan bisa diukur *leak-off* koefisien dan efisiensi.

Minifrac dilaksanakan dengan memompakan fluida perekah tanpa *proppant* yang nantinya akan digunakan pada *mainfrac*. Pemompaan dilakukan pada beberapa rate injeksi. Fluida dipompakan pada laju konstan sampai terjadi rekahan lalu dihentikan dan semua tekanan dasar sumur dicatat. Setelah *minifrac* selesai dilakukan, maka akan dilakukan analisa terhadap hasil *minifrac*. Dari analisa *minifrac* ini diukur besarnya ISIP, permeabilitas, *reservoir pressure*, *leak-off coefficient* (CL), *stress minimum* (σ_{min}), efisiensi (η), dan lebar rekahan maksimum (w_{max}). **Gambar 3.22.** menunjukkan grafik tekanan dan laju injeksi vs waktu untuk *minifrac*.



Gambar 3.22.
Skema Pelaksanaan *Minifrac*
(Economides, M.J., 2007)

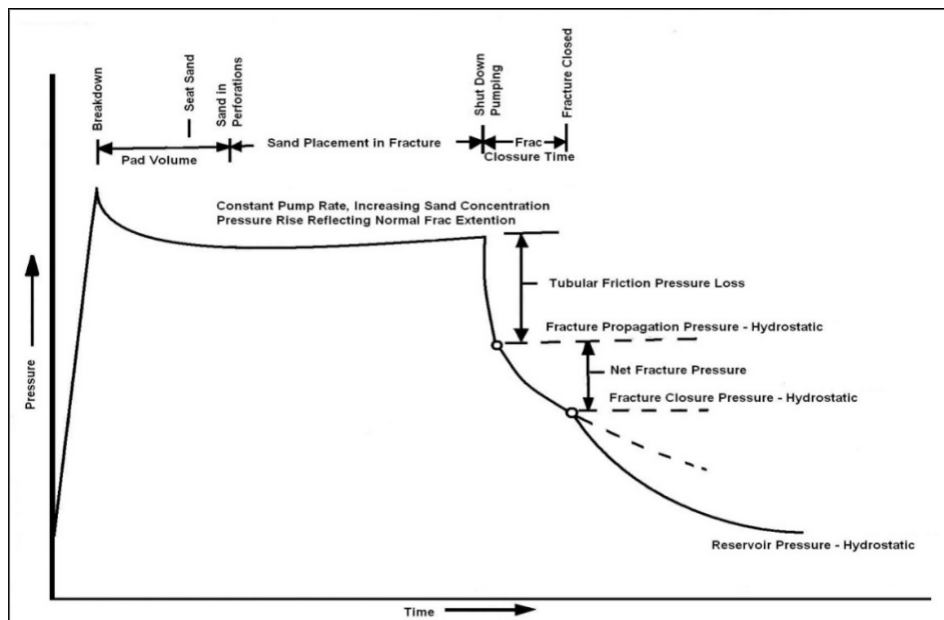
3.9.2. *Mainfrac*

Mainfrac merupakan tahapan perekahan utama dengan memompakan fluida perekah (*pad*) (umumnya *water base*) dengan viskositas yang tinggi untuk menciptakan rekahan dan membuat persiapan awal agar rekahan dapat dimasuki oleh *proppant*. Viskositas yang lebih tinggi dapat mengurangi *leak-off*, yaitu kebocoran fluida karena masuk ke dalam formasi. Untuk menciptakan fluida dengan viskositas yang tinggi tersebut perlu ditambahkan aditif – aditif khusus untuk mengontrol sifat aliran dari fluida yang dipompakan, sehingga dapat menghasilkan rekahan yang luas. Setelah *pad* diinjeksikan, maka selanjutnya

diikuti pemompaan *proppant* dengan viskositas yang tinggi (*slurry*), kemudian diinjeksikan *flush*.

3.9.3. Analisa Tekanan Rekah Perekahan Hidraulik

Dalam pekerjaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), analisis tekanan rekah yang dihasilkan dari *pumping schedule* memegang peranan amat penting. **Gambar 3.23.** memperlihatkan pola umum dari plot tekanan vs waktu pada suatu proses perekahan hidraulik. Pada **Gambar 3.23.** tersebut, tekanan bertambah sejalan dengan injeksi dan dilanjutkan dengan penghentian pemompaan (*ISIP = Instantenous Shut In Pressure*) dimana dimulai fase penurunan sampai rekahan mulai menutup bersamaan dengan *fluid loss* sampai rekahan sudah tertutup. Pada fase ini *fluid loss* masih berlanjut dengan pola yang berbeda sejalan dengan penurunan laju *fluid loss* dan menuju ke tekanan *reservoirnya*. Baik kenaikan tekanan pada waktu injeksi maupun grafik penurunan selama penutupan rekahan dan penurunan tekanan akan dapat dianalisa secara kuantitatif maupun kualitatif.



Gambar 3.23.
Grafik Pola Tekanan pada *Hydraulic Fracturing*
(Thomas O Allen, 1989)

Dalam **Gambar 3.23.** tersebut kenaikan tekanan sesaat pada waktu rekahan mulai pecah dapat terlihat ketika grafik mengalami kenaikan yang cukup signifikan.

Harga *closure pressure* adalah sedikit dibawah titik defleksi (*fracture close on proppant*) karena *proppant* masih mengalami pemampatan sampai berhenti dan harga ini sedikit lebih besar dari tekanan tersebut.

3.10. Evaluasi Hasil Pelaksanaan Perekahan Hidraulik

3.10.1. Evaluasi Desain Operasi

Evaluasi desain operasi bertujuan untuk melakukan perhitungan terhadap geometri rekahan, konduktivitas rekahan, *properties proppant* dan fluida perekah, tekanan rekah formasi, tekanan injeksi permukaan, dan *horse power* pompa yang dibutuhkan dimana parameter – parameter tersebut akan sangat berpengaruh terhadap hasil *fracture properties* yang terbentuk yang berbanding lurus dengan konduktivitas rekahan.

3.10.1.1. Evaluasi *Fracture Properties*

Evaluasi *fracture properties* bertujuan untuk membandingkan hasil geometri rekahan, seperti panjang rekahan, lebar rekahan, dan tinggi rekahan antara perhitungan manual dengan hasil *output software* MFrac pada *post job report* yang telah dilakukan oleh pihak terkait. Dimana dalam hal ini perhitungan geometri rekahan dilakukan dengan menggunakan metode KGD 2D seperti yang telah dijelaskan dalam **subbab 3.7.2. PKN & KGD** menggunakan **Persamaan (3-46) – Persamaan (3-55)**.

3.10.1.2. Konduktivitas Rekahan

Evaluasi konduktivitas rekahan bertujuan untuk membandingkan konduktivitas rekahan yang terbentuk setelah dilakukannya stimulasi perekahan hidraulik menggunakan **Persamaan (3-42)** dengan konduktivitas rekahan hasil *output software* MFrac pada *post job report* yang dilakukan oleh pihak terkait.

3.10.2. Evaluasi Produksi

Produksi yang dihasilkan tergantung pada desain operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), sehingga perlu ketelitian pada saat melakukan perhitungan terhadap desain operasi. Berhasil atau tidaknya *hydraulic fracturing*

yang dilakukan didasarkan pada produksi dan produktivitas yang dihasilkan setelah dilakukannya *hydraulic fracturing*.

Aspek evaluasi produksi yang pertama adalah menghitung dan membandingkan harga permeabilitas rata – rata formasi sesudah pelaksanaan stimulasi perekahan hidraulik. Aspek evaluasi produksi kedua adalah menghitung dan membandingkan harga PI (*productivity index*) sebelum dan sesudah perekahan menggunakan Metode Darcy, Metode McGuire dan Sikora, Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique serta Metode Tinsley-Soliman.

3.10.2.1. Permeabilitas Formasi Rata – Rata dan Potensial Produksi

Salah satu parameter keberhasilan atau kegagalan dari perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) yang dilakukan, yaitu dilihat pada besarnya harga distribusi permeabilitas yang dihasilkan setelah dilakukan perekahan hidraulik. Besarnya harga permeabilitas setelah perekahan (k_f) dan harga distribusi permeabilitas rata – rata (k_{avg}) dapat ditentukan dengan *Metode Howard* dan *Fast* yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-73)** hingga **Persamaan (3-74)** :

$$k_f = \frac{(k_i x h) + W k_f}{h} \dots\dots\dots(3-73)$$

$$k_{avg} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\frac{1}{k_f} \log\left(\frac{x_f}{r_w}\right)\right] + \left[\frac{1}{k} \log\left(\frac{r_e}{x_f}\right)\right]} \dots\dots\dots(3-74)$$

Setelah dilakukan perhitungan permeabilitas formasi rata – rata, maka dapat ditentukan potensial produksinya dengan persamaan yang secara matematis dapat dituliskan pada **Persamaan (3-75)** :

$$\text{Potensial Produksi} = \frac{k_{avg} \times h}{\mu} \dots\dots\dots(3-75)$$

Keterangan :

k_f = Permeabilitas efektif formasi yang terkena efek perekahan, md.

k = Permeabilitas formasi, md.

wk_f = Konduktivitas rekahan, md-ft.

h = Tinggi / tebal formasi di sumur, ft.

k_{avg} = Permeabilitas formasi rata – rata setelah perekahan, md.

- r_e = Radius pengurasan, ft.
 r_w = Radius sumur, ft.
 x_f = Panjang rekahan, ft.
 μ = Viskositas, cp.

3.10.2.2. *Productivity Index (PI)*

Productivity index adalah indeks yang menyatakan kemampuan suatu sumur untuk mengalirkan fluida ke lubang sumur sumur pada *drawdown* tertentu. Berikut adalah metode evaluasi kenaikan PI menggunakan Metode Darcy, Metode Prats, Metode McGuire-Sikora, Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique dan Metode Tinsley-Soliman.

1. Metode Darcy

Indeks produktivitas untuk aliran radial diperkenalkan oleh *Darcy*, dimana dapat dituliskan pada **Persamaan (3-76)** :

$$PI = J = \frac{0,00708 kh}{\mu B \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,5 + S} \dots\dots\dots (3-76)$$

Keterangan :

- k = Permeabilitas formasi, mD
 h = Tebal *reservoir*, ft
 μ_o = Viskositas minyak, cp
 B_o = Faktor volume formasi minyak, bbl/stb.
 r_e = Jari-jari pengurasan, ft
 r_w = Jari-jari sumur, ft

Secara teoritis, dengan dilakukannya perekahan hidraulik pada suatu formasi, maka kemampuan formasi untuk berproduksi/menyuplai fluida ke dalam lubang sumur akan meningkat, dengan demikian harga indeks produktivitas akan meningkat pula.

2. Metode Prats

Metode *Prats* adalah metode yang pertama kali digunakan dan sangat sederhana. Metode Prats dijabarkan pada **Persamaan (3-77)** :

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{0,5 Xf}\right)} \dots\dots\dots(3-77)$$

Keterangan :

Xf = Setengah panjang rekahan dua sayap (Xf), ft

Asumsi dalam metode **Prats** adalah:

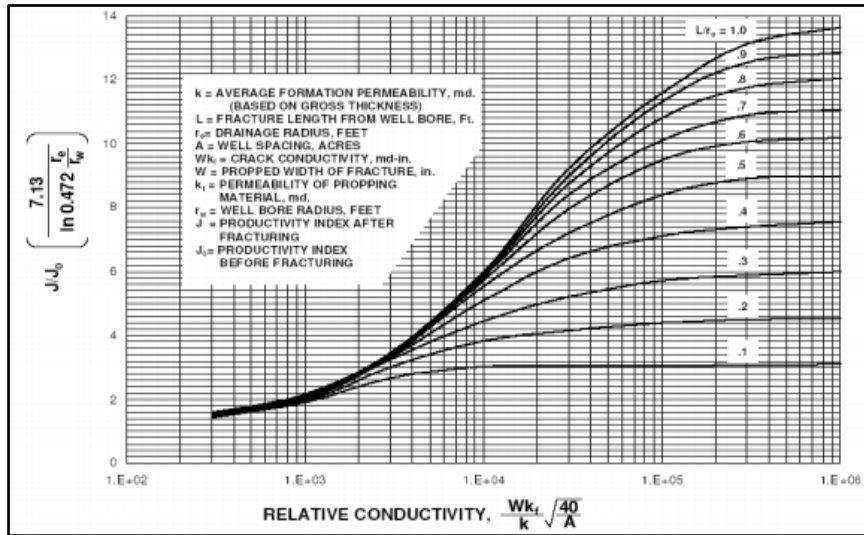
- Aliran *steady state*.
- Sumur berproduksi dari layer dengan tebal yang konstan dan memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang konstan.
- Layer tersebut dibatasi oleh lapisan *impermeabel* di atas dan di bawahnya.
- Fluida *incompressible*.
- Rekahan yang tercipta berbentuk *single, plane*, dan *vertical fracture* dan terbatas ke arah radial.
- Tinggi rekahan sama dengan tinggi formasi.

3. Metode McGuire-Sikora

Dengan menggunakan studi analog elektrik, maka **McGuire** dan **Sikora** membuat analogi perekahan di lapangan. Grafik ini adalah yang paling umum digunakan. Asumsi metode ini adalah:

- Aliran *pseudo-steady state*.
- *Reservoir* merupakan *reservoir* yang homogen dengan fluida *reservoir* yang juga homogen.
- Laju aliran konstan tanpa aliran dari luar batas re.
- Daerah pengurasan berbentuk segiempat sama sisi.
- Aliran fluida *incompressible*.
- Rekahan terbentuk dari atas ke bawa dari *reservoir*.

Perbandingan produktivitas untuk aliran stabil, p_{wf} konstan, adalah seperti pada keadaan *pseudo-steady state*. Pada **Gambar 3.24**. absis dari grafik McGuire-Sikora adalah konduktivitas relatif dan ordinatnya adalah skala tingkat kenaikan produktivitas.



Gambar 3.24.
Grafik McGuire-Sikora untuk Menunjukkan Kenaikan Produktivitas
(McGuire W.J., 1960)

Berikut adalah langkah-langkah perhitungan perbandingan indeks produktivitas metode McGuire-Sikora:

1. Menghitung absis (koordinat sumbu X pada grafik McGuire-Sikora):

$$X = (WKf / k) \times (40 / S)^{0,5} \dots\dots\dots (3-78)$$

$$WKf = \bar{w} \times Kf \dots\dots\dots (3-79)$$

Keterangan:

- Wk_f = Konduktivitas rekahan, mD-ft.
- k = Permeabilitas formasi, mD.
- S = Spasi sumur, acre.

2. Menghitung perbandingan panjang rekahan yang dapat memberikan kontribusi pada peningkatan produktivitas formasi / panjang rekahan terisi *proppant* (L) dengan jari-jari pengurasan sumur (r_e).
3. Membaca harga Y (ordinat pada grafik McGuire-Sikora) dengan cara memotongkan harga X dengan kurva (L/ r_e).
4. Peningkatan indeks produktivitas dihitung dengan :

$$j/j_0 = Y / (7.13 / (\ln (0.472 \times (r_e/r_w)))) \dots\dots\dots (3-80)$$

4. Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique

Metode ini adalah metode yang dipakai dalam penentuan konduktivitas rekahan (*fracture conductivity*) serta untuk evaluasi dengan cepat mengenai berapa perkiraan kelipatan kenaikan produktivitas (K2P) pada perekahan hidraulik. Asumsi dari metode ini adalah :

- Area pengurasan silindris
- Kompleksi sumur *cased hole*
- *Reservoir* merupakan *reservoir* homogen, dibatasi oleh lapisan *impermeabel* di atas dan di bawah lapisan produktif.
- Memiliki tebal lapisan produktif, permeabilitas, dan porositas yang konstan.
- Fluida yang diproduksi memiliki nilai kompresibilitas dan viskositas yang konstan.
- Fluida terproduksi melalui *vertical fracture*, *fully penetrating* dan *finite conductivity fracture*.
- Efek gravitasi diabaikan dan aliran bertipe laminar.

Dengan terbentuknya rekahan di dalam formasi yang terisi oleh material pengganjal (*proppant*), maka akan terbentuk media aliran fluida baru di formasi. Besar kecilnya kemampuan aliran fluida di dalam rekahan atau yang disebut sebagai konduktivitas rekahan (*fracture conductivity*), tergantung dari harga permeabilitas dan lebar rekahan yang terjadi. Jari-jari sumur efektif, r_w' akan digunakan dalam evaluasi disini. Untuk itu didefinisikan konduktivitas rekahan tanpa dimensi (*dimensionless fracture conductivity*), F_{cd} adalah sebagai berikut:

$$F_{cd} = \frac{w k_f}{k x X_f} \dots \dots \dots (3-81)$$

Keterangan:

- w = Lebar rekahan rata-rata, ft
- k_f = Permeabilitas *proppant*, md
- k = Permeabilitas formasi, md
- x_f = Panjang rekahan satu sayap, ft

Persamaan (3-79) menunjukkan bahwa harga F_{cd} berbanding lurus dengan harga konduktivitas rekahan, sehingga harga konduktivitas rekahan sangat menentukan keberhasilan dari pelaksanaan perekahan.

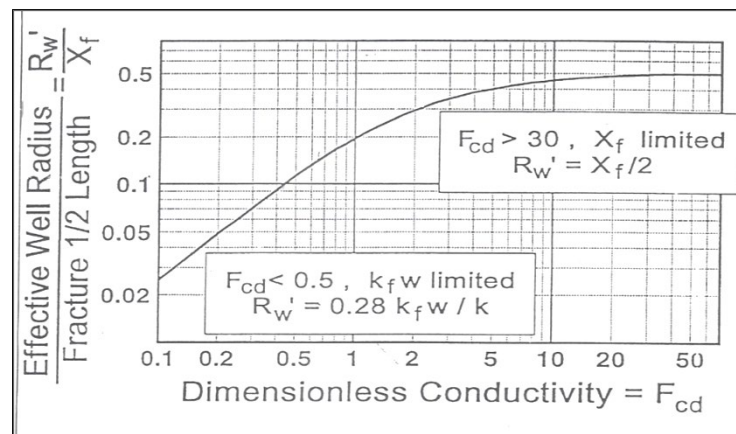
Grafik pada **Gambar 3.25.** digunakan untuk mengevaluasi tingkat keberhasilan perekahan berdasarkan harga skin semu (*pseudo skin*), yang ditunjukkan dalam persamaan sebagai berikut :

$$S = -\ln \left\{ \frac{r_{w'}}{r_w} \right\} \dots\dots\dots (3-82)$$

$$\frac{r_{w'}}{x_f} = \text{Sumbu Y} \dots\dots\dots (3-83)$$

Keterangan:

- S = Faktor skin
- r_w = Jari-jari sumur, ft
- $r_{w'}$ = Jari-jari sumur efektif, ft
- x_f = Panjang rekahan, ft



Gambar 3.25.
Grafik Hubungan $r_{w'}$ dan F_{cd}
(Cinco Ley Heber, 1978)

Sedangkan kenaikan kelipatan produktivitas (K_2P) dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut :

$$J/J_o = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_{w'}} \right)} \dots\dots\dots (3-84)$$

5. Metode *Tinsley* dan *Soliman*

Tinsley dan *Soliman* memperkenalkan perhitungan perbandingan indeks produktivitas sebelum dan sesudah perekahan hidraulik dengan menggunakan grafik seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 3.26. – Gambar 3.35**. Adapun asumsi – asumsi yang dipergunakan dalam perhitungan dengan grafik ini adalah:

- Kompleksi sumur *cased hole*.
- Aliran fluida *pseudo-steady state*.
- Laju aliran konstan dengan tanpa aliran dari luar batas re.
- Lebar rekahan tetap.
- Tinggi dan lebar rekahan tetap serta mempunyai ukuran yang sama di kedua sisi geometri yang terbentuk.
- Efek gravitasi pada fluida diabaikan.
- *Reservoir* merupakan *reservoir* yang homogen

Berikut adalah langkah-langkah perhitungan perbandingan indeks produktivitas sebelum dan sesudah perekahan hidraulik metode *Tinsley* dan *Soliman*:

1. Menghitung Harga absis (koordinat sumbu X pada grafik) yaitu:

$$X = (Cr / 2) \times (hf / h) \times \ln (re/rw) \dots\dots\dots (3-85)$$

Keterangan:

Cr = Kapasitas relatif rekahan

$$= Wkf / (\pi \times k \times L)$$

WKf = Konduktivitas rekahan, mD-ft.

k = Permeabilitas formasi, mD.

L = Panjang rekahan terisi *proppant*, ft.

hf = Tinggi rekahan terisi *proppant*, ft.

h = Tinggi rekahan, ft.

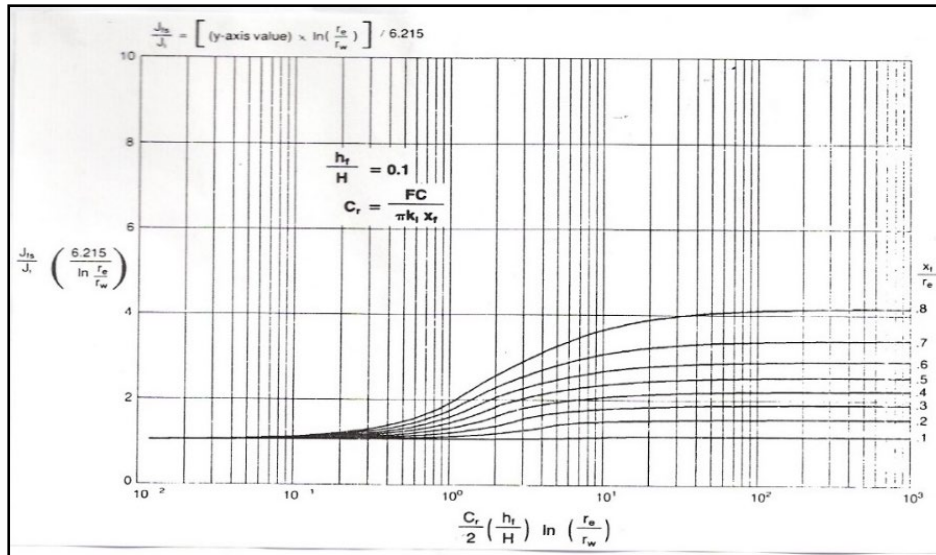
re = Jari-jari pengurasan sumur, ft.

rw = Jari-jari sumur, inch.

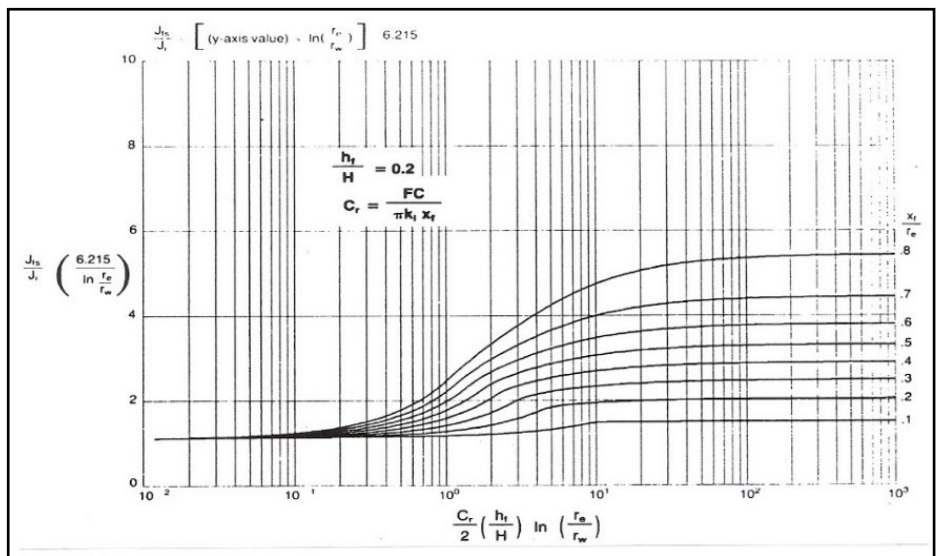
2. Menghitung perbandingan panjang rekahan rekahan terisi *proppant* dengan jari-jari pengurasan sumur (Xf / re).

3. Membaca harga Y (ordinat pada grafik) dengan cara memotongkan harga X dengan kurva (X_f / r_e).
4. Harga peningkatan indeks produktivitas (j/j_0) dihitung dengan:

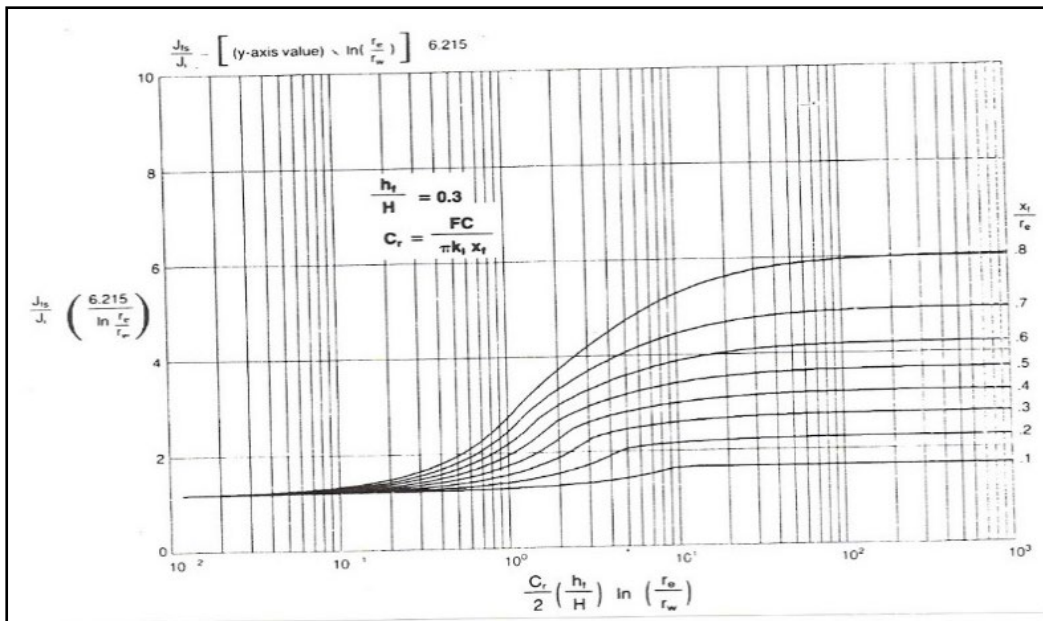
$$j/j_0 = (Y \times \ln (r_e/r_w)) / 6,215 \dots\dots\dots(3-86)$$



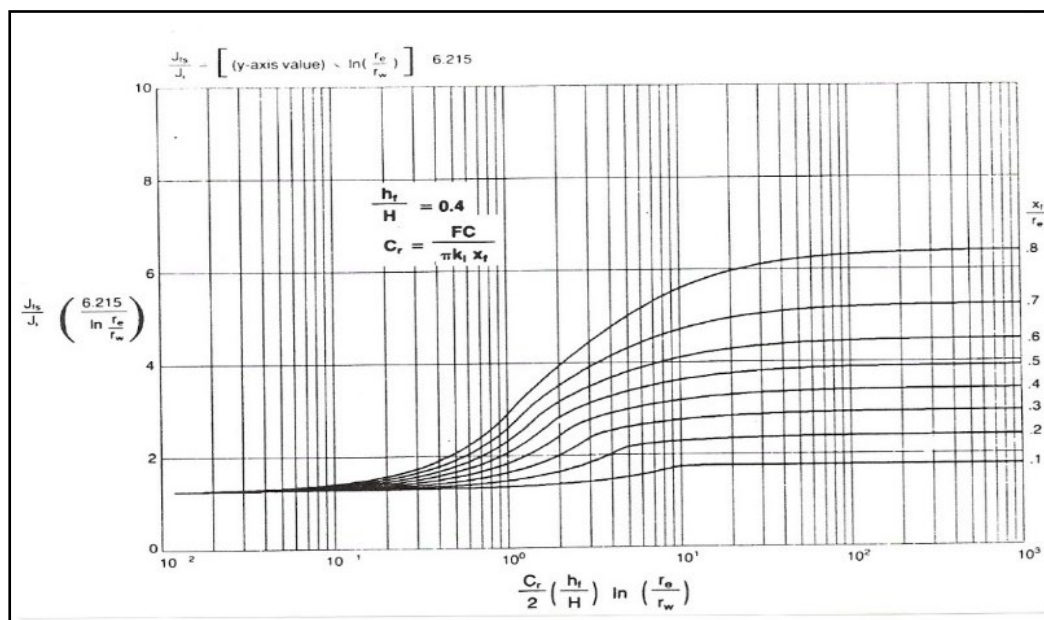
Gambar 3.26.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(h_f/h) = 0,1$
(Tinsley, M.Y., 1983)



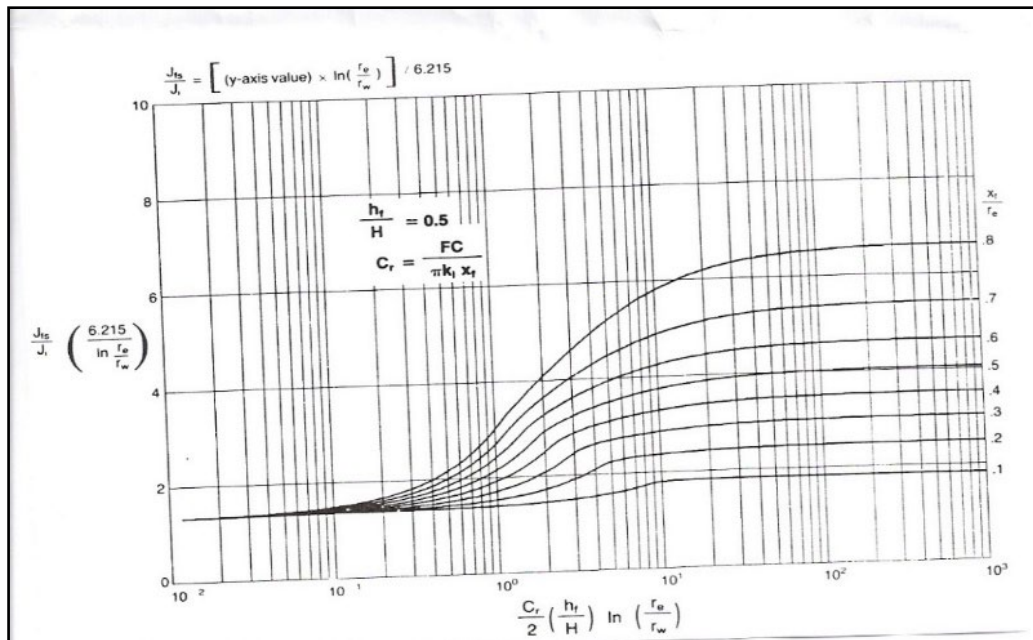
Gambar 3.27.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(h_f/h) = 0,2$
(Tinsley, M.Y., 1983)



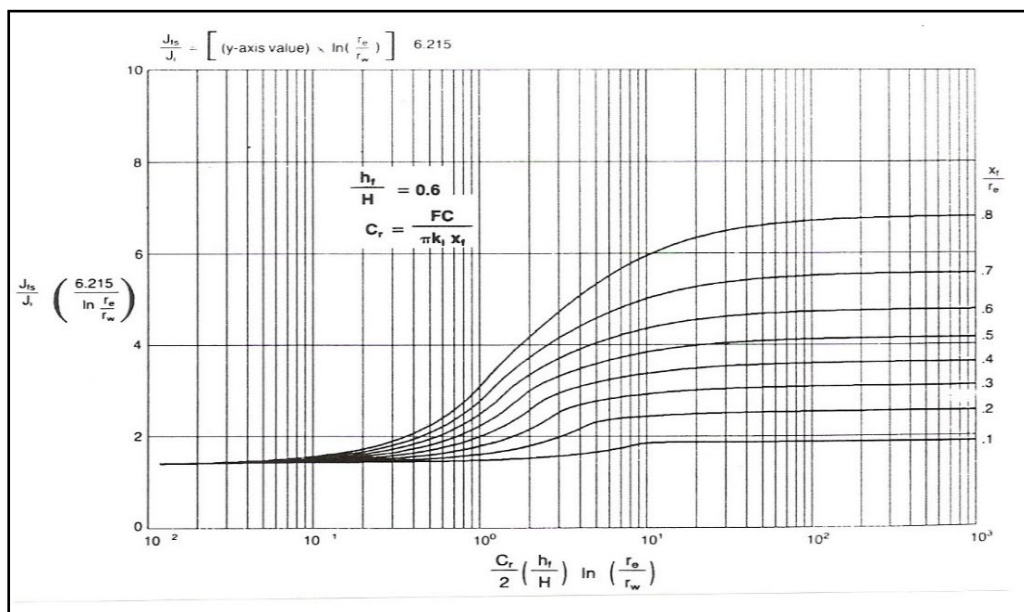
Gambar 3.28.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(h_f/h) = 0,3$
(Tinsley, M.Y., 1983)



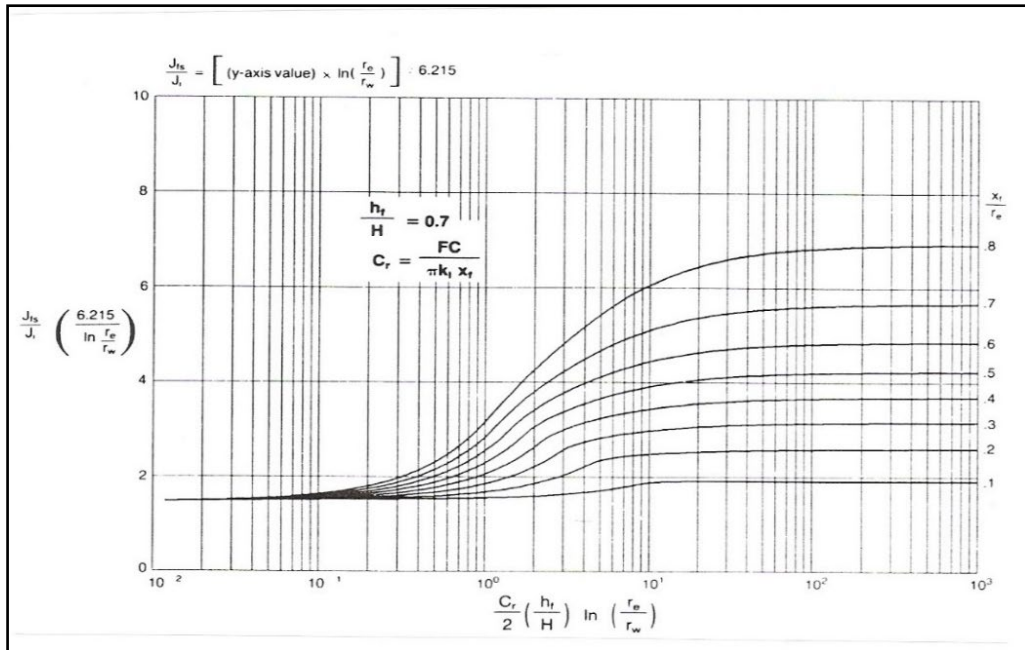
Gambar 3.29.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(h_f/h) = 0,4$
(Tinsley, M.Y., 1983)



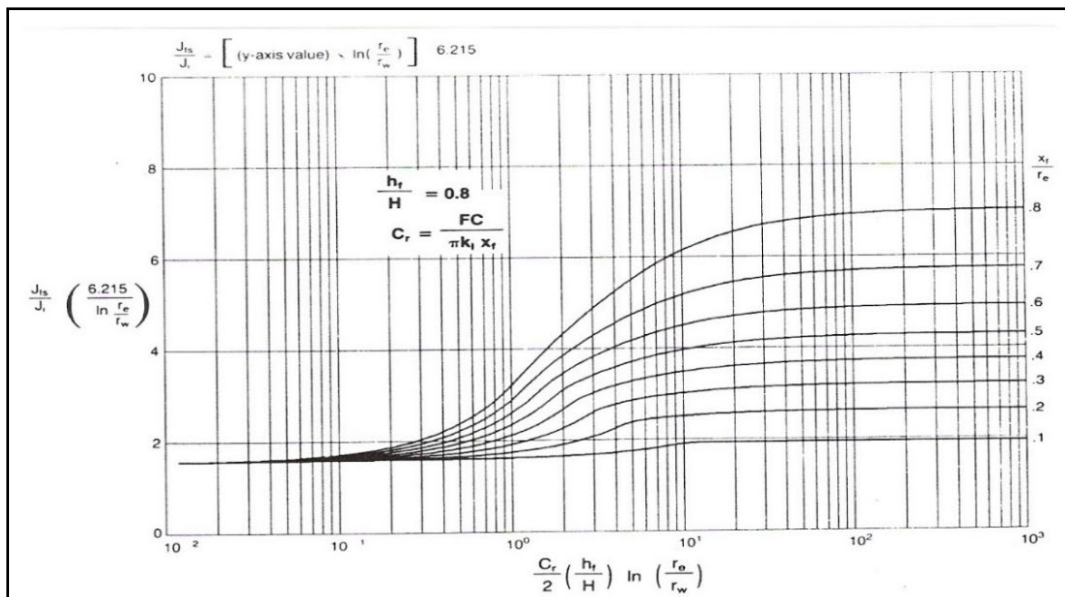
Gambar 3.30.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,5$
(Tinsley, M.Y., 1983)



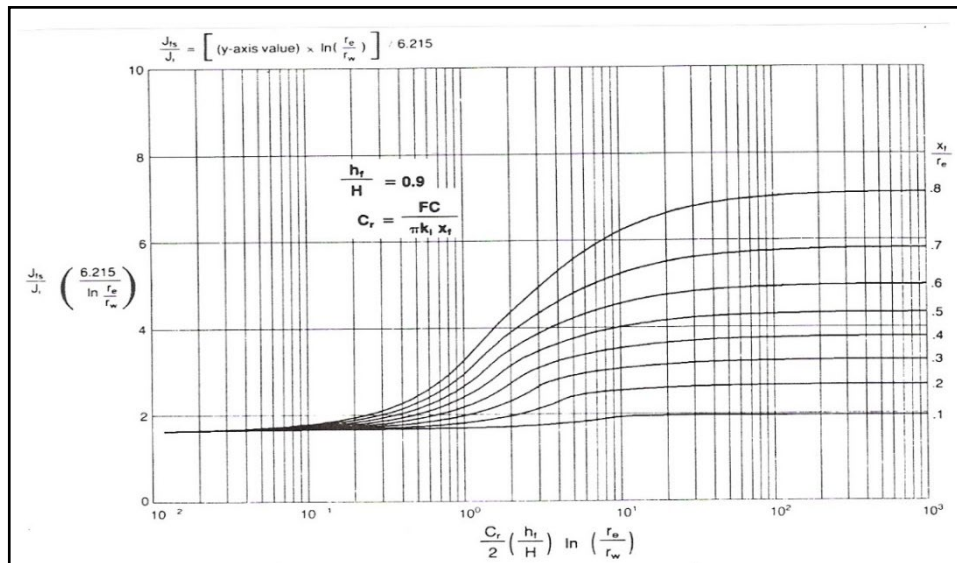
Gambar 3.31.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,6$
(Tinsley, M.Y., 1983)



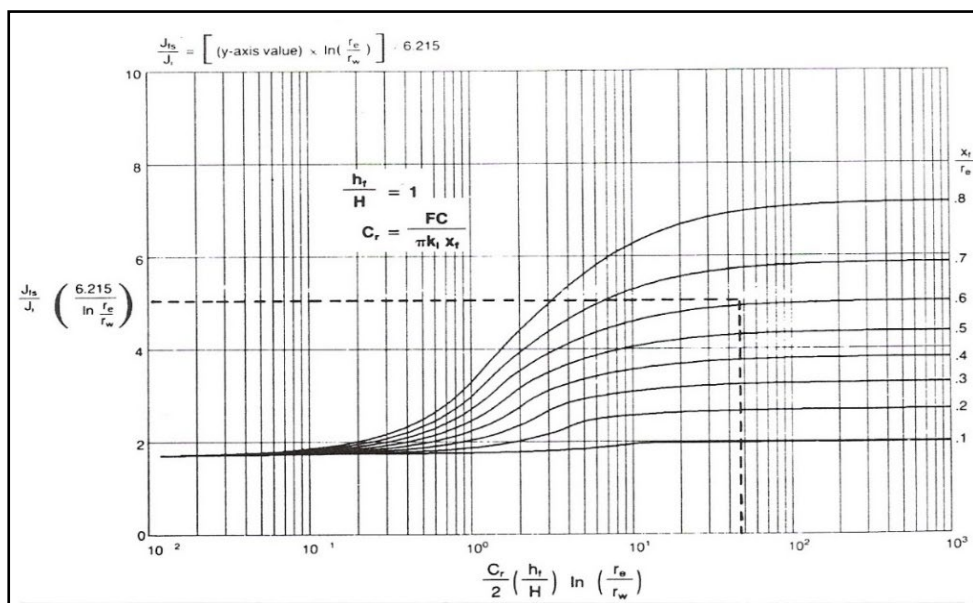
Gambar 3.32.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(h_f/h) = 0,7$
(Tinsley, M.Y., 1983)



Gambar 3.33.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(h_f/h) = 0,8$
(Tinsley, M.Y., 1983)



Gambar 3.34.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 0,9$
(Tinsley, M.Y., 1983)



Gambar 3.35.
Kurva Kenaikan Produktivitas untuk $(hf/h) = 1$
(Tinsley, M.Y., 1983)

BAB IV

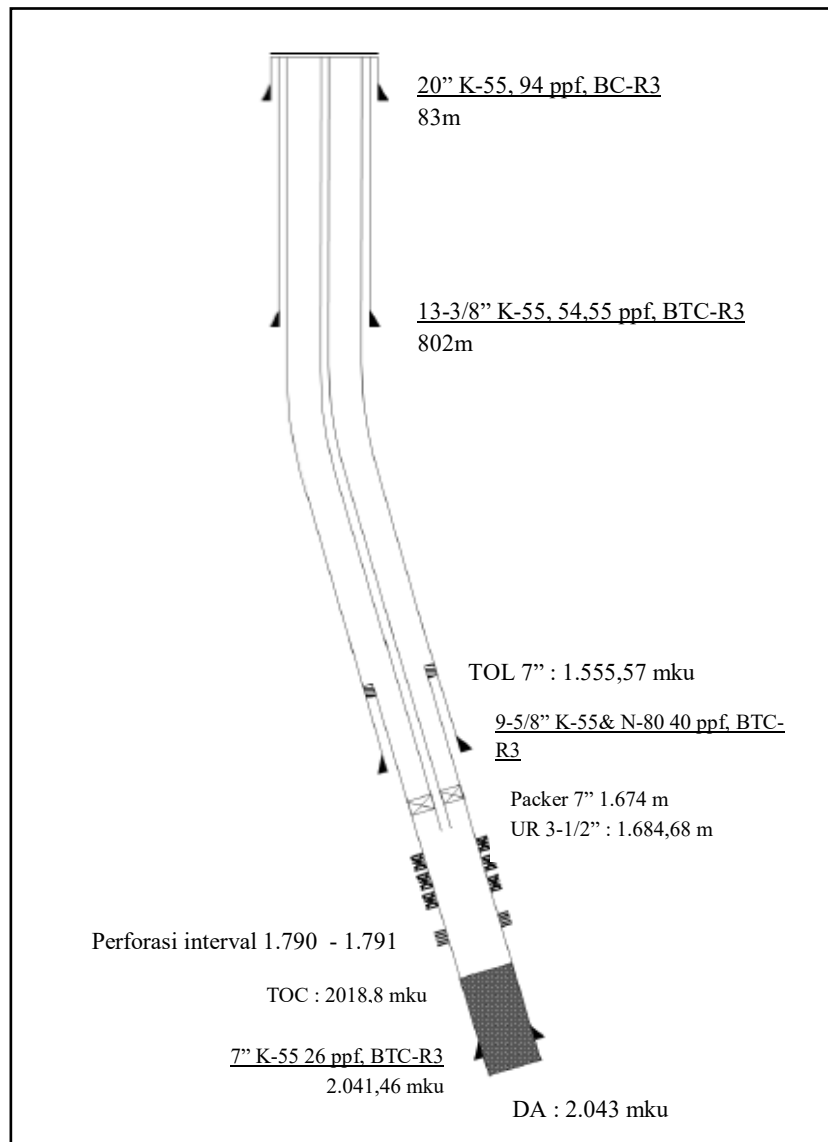
PERHITUNGAN ANALISA PEKERJAAN *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR DHM-25

Evaluasi perekahan hidraulik pada sumur DHM-25 perlu dilakukan agar dapat diketahui keberhasilan atau kegagalan dari operasi stimulasi tersebut. Faktor keberhasilan atau kegagalan perekahan hidraulik dapat ditinjau dari 2 (dua) aspek, yaitu dari operasi atau proyek dari perekahan hidraulik itu sendiri dan melalui aspek produksi setelah perekahan hidraulik dilakukan. Pada aspek operasi, yang menjadi pertimbangan yaitu hasil rekahan meliputi panjang rekahan, tinggi rekahan, dan lebar rekahan. Sedangkan untuk aspek produksi dapat dilihat dari kenaikan harga permeabilitas rata – rata formasi dan *productivity index* (PI).

4.1. Alasan Dilakukan Perekahan Hidraulik (*Hydraulic Fracturing*)

Sumur DHM-25 berproduksi dengan *artificial lift* berupa *gas lift* dan memiliki nilai *water cut* 42%. Sumur ini berproduksi pada Lapisan A yang merupakan *sandstone*, terletak pada kedalaman 5871 – 5878 ft MD, dengan tekanan reservoir sebesar 1246 psia. Keputusan dilakukannya perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada sumur DHM-25 Lapangan KLS ini berdasarkan alasan bahwa sumur DHM-25 memiliki permeabilitas yang kecil yakni sebesar 10 mD, serta dengan laju produksi fluida yang rendah yakni sebesar 45 BLPD (26 BOPD).

Stimulasi *hydraulic fracturing* dilakukan diharapkan mampu membentuk saluran konduktif berupa rekahan, yang nantinya akan meningkatkan harga laju produksi minyak, sehingga dapat meningkatkan produktivitas sumur sehingga target produksi yang diinginkan tercapai. **Gambar 4.1.** Menunjukkan profil sumur DHM-25.



Gambar 4.1.
Profil Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

4.2. Pengumpulan Data

Sebelum melaksanakan operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) perlu dilakukan pengumpulan data awal. Data yang perlu dipersiapkan dapat dilihat pada **Tabel II-1** hingga **Tabel II-5**. Pengumpulan data – data tersebut diperlukan sebagai penunjang dalam melakukan simulasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), sehingga dapat diketahui hasil dari pekerjaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*).

4.3. Evaluasi Perencanaan *Hydraulic Fracturing* Sumur DHM-25

Pada perencanaan *hydraulic fracturing* pada sumur DHM-25 data yang digunakan masih sangatlah minim, hal ini dikarenakan belum dilakukannya studi yang lebih mendetail mengenai parameter – parameter yang dibutuhkan dalam melakukan *hydraulic fracturing*. Oleh sebab itu, data – data yang digunakan hanya berdasarkan pengalaman operasi *hydarulic fracturing* yang pernah dilakukan pada sumur – sumur lain di lapangan yang sama dan merupakan hasil korelasi dari sumur – sumur sekitar dan asumsi.

4.3.1. Evaluasi Penentuan Fluida Perekah

Tabel IV-1.
***Frac Fluid Properties* Sumur DHM-25**

Parameter	Nilai	Satuan/Keterangan
Nama	MT45442	
<i>Frac Fluid Density (ρ)</i>	8,530	lb/gal
<i>Additives</i>	<i>Water</i>	<i>Dilutant</i>
	KCl	<i>Clay Stabilizer</i>
	BGA-5	<i>Guar Gum</i>
	BAX-10	<i>Bactericide</i>
	BMS 50	<i>Mutual Solvent</i>
	BSU 12N	<i>Non-Ionic Surfactan</i>
	BBF-1	<i>pH Buffer</i>
	BXL-1	<i>Crosslinker</i>
	GB-1	<i>Gel Breaker</i>
<i>Specific Gravity (SG)</i>	1,024	
n'	0,45	
K'	0.031	Lb-det ^{n'} /ft ²
<i>Coeff. Leakoff</i>	0,01	ft/min ^{0,5}

Formasi Talangakar Sumur DHM-25 mempunyai lapisan produktif yang didominasi oleh *sandstone* dengan permeabilitas 10 mD, tekanan *reservoir* sebesar 1246 psia, dan temperatur 244 °F. Fluida perekah yang digunakan dalam perencanaan *hydraulic fracturing* ini adalah MT45442 berbahan dasar air dan diperkental dengan BGA-5 *Guar Gum Gelling Agent*. *General additives* yang

ditambahkan pada fluida perekah tersebut adalah 4% KCL *Brine* sebagai *clay stabilizer* dan *friction reducer*, BAX-10 sebagai *bactericide* yang berguna untuk mencegah penurunan viskositas *frac fluid* karena aktivitas metabolisme bakteri. Adanya bakteri kemungkinan disebabkan karena tipe *frac fluid*-nya *water based*.

Special additives yang ditambahkan antara lain BMS-50 sebagai *mutual solvent* dan BSU-12N sebagai *non-ionic surfactan*. Adapun material lain yang ditambahkan adalah BXL-1 yang berperan sebagai *crooslinker* yang berfungsi untuk meningkatkan viskositas fluida sehingga mampu membawa *proppant* jauh ke dalam rekahan dan menghindari *settling proppant* pada saat pemompaan. Selain itu, *additives* lain yang ditambahkan adalah BBF-1 yang berperan sebagai PH *buffer* dan GB-1 yang memiliki peran sebagai *gel breaker*. Pemilihan aditif ini didasarkan pada kondisi *rheology* yang ada.

4.3.2. Evaluasi Penentuan *Proppant*

Tabel IV-2.
Proppant Properties

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Name</i>	20/40 CarboLITE	
<i>Size</i>	20/40	
<i>SG Proppant</i>	2,71	
<i>Pack Porosity</i>	0,35	
<i>Proppant Diameter</i>	0,02874	Inch
<i>Proppant Density</i>	22,57	lb/gal

Proppant digunakan untuk mengganjal rekahan agar tetap terbeka setelah terbentuknya rekahan, dengan adanya *proppant* di dalam rekahan ini diharapkan akan terbentuk saluran konduktif untuk aliran fluida dari *reservoir* menuju ke lubang sumur dengan permeabilitas yang tinggi. Pemilihan *proppant* atau material pengganjal didasarkan pada kemampuan *proppant* untuk dapat menahan *closure pressure* dari formasi, ukuran *proppant* untuk dapat masuk ke dalam rekahan, serta kenaikan konduktivitas apabila digunakan jenis *proppant* tersebut. Bila *proppant* mengalami *stress* yang melewati batas kekuatannya maka akan hancur dan menyebabkan konduktivitas rekahan menurun serta berpengaruh terhadap hasil

perekahan hidraulik. *Proppant* yang digunakan dalam perekahan ini adalah *CarboLITE 20/40* yang berarti *proppant* dapat melewati *screen* dengan ukuran 20 *mesh* namun tersaring pada *screen 40 mesh*. *Proppant* jenis ini dipilih karena mampu menahan *closure stress* hingga 10000 psi sementara *closure pressure* pada sumur ini sebesar 840 psi.

Proppant CarboLITE 20/40 merupakan *proppant* berjenis *ceramic*. *Proppant* jenis ini merupakan *proppant* buatan yang difungsikan untuk dapat menahan *stress* batuan yang tinggi. Pemilihan penggunaan *proppant CarboLITE 20/40* ini dipilih karena diameter perforasi dari sumur DHM-25 sebesar 0,4 inch, sedangkan diameter *proppant CarboLITE 20/40* sebesar 0,02874 inch, sehingga ukuran ini dipilih untuk menghindari terjadinya pengendapan pada muka lubang perforasi (*bridging*).

4.3.3. Evaluasi Geometri Rekahan

Evaluasi geometri rekahan dilakukan dengan melakukan perhitungan geometri rekahan dengan metode PKN 2D. Metode PKN 2D dipilih karena kecilnya harga permeabilitas sehingga hasil yang diharapkan adalah panjang rekahan bisa sepanjang mungkin. Perhitungan geometri rekahan dilakukan dengan metode *trial error*.

Tabel IV-3.
Data Geometri Rekahan Sumur DHM-25

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Modulus Young (E)</i>	2.620.008.800	Pa
<i>Poisson Ratio (v)</i>	0,21	
<i>n' base gel</i>	0,45	
<i>K' base gel</i>	1,49	Pa.det ⁿ
Laju Injeksi (<i>qi</i>)	0,017	m ³ /det
Waktu <i>treatment</i> total (<i>ti</i>)	1.253	detik
<i>Spurt loss (Sp)</i>	0	m ³ /m ²
<i>Koef. Leak of total</i>	0,000394	m/detik ^{0.5}
Panjang rekahan (<i>Xf</i>)	92,059	m
hres	8	m
Kf	492.150	mD
k (permeabilitas awal)	10	mD

Langkah – langkah perhitungan manual geometri rekahan pada sumur DHM-25 dengan metode PKN 2D adalah sebagai berikut :

1. Menghitung *plain strain modulus* menggunakan **Persamaan (3-8)** :

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)}$$

$$E' = \frac{2.620.008.800}{(1-0,21^2)}$$

$$E' = 2.740.881.682 \text{ Pa}$$

$$E' = 2,74 \times 10^9 \text{ Pa}$$

2. Menentukan panjang rekahan awal iterasi ($X_{f(\text{iterasi})} = 92,059 \text{ m} = 301,95 \text{ ft}$).
 Harga 92,059 m dipakai sebagai awal iterasi agar target menembus zona produktif yang berjarak 92,059 m dapat tercapai.
3. Menghitung lebar maksimal rekahan menggunakan **Persamaan (3-48)**.

$$w_{(0)} = 9,15^{\frac{1}{(2n'+2)}} \times 3,98^{\frac{n'}{(2n'+2)}} \left[\frac{1+2,14n'}{n'} \right]^{\frac{n'}{(2n'+2)}} \times K'^{\frac{1}{(2n'+2)}} \left[\frac{qi^{n'} \cdot hf^{(1-n')} \cdot xf}{E'} \right]^{\frac{1}{(2n'+2)}}$$

$$w_{(0)} = 9,15^{\frac{1}{(2(0,45)+2)}} \times 3,98^{\frac{0,45}{(2(0,45)+2)}} \left[\frac{1+21,14(0,45)}{0,45} \right]^{\frac{0,45}{(2(0,45)+2)}} \times 1,49^{\frac{1}{(2(0,45)+2)}}$$

$$\left[\frac{6,5^{(0,45)} \cdot 8^{(1-0,45)} \cdot 90,06}{2,74 \times 10^9} \right]^{\frac{1}{(2(0,45)+2)}}$$

$$w_{(0)} = 0,0079 \text{ m} = 0,31 \text{ inch}$$

4. Menghitung lebar rekahan rata – rata menggunakan **Persamaan (3-49)**.

$$\bar{w} = \pi/5 w_{(0)}$$

$$\bar{w} = \frac{3,14}{5} \times 0,0079 \text{ m}$$

$$\bar{w} = 0,005 \text{ m} = 0,19 \text{ inch}$$

5. Harga β menggunakan **Persamaan (3-47)**.

$$\beta = \frac{2CL \sqrt{(\pi t)}}{(w + 2Sp)}$$

$$\beta = \frac{2(0.000394) \sqrt{(3,14 \times 1253)}}{(0,005+2(0))}$$

$$\beta = 9,85$$

Karena nilai $\beta > 4$, maka digunakan persamaan $\left[\frac{1}{\beta\sqrt{\pi}} + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$ digunakan untuk disubstitusikan ke dalam rumus $Xf_{(iterasi+1)}$, dimana nilainya sebesar 10,1. Sedangkan apabila nilai $\beta < 4$, maka digunakan persamaan $\left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$.

6. Menghitung $Xf_{(iterasi+1)}$ menggunakan **Persamaan (3-51)**.

$$Xf_{(iterasi+1)} = \frac{\left(\frac{-w + 2Sp}{4\pi hf CL^2} \right) q_i \left[\frac{1}{\beta\sqrt{\pi}} + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]}$$

$$Xf_{(iterasi+1)} = \frac{(0,005 + 2(0))6,5}{(4)(3,14)(0,000394^2)} \times 10,1$$

$$Xf_{(iterasi+1)} = 56,41 \text{ m} = 185,03 \text{ ft}$$

7. Menghitung *error*/kesalahan dengan **Persamaan (3-56)**.

$$Error = Xf_{(Iterasi+1)} - Xf_{(Iterasi)}$$

$$Error = 56,41 - 92,06$$

$$Error = -35,65$$

Bila masih diperoleh harga $error > 0,0001/-0,0001$, maka perhitungan diulang kembali dengan mempergunakan harga $Xf_{(iterasi+1)}$ sebagai harga $Xf_{(iterasi)}$.

Demikian seterusnya hingga didapat harga $error \leq 0,0001/-0,0001$.

Sehingga pada akhir perhitungan didapatkan harga :

- $Xf = 57,17 \text{ m} = 187,50 \text{ ft}$
- $w_{(0)} = 0,0067 \text{ m} = 0,022 \text{ ft} = 0,27 \text{ inch}$
- $\bar{w} = 0,0042 \text{ m} = 0,014 \text{ ft} = 0,17 \text{ inch}$
- $hf = 8 \text{ m} = 26,24 \text{ ft}$

8. Menghitung P_{net} menggunakan **Persamaan (3-50)**.

$$P_{net} = \Delta P_f = \frac{E'(w_{(0)})}{2hf}$$

$$P_{net} = \Delta P_f = \frac{(2,74 \times 10^9)(0,0067)}{2(8)}$$

$$P_{net} = \Delta P_f = 1.160.340,99 \text{ Pa}$$

$$P_{net} = \Delta P_f = 168,29 \text{ Psi}$$

9. Menghitung konduktivitas rekahan menggunakan **Persamaan (3-42)**.

$$W_{kf} = \bar{w} \times k_f$$

$$W_{kf} = 0,014 \text{ ft} \times 492150 \text{ mD}$$

$$W_{kf} = 6.866,67 \text{ mD.ft}$$

10. Menghitung *dimensionless fracture conductivity* (F_{cd}) dengan **Persamaan (3-81)**.

$$F_{cd} = \frac{w_{Kf}}{k X_f}$$

$$F_{cd} = \frac{6.866,67}{(10)(187,50)}$$

$$F_{cd} = 3,66$$

4.3.4. Perhitungan Desain Operasi

Perhitungan desain operasi peretakan hidraulik (*hydraulic fracturing*) meliputi perhitungan tekanan injeksi permukaan, perhitungan *horse power* pompa, serta perhitungan fluida peretakan dan massa *proppant*.

4.3.4.1. Perhitungan Tekanan Injeksi dan *Horse Power* Pompa

Data – data yang dibutuhkan dalam perhitungan tekanan injeksi dan *horse power* pompa ditunjukkan pada **Tabel IV-4**.

Tabel IV-4.
Data Perhitungan Tekanan Injeksi dan *Horse Power* Pompa

Parameter	Nilai	Satuan
Laju Injeksi	13	BPM
	546	GPM
ID Tubing	2,992	inch
	0,249	ft
n'	0,45	
K'	0,031	lb.det ⁿ /ft ²
SG <i>Frac Fluid</i>	1,024	
<i>Frac fluid density</i> (ρ)	8,530	lb/gal
	63,812	lb/ft ³
<i>Tubing Depth</i>	5.525,75	ft
Diameter perfo (d_p)	0,4	inch
	0,0333	ft
<i>Number of Perforation</i> (n)	10	
Gradien Rekah	0,59	psi/ft
Mid. Perfo (TVD)	5.569,44	ft

Langkah – langkah dalam perhitungan tekanan injeksi dan *horse power* pompa untuk peretakan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada sumur DHM-25 adalah sebagai berikut :

1. Menghitung *flow velocity* menggunakan **Persamaan (3-35)**.

$$u = 17,17 q_i/D^2$$

$$u = (17,17) (13)/2,992^2$$

$$u = 24,93 \text{ ft/s}$$

2. Menghitung *Reynold number* menggunakan **Persamaan (3-34)**.

$$N_{re} = \frac{0,249 \rho u^{2-n'} D^2}{96^{n'} K' [(3n' + 1)/4n']^{n'}}$$

$$N_{re} = \frac{(0,249)(63,812)(24,93)^{2-0,45} 2,992^2}{96^{0,45} 0.031 [((3)(0,45)+1)/(4)(0,45)]^{0,45}}$$

$$N_{re} = 14.082,98 \text{ (Turbulen)}$$

3. Menghitung *fanning friction factor* menggunakan **Persamaan (3-37)**.

$$f_f = \frac{(\log(n)+2,5)/50}{N_{re}^{((1,4-\log(n))/7)}}$$

$$f_f = \frac{(\log(0,45)+2,5)/50}{14.082,98^{((1,4-\log(0,45))/7)}}$$

$$f_f = 0,0039$$

4. Menghitung kehilangan tekanan aliran fluida *fracturing* dalam pipa/*tubing* menggunakan **Persamaan (3-38)**.

$$P_f = \frac{5,2 \times 10^{-3} f_f \rho L u^2}{D}$$

$$P_f = \frac{5,2 \times 10^{-3} (0,0039)(63,812)(5.525,75)(24,93)^2}{2.441}$$

$$P_f = 1.507,35 \text{ Psi}$$

5. Menghitung kehilangan tekanan aliran fluida *fracturing* di perforasi menggunakan **Persamaan (3-39)**.

$$Q_{inj \text{ perfo}} = Q_{injeksi}/n$$

$$Q_{inj \text{ perfo}} = 13 \text{ bpm}/10 \text{ perforasi}$$

$$Q_{inj \text{ perfo}} = 1,3 \text{ bpm/perforasi}$$

$$P_{pf} = \frac{Q^2 \gamma}{n^2 dp (0,323)}$$

$$P_{pf} = \frac{(1,3)^2 (1,024)}{(10)^2 (0,4) (0,323)}$$

$$P_{pf} = 0,13 \text{ psi}$$

Apabila besarnya nilai $Q_{inj \text{ perfo}}$ lebih besar dari 0,5 bbl/menit (bpm) per perforasi maka kehilangan tekanan akibat friksi perforasi perlu diperhitungkan dengan **Persamaan (3-40)**. Sebaliknya, apabila besarnya nilai $Q_{inj \text{ perfo}}$ lebih kecil dari 0,5 bbl/menit (bpm) per perforasi maka kehilangan tekanan akibat friksi perforasi tidak perlu diperhitungkan atau dianggap nol.

6. Menghitung tekanan hidrostatik fluida perekah menggunakan **Persamaan (3-19)**.

$$P_h = 0,052 \times \rho \times D_{perfo}$$

$$P_h = 0,052 \times 8,53 \text{ ppg} \times 5.569,44 \text{ ft}$$

$$P_h = 2.470,36 \text{ psi}$$

7. Menghitung tekanan perekahan di dasar sumur menggunakan **Persamaan (3-20)**.

$$BHTP = gf \times D_{perfo}$$

$$BHTP = 0,59 \text{ psi/ft} \times 5.569,44 \text{ ft}$$

$$BHTP = 3.285,97 \text{ psi}$$

8. Menghitung WHTP (*wellhead true pressure*) menggunakan **Persamaan (3-18)**.

$$P_w = BHTP + P_f + P_{pf} - P_h$$

$$P_w = 3.285,97 \text{ psi} + 1.507,35 \text{ Psi} + 0,13 \text{ psi} - 2470,36 \text{ Psi}$$

$$P_w = 2.323,09 \text{ psi}$$

9. Perhitungan *horse power* pompa **Persamaan (3-41)**.

$$HHP = q_i P_w / 40,8$$

$$HHP = (13 \text{ bpm} \times 2.323,09 \text{ psi}) / 40,8$$

$$HHP = 740,20 \text{ HP}$$

4.3.4.2. Perhitungan Fluida Perekah dan Massa *Proppant*

Data – data yang dibutuhkan dalam perhitungan tekanan fluida perekah dan massa *proppant* pompa ditunjukkan pada **Tabel IV-5**.

Tabel IV-5.
Data Perhitungan Fluida Perekah dan Massa *Proppant*

Parameter	Nilai	Unit
Laju injeksi	13	bpm
	546	gpm
Waktu injeksi (ti)	21	Menit
<i>SG Proppant</i>	2,71	-
Densitas <i>Proppant</i> (ρp)	22,57	lb/gal
	168,87	lb/ft ³
	948,12	lb/bbl
<i>Pack Porosity</i> (φp)	0,35	-
Tinggi Rekahan (hf)	26,24	ft
<i>Fracture Half Length</i> (Xf)	187,5	ft
Waktu injeksi pad	7,27	menit
<i>Average Width</i> (wf)	0,167	inch
	0,014	ft
<i>Tubing Depth</i>	5.525,75	ft
<i>Bottom Perforation</i> (MD)	5.876,27	ft MD
<i>OD Tubing</i>	3,5	inch
<i>ID Tubing</i>	2,992	inch
<i>Packer Setting Depth</i>	5.492,39	ft MD
<i>ID Casing</i>	6,331	inch

Langkah – langkah dalam perhitungan fluida perekah dan massa *proppant* untuk perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*) pada sumur DHM-25 adalah sebagai berikut :

1. Menghitung volume rekahan menggunakan **Persamaan (3-57)**.

$$V_f = 2hf Xf \left(\frac{wf}{12} \right) \times 7,48$$

$$V_f = (2)(26,24)(187,5) \left(\frac{0,014}{12} \right) \times 7,48$$

$$V_f = 1.027,21 \text{ gal}$$

2. Menghitung volume *treatment requirements* menggunakan **Persamaan (3-58)**.

$$V_{\text{treat}} = Q \times t_i \times 42$$

$$V_{\text{treat}} = 13 \text{ BPM} \times 20,88 \text{ menit} \times 42$$

$$V_{\text{treat}} = 11.402,29 \text{ gal}$$

3. Perhitungan volume *pad* menggunakan **Persamaan (3-61)**.

$$V_{pad} = t_{pad} \times q_i$$

$$V_{pad} = 7,27 \text{ menit} \times 546 \text{ gpm}$$

$$V_{pad} = 3.969,42 \text{ gal}$$

4. Perhitungan volume *slurry* menggunakan **Persamaan (3-62)**.

$$V_{Slurry} = V_{treat} - V_{pad}$$

$$V_{Slurry} = 11.466 \text{ gal} - 3.909,06 \text{ gal}$$

$$V_{Slurry} = 7.432,88 \text{ gal}$$

5. Perhitungan volume *string* menggunakan **Persamaan (3-64)**.

$$V_{string} = \pi (\text{ID tubing}/2)^2 L$$

$$V_{string} = (3,14)((2,992 \times 0,0254)/2)^2 (5.525,75/3,28)$$

$$V_{string} = 7,64 \text{ m}^3$$

6. Perhitungan volume di bawah *string* menggunakan **Persamaan (3-65)**.

$$V_{understring} = \pi (\text{ID casing}/2)^2 (\text{bottom perfo} - \text{packer set depth})$$

$$V_{understring} = (3,14) ((2,992 \times 0,0254)/2)^2 ((5.876,27 - 1674)/3,28)$$

$$V_{understring} = 2,395 \text{ m}^3$$

7. Perhitungan volume *flush* menggunakan **Persamaan (3-63)**.

$$V_{flush} = V_{string} + V_{understring}$$

$$V_{flush} = 7,64 \text{ m}^3 + 2,395 \text{ m}^3$$

$$V_{flush} = 10,03 \text{ m}^3$$

$$V_{flush} = 2.650,51 \text{ gal}$$

8. Perhitungan massa *proppant* dengan **Persamaan (3-68)**.

$$M_p = \rho_{proppant} \times (1 - \phi_{proppant}) \times V_f$$

$$M_p = 22,57 \times (1 - 0,35) \times 1.027,21$$

$$M_p = 15.072,51 \text{ lbs}$$

9. Perhitungan konsentrasi *proppant* dengan **Persamaan (3-69)**.

$$C_p = \frac{M_p}{2 \times f \times h_f}$$

$$C_p = \frac{15.072,51}{(2) (187,5) (26,24)}$$

$$C_p = 1,53 \text{ lb/ft}^3$$

Tabel IV-6.
Perbandingan Desain Operasi Aktual dengan Desain Operasi Manual
Sumur DHM-25

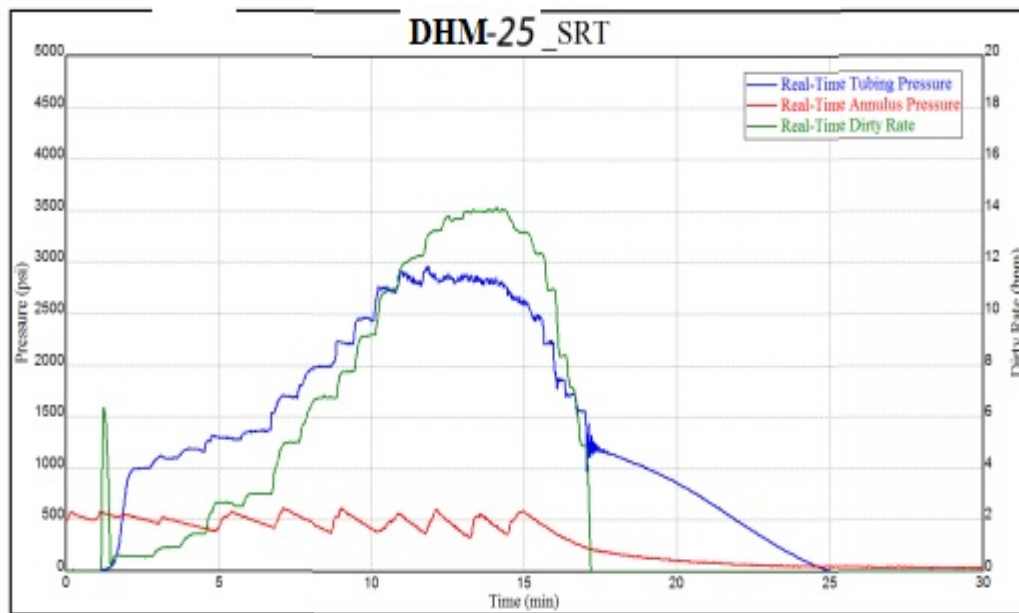
Parameter	Unit	Sumur DHM-25		Beda
		Aktual	Perhitungan Manual	
Tek. Injeksi Pompa	psi	2.560,7	2.323,09	-4,87%
Daya Pompa	HP	905,27	740,2	-10,03%
BHTP	psi	-	3.285,97	-
Vol. <i>Treatment</i>	gal	10.210,2	11.402,29	5,52%
<i>Vpad</i>	gal	3.595,2	3.969,42	4,95%
<i>Vslurry</i>	gal	4.851	7.432,88	21,02%
<i>Vflush</i>	gal	1.764	2.650,51	20,08%
Massa <i>Proppant</i>	lbs	19.086	15.072,51	-11,75%

4.4. Evaluasi Operasi *Hydraulic Fracturing* Pada Sumur DHM-25

Pelaksanaan perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) di lapangan dilakukan dengan bantuan *software Mfrac*, namun sebelum dilakukan tahap *mainfrac* perlu dilakukan serangkaian tes untuk memperoleh data - data yang nantinya akan digunakan untuk mendesain perekahan hidraulik. Pada pelaksanaan perekahan hidraulik sumur DHM-25 sendiri terbagi menjadi beberapa tahap, yaitu :

4.4.1. *Step Rate Test*

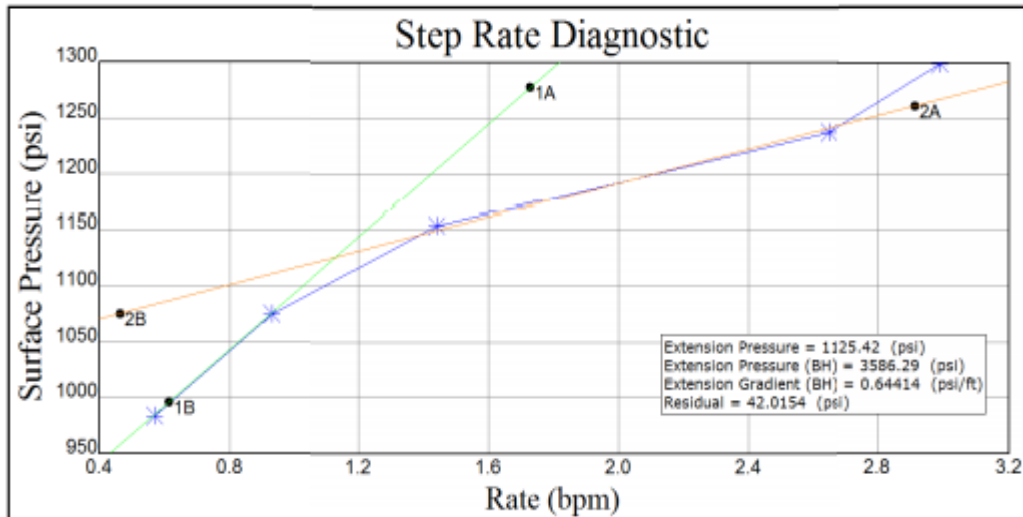
Step rate test atau test laju bertingkat terbagi menjadi dua yaitu *step up* dan *step down*. *Step up rate test* dilakukan dengan cara memompakan 4% KCL pada laju yang ditingkatkan sedikit demi sedikit (dari 0,5 hingga 14 bpm), dan pada tiap lajunya dipertahankan dalam selang waktu tertentu. Fungsi kenaikan laju pemompaan yang bertahap sedikit demi sedikit (*step up test*) adalah untuk mengetahui *extention point*. *Extention point* mengindikasikan kondisi dimana rekahan mulai terbuka pada tekanan tertentu (*extention pressure*) dan laju injeksi tertentu (*extention rate*).



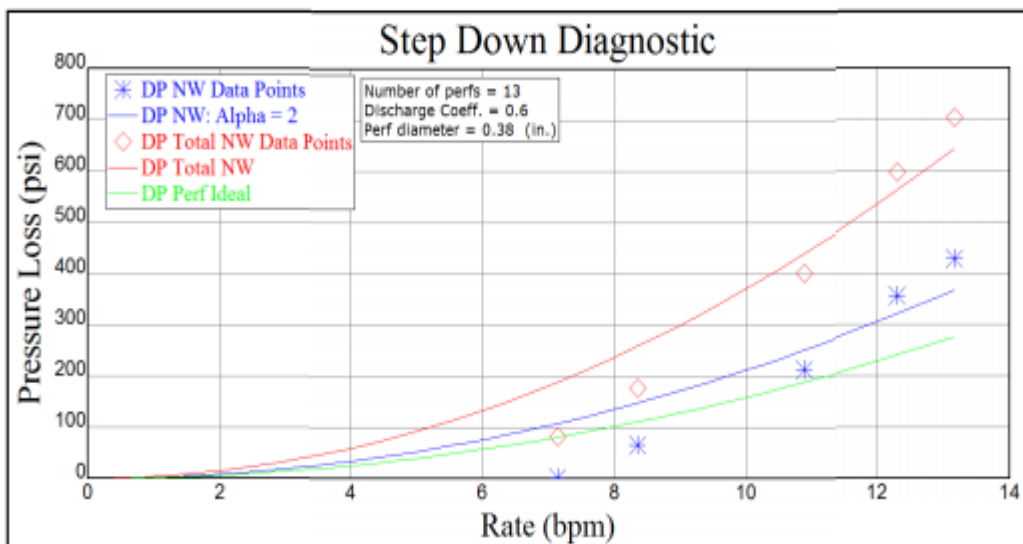
Gambar 4.2.
Step Rate Test Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

Sedangkan *step down test* adalah pengujian untuk mengetahui tekanan friksi di sekitar lubang bor. Pada pengujian ini penurunan laju pompa dilakukan pada *rate* 14,2 bpm, 13,15 bpm, 11,09 bpm, 8,38 bpm, 5,09 bpm, dan kemudian pompa dimatikan. Tekanan friksi pada lubang sumur ini diakibatkan oleh *turtuocity* dan perforasi. Jika friksi dominan akibat perforasi, maka sebelum *proppant* dimasukkan, terlebih dahulu dimasukkan pasir yang ukurannya lebih kecil dari ukuran *proppant*. Tujuannya adalah untuk mengurangi friksi antara *proppant* dengan dinding lubang perforasi. Sebaliknya, jika friksi dominan akibat *turtuocity*, maka perlu menaikkan jumlah *proppant* yang diinjeksikan dan meningkatkan laju pemompaan ketika awal *mainfrac* dilakukan. Dari *step rate test* sumur DHM-25 diketahui besarnya *maximum tubing pressure* sebesar 2.914,7 psi.

Dari analisa *step up rate test* (**Gambar 4.3.**) dapat diketahui harga *extension pressure* sebesar 1.125 psi dan *extension rate* 1 bpm, serta gradien rekah sebesar 0,64 psi/ft. Sedangkan dari analisa *step down rate test* (**Gambar 4.4.**) dapat dilihat bahwa tekanan friksi pada lubang ini dominan diakibatkan oleh perforasi.



Gambar 4.3.
Step Up Rate Test Analysis Sumur DHM-25
 (End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

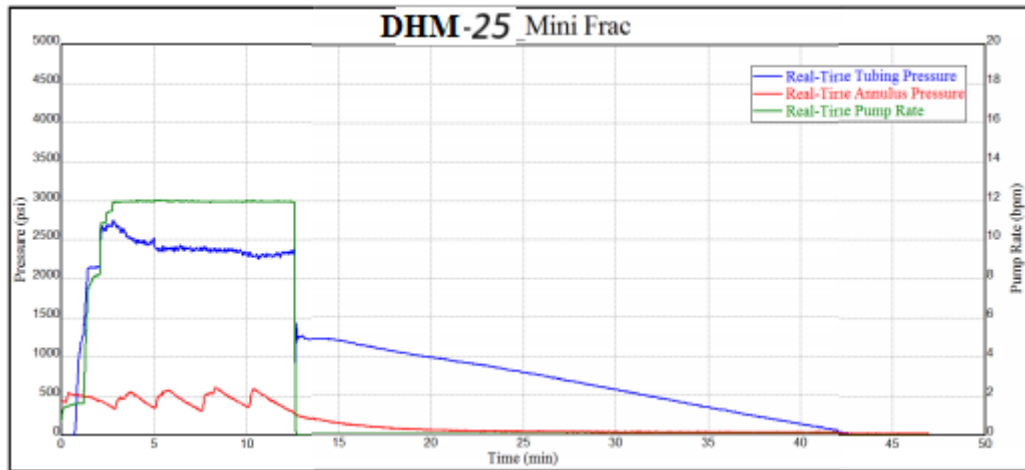


Gambar 4.4.
Step Down Rate Test Analysis Sumur DHM-25
 (End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

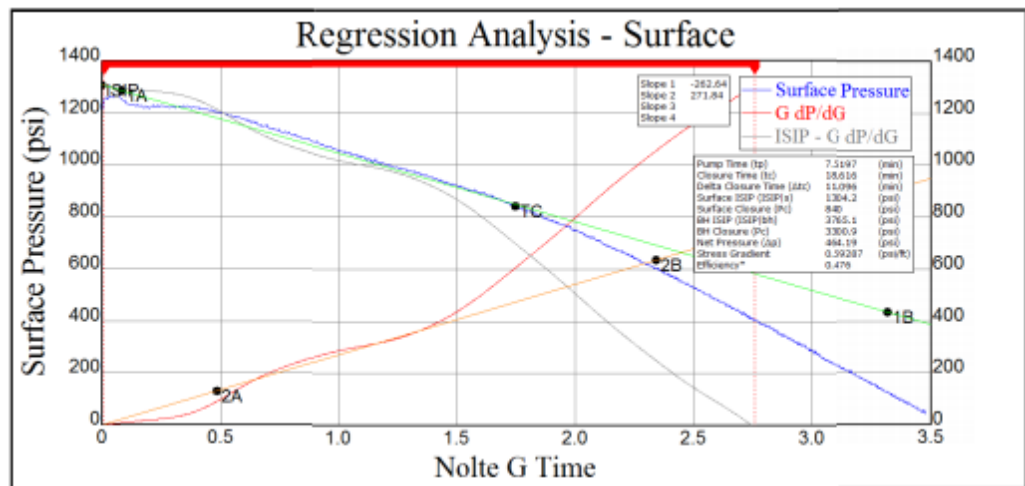
4.4.2. MiniFrac

Tahapan selanjutnya adalah *minifrac* atau membuat perekahan mini, tujuan utama pelaksanaan *minifrac* adalah untuk mendapatkan data terbaik yang bersifat *representative* agar dapat melaksanakan *mainfrac*. Pada tahapan ini diukur besar kehilangan fluida ke dalam formasi (*fluid leak-off*) sehingga digunakan fluida

sesuai dengan yang akan dipakai pada *main fracturing* (perekahan sesungguhnya) yaitu MT45442. Selain untuk mengetahui nilai *fluid leak off*, dapat diketahui pula nilai *closure pressure*, *closure pressure time*, *instaneous shut in pressure* dan *fluid efficiency*.



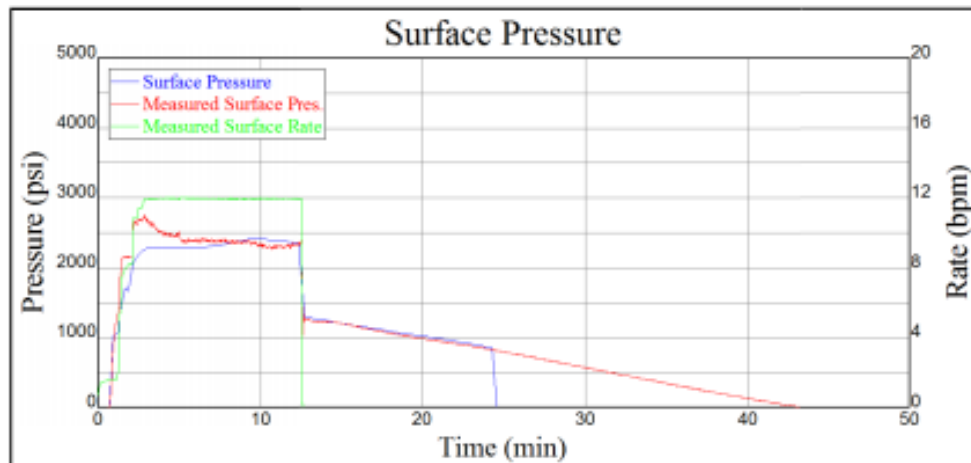
Gambar 4.5.
Minifrac Sumur DHM-25
 (End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)



Gambar 4.6.
Minifrac G-Function Sumur DHM-25
 (End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

Pemompaan MT45442 sebanyak 100 bbl dengan laju injeksi 12 bpm serta *displacing* menggunakan *slickwater* sebanyak 48 bbl dilakukan pada tahap ini. Setelah sumur dimatikan, didapat nilai *Bottom Hole Instaneous Shut In Pressure*

(BH ISIP) sebesar 3.765,1 psi, *Closure pressure* sebesar 840 psi berdasarkan analisis dengan *G-function* (**Gambar 4.6.**) diperoleh sekitar 18,6 menit setelah *shut in*. Pada analisis ini juga didapatkan nilai *sand stress gradient* sebesar 0,59 psi/ft. Nilai efisiensi fluida dari MT45442 sebesar 47%.



Gambar 4.7.
Minifrac Pressure Matching Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

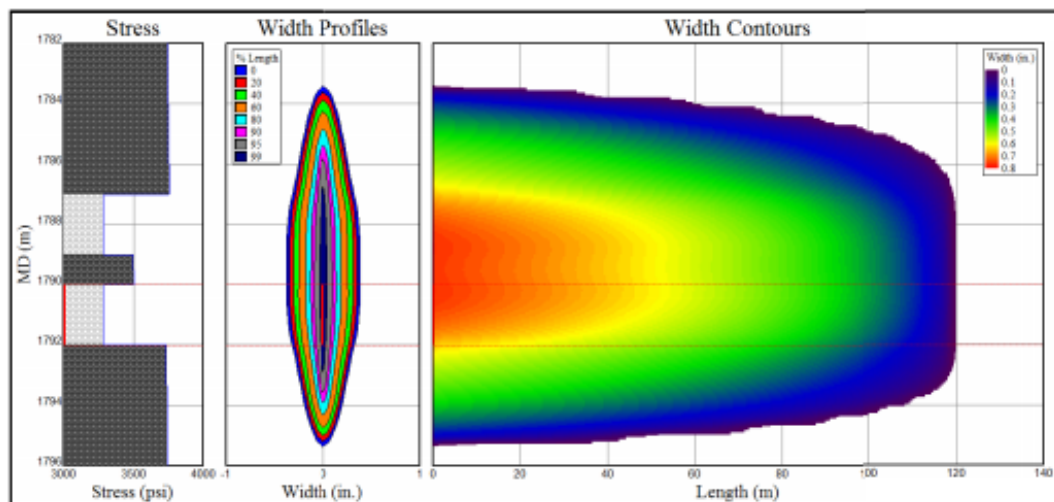
Pada **gambar 4.7.** merupakan proses *pressure matching* yang merupakan salah satu tahapan pada pelaksanaan *minifrac* dengan menggunakan *software MFrac*. Pada gambar tersebut terlihat bahwa ada grafik *predicted surface* and *bottom hole pressure* akan dilakukan *matching* terhadap *actual surface* dan *bottom hole pressure*. Proseses *matching* ini dengan melakukan alterasi terhadap nilai *rock properties* dan data *leak off parameter* pada *software MFrac*. Didapat harga *leakoff coeff.* 0,00382 ft/min^{1/2}.

Setelah melakukan serangkaian *DataFrac*, maka kemudian akan dilakukan pendesainan ulang terhadap operasi *Mainfrac* dengan cara coba-coba (*trial and error*) pada bagian *schedule* seperti volume fluida perekah dan jumlah *proppant*. Desain ulang (*re-design*) dilakukan menggunakan *software MFrac*. Untuk *schedule* pemompaan setelah desain ulang dapat dilihat pada **Tabel IV-7**. Dari tabel di bawah dapat dilihat estimasi *treatment time* yaitu 20,7 menit, serta dapat diketahui juga estimasi volume dari fluida perekah dan jumlah *proppant* yang akan digunakan.

Tabel IV-7.
Pumping Schedule untuk Desain Ulang Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

Stage No.	Dirty Rate	Clean Rate	Liquid Volume		Cu m	Slurry Volume		Cumm	Total Time	Cumm Time	Fluid & Prop Type	Conc. From	Conc. To	Prop. Stage Mass	Cumm
	(bpm)	(bpm)	(gall)	(bbl)	(bbl)	(gall)	(bbl)	(bbl)	(min)	(min)		(ppa)	(ppa)	(lbm)	(lbm)
1	13	13.0	3500	83.33	83.33	3500	83.33	83.33	6.4	6.4	PAD	0	0	0	0
2	13	12.4	550	13.10	96.43	574.32	13.67	97.01	1.1	7.5	C-LITE	1	1	550	550
3	13	12.4	500	11.90	108.33	533.16	12.69	109.70	1.0	8.4	C-LITE	1	2	750	1300
4	13	11.9	600	14.29	122.62	666.33	15.87	125.57	1.2	9.7	C-LITE	2	3	1500	2800
5	13	11.5	700	16.67	139.29	808.33	19.25	144.81	1.5	11.1	C-LITE	3	4	2450	5250
6	13	11.0	800	19.05	158.33	959.18	22.84	167.65	1.8	12.9	C-LITE	4	5	3600	8850
7	13	10.6	900	21.43	179.76	1118.9	26.64	194.29	2.0	14.9	C-LITE	5	6	4950	13800
8	13	10.3	900	21.43	201.19	1138.8	27.11	221.41	2.1	17.0	C-LITE	6	6	5400	19200
9	13	13.0	2016	48.00	249.19	2016	48.00	269.41	3.7	20.7	FLUSH	0	0	0	0

Sedangkan untuk perkiraan desain gemoteri rekahan yang terbentuk setelah dilakukan desain ulang (*re-design*) pada Sumur DHM-25 menggunakan *software* *MFrac* adalah seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 4.8**.

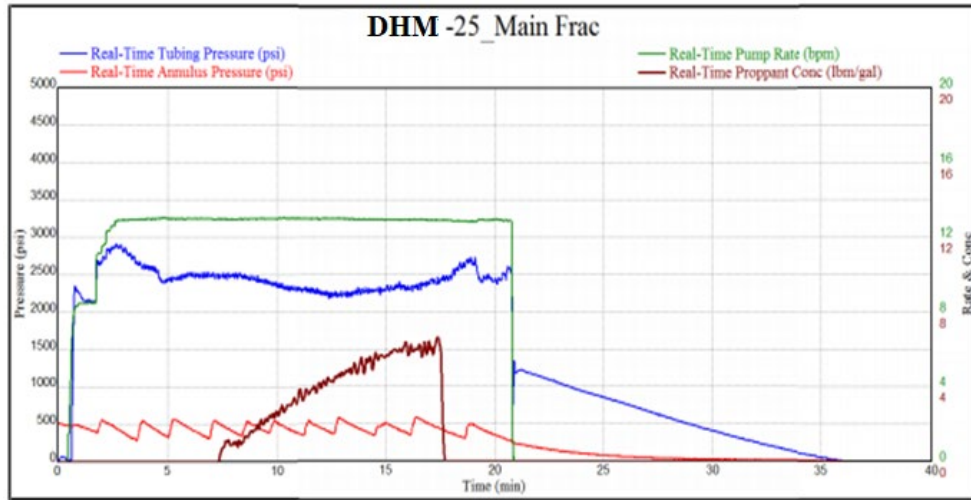


Gambar. 4.8.
Re-Design Frac Geometry Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

4.4.3. Mainfrac

Setelah dilakukan beberapa persiapan pengumpulan data dan beberapa tes, maka ditahap selanjutnya adalah tahap eksekusi atau *main frac*. Tahapan ini merupakan tahapan yang utama yaitu menerapkan desain yang telah dipersiapkan

terlebih dahulu sebelumnya. *Fracture design* yang dibuat meliputi pemilihan fluida perekah, pemilihan *proppant*, pemilihan model dan bentuk rekahan, pembuatan *pumping schedule*, dan beberapa data *input* lainnya.



Gambar 4.9.
Plot Mainfrac Actual Treatment
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

Keterangan *plot mainfrac actual treatment* :

1. Mulai pemompaan *pad* MT45442 tanpa *proppant* pada *rate* 13 bpm.
2. Dilanjutkan dengan *CarboLITE* 20/40 dari 1 PPA hingga 6 PPA
3. Mulai *flushing* menggunakan 4% KCl sebanyak 45 bbl (*underflush* 5 bbl)

Untuk *actual pumping schedule* dapat dilihat pada **Tabel IV-8**. Pada tabel dapat diketahui *treatment time* yang dibutuhkan adalah 20,88 menit, dengan komposisi fluida perekah dan *proppant* ditunjukkan oleh **Tabel IV-9**.

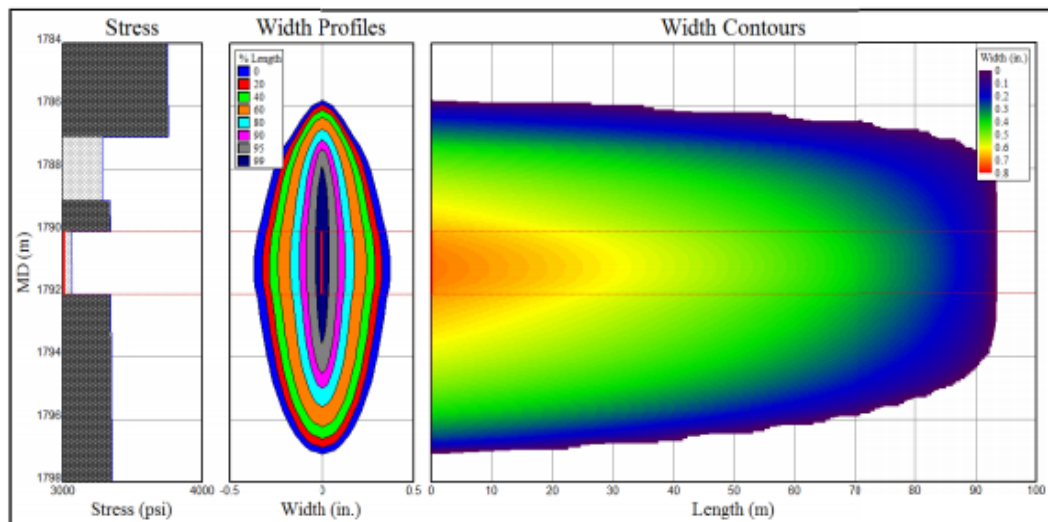
Tabel IV-8.
Actual Pumping Schedule Sumur DHM-25
(End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020)

Time	Description	Remark
15:34:40	Start Pump	Clean Fluid
15:34:40 15:41:56	13.00 Bpm at 2,486.0 Psi Stp, Pad	Total Pump 85.60 Bbl
15:41:56 15:42:48	12.97 Bpm at 2,516.0 Psi Stp, Sand 1 - 1 Ppa 459.50 Lbs	Total Pump 96.40 Bbl
15:42:48 15:43:46	12.98 Bpm at 2,431.0 Psi Stp, Sand 1 - 2 Ppa 1,187.00 Lbs	Total Pump 108.20 Bbl
15:43:46 15:45:03	13.03 Bpm at 2,333.0 Psi Stp, Sand 2 - 3 Ppa 2,821.00 Lbs	Total Pump 123.40 Bbl
15:45:03 15:46:25	13.01 Bpm at 2,247.0 Psi Stp, Sand 3 - 4 Ppa 5,113.00 Lbs	Total Pump 139.00 Bbl
15:46:25 15:48:10	12.95 Bpm at 2,252.0 Psi Stp, Sand 4 - 5 Ppa 8,795.00 Lbs	Total Pump 158.50 Bbl
15:48:10 15:50:08	12.96 Bpm at 2,353.0 Psi Stp, Sand 5 - 6 Ppa 13,649.00 Lbs	Total Pump 179.50 Bbl
15:50:08 15:52:10	12.91 Bpm at 2,424.0 Psi Stp, Sand 6 - 6 Ppa 19,086.00 Lbs	Total Pump 201.10 Bbl
15:52:10 15:55:25	12.90 Bpm at 2,602.0 Psi Stp, Displace 19,086.00 Lbs	Total Pump 241.80 Bbl
15:55:25 15:55:33	0.00 Bpm at 1,343.0 Psi Stp, Shutdown 19,086.00 Lbs	Total Pump 243.10 Bbl

Tabel IV-9.
Actual Design Fluida Perekah dan Proppant Sumur DHM-25

Unit	Jumlah
Volume Pad	3.595,2 gal
Volume Slurry	4.851 gal
Volume Flush	1.764 gal
Proppant CarboLITE 20/40	19.086 lbs

Berdasarkan studi simulasi dengan menggunakan *software MFrac*, diperkirakan model geometri yang akan terbentuk ditunjukkan pada **Gambar 4.10.** berikut ini.



Gambar 4.10.
Mainfrac Sumur DHM-25
(*End of Well Report, Lab. Plan of Development, 2020*)

Berdasarkan studi simulasi dengan menggunakan *software MFrac*, diperkirakan geometri rekahan yang terbentuk seperti pada **Tabel IV-10.**

Tabel IV-10.
Hasil Actual Geometri Rekahan Sumur DHM-25

Parameter	Nilai
Panjang Rekahan (X_f)	92,059 m
Tinggi Rekahan (h_f)	10,608 m
Lebar Rekahan Rata – Rata (\bar{w})	0,39 inch

Tabel IV-10.
Hasil *Actual* Geometri Rekahan Sumur DHM-25
(Lanjutan)

Konduktifitas Rekahan	6.297,3 mD.ft
<i>Effective</i> FCD	2,67
Permeabilitas Rekahan	482,15 darcy

4.5. Evaluasi Hasil Pelaksanaan *Hydraulic Fracturing* Sumur DHM-25

Evaluasi yang dilakukan terhadap hasil pelaksanaan stimulasi *hydraulic fracturing* pada Sumur DHM-25 meliputi evaluasi *fracture properties*, evaluasi konduktivitas rekahan, dan evaluasi produksi.

4.5.1. Evaluasi *Fracture Properties*

Evaluasi *fracture properties* bertujuan untuk membandingkan hasil perhitungan geometri rekahan yang dilakukan secara manual dengan metode PKN 2D dengan hasil aktual di lapangan, dimana dalam perhitungan secara manual terdapat banyak perbedaan dengan hasil aktual di lapangan. Secara lengkap, evaluasi *fracture properties* dapat dilihat pada **Tabel IV-11**.

Tabel IV-11.
Perbandingan *Fracture Properties* Sumur DHM-25

Parameter	Satuan	<i>Post Job</i> (<i>MFrac</i>)	Manual PKN 2D	Beda
Panjang Rekahan (X_f)	Ft	301,95	187,05	-23,4%
Tinggi Rekahan (h_f)	Ft	34,77	26,24	-13,9%
Lebar Rekahan ($w_{(0)}$)	In	0,71	0,26	-45,4%
Lebar Rata - Rata (\bar{w})	In	0,39	0,18	-39,9%

4.5.2. Evaluasi Konduktivitas Rekahan

Besar kecilnya konduktivitas rekahan (w_{kf}) tergantung dari perhitungan geometri rekahan yang terbentuk, sehingga sebelum dilakukan evaluasi konduktivitas rekahan, maka perlu dilakukan evaluasi terhadap geometri rekahan terlebih dahulu. Evaluasi konduktivitas rekahan pada Sumur DHM-25 bertujuan untuk membandingkan harga konduktivitas rekahan yang terbentuk dari geometri

rekahan yang dihitung secara manual dengan metode PKN 2D dengan geometri rekahan yang dilakukan dengan studi simulasi menggunakan *software MFrac* yang dilakukan di lapangan. Perbandingan harga konduktivitas rekahan Sumur DHM-25 dapat dilihat pada **Tabel IV-12.** berikut ini.

Tabel IV-12.
Perbandingan Konduktivitas Rekahan Sumur DHM-25

Parameter	Satuan	Post Job (MFrac)	Manual PKN 2D	Beda
Konduktivitas Rekahan	mD-ft	6.297,3	6.866,67	4,33 %

4.5.3. Evaluasi Produksi

Keberhasilan atau kegagalan *hydraulic fracturing* yang dilakukan didasarkan pada produksi dan produktivitas yang dihasilkan setelah dilakukannya *hydraulic fracturing*. Dalam hal ini, evaluasi produksi dilakukan dengan metode tertentu yang meliputi evaluasi permeabilitas rata - rata formasi, evaluasi *productivity index ratio*.

4.5.3.1. Evaluasi Permeabilitas Rata – Rata Formasi

Sumur DHM-25 memproduksi fluida hidrokarbon dari formasi dengan permeabilitas yang kecil yaitu sebesar 10 md. Secara teoritis, dilakukannya perekahan hidraulik pada suatu formasi batuan akan dapat meningkatkan harga permeabilitas batuan tersebut yang diikuti dengan peningkatan laju alir fluida. Berikut adalah perhitungan harga permeabilitas setelah rekahan (K_f) dan harga distribusi permeabilitas rata – rata (K_{avg}) sebagai hasil dilakukannya perekahan hidraulik pada sumur DHM-25 dapat ditunjukkan pada **Tabel IV-13.**

Tabel IV-13.
Data untuk Evaluasi K_{avg} Sumur DHM-25

Parameter	Nilai	Satuan
Permeabilitas Formasi (k)	10	md
Ketebalan Formasi (h)	26,24	ft

Tabel IV-13.
Data untuk Evaluasi K_{avg} Sumur DHM-25
(Lanjutan)

Parameter	Nilai	Satuan
Konduktivitas Rekahan PKN 2D (W_{kf})	6.866,67	mD-ft
Panjang Rekahan PKN 2D (X_f)	187,5	ft
Konduktivitas Rekahan <i>Actual</i> (W_{kf})	6.297,3	mD-ft
Panjang Rekahan <i>Actual</i> (X_f)	301,953	ft
Jari - jari pengurasan (r_e)	820	ft
Jari - jari sumur (r_w)	0,264	ft

Langkah-langkah perhitungan permeabilitas rata - rata formasi pada Sumur DHM-25 adalah sebagai berikut:

1. Menghitung permeabilitas formasi dari lubang sumur hingga ujung rekahan/permeabilitas rekahan (k_f) dengan **Persamaan (3-73)** :

$$k_f = \frac{(k \times h) + W_{kf}}{h}$$

$$k_f = \frac{(10 \times 26,24) + 6.866,67}{26,24}$$

$$k_f = 271,69 \text{ md}$$

2. Diasumsikan bahwa pembentukan rekahan menyebabkan permeabilitas di area sekitar sumur berbeda dengan permeabilitas zona yang jauh dari lubang sumur. Sehingga permeabilitas formasi rata-rata (k_{avg}) dapat dihitung dengan **Persamaan (3-74)**.

$$k_{avg} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\frac{1}{k_f} \log\left(\frac{x_f}{r_w}\right)\right] + \left[\frac{1}{k} \log\left(\frac{r_e}{x_f}\right)\right]}$$

$$k_{avg} = \frac{\log\left(\frac{820}{0,264}\right)}{\left[\frac{1}{271,69} \log\left(\frac{187,5}{0,264}\right)\right] + \left[\frac{1}{10} \log\left(\frac{820}{187,5}\right)\right]}$$

$$k_{avg} = 46,83 \text{ mD}$$

Dengan menggunakan langkah-langkah perhitungan yang sama dan menganggap ketebalan formasi sama besar, maka permeabilitas rata-rata formasi setelah *hydraulic fracturing* berdasarkan geometri rekahan yang diperoleh dari post job (*MFrac*) dapat dihitung dengan parameter-parameter yang ada di **Tabel IV-13**. sehingga diperoleh besarnya $k_f = 249,99$ md dan $k_{avg} = 62,79$ md. Secara ringkas hasil perhitungan perhitungan permeabilitas rata – rata ditunjukkan pada **Tabel IV-14**.

Tabel IV-14.
Evaluasi Permeabilitas Rata – Rata Sumur DHM-25

Parameter	Satuan	<i>Before</i>	Manual PKN 2D	<i>Post Job (MFrac)</i>
Kavg	md	10	46,83	62,79

4.5.3.2. Evaluasi *Productivity Index Ratio*

Setelah dilakukan evaluasi permeabilitas rata – rata formasi, maka selanjutnya dilakukan analisa *productivity index ratio* sesudah dilakukan *hydraulic fracturing*, dimana besarnya permeabilitas rata-rata formasi akan berbanding lurus dengan *productivity index*, sehingga dengan meningkatnya permeabilitas rata – rata formasi setelah *hydraulic fracturing*, maka *productivity index* juga akan meningkat. Indeks produktivitas (*productivity index*) merupakan indeks yang menunjukkan kemampuan dari suatu sumur untuk berproduksi. Perhitungan indeks produktivitas menggunakan metode McGuire-Sikora, Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique, dan Metode Tinsley-Soliman.

4.5.3.2.1. Metode McGuire-Sikora

Data yang dibutuhkan untuk menghitung PI dengan metode McGuire dan Sikora dapat dilihat pada **Tabel IV-15**.

Tabel IV-15
Data untuk Perhitungan *Productivity Index* Metode McGuire-Sikora

Parameter	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi (h)	26,24	ft
Konduktivitas Rekahan PKN 2D (Wkf)	6.866,67	mD-ft
Konduktivitas Rekahan aktual (Wkf actual)	6.297,3	mD-ft

Tabel IV-15
Data untuk Perhitungan *Productivity Index* Metode McGuire-Sikora
(Lanjutan)

Parameter	Nilai	Satuan
Permeabilitas Formasi (k)	10	mD
Panjang Rekahan PKN 2D Terisi <i>Proppant</i> (Xf)	187,5	ft
Panjang Rekahan Actual Terisi <i>Proppant</i> (Xf)	301,9	ft
Jari2 Pengurasan (re)	820	ft
Jari2 Sumur (rw)	0,264	ft
Spasi Sumur (S)	48	acre

Langkah – langkah perhitungan *productivity index* menggunakan metode McGuire-Sikora dapat dilakukan sebagai berikut ini :

1. Menghitung absis (koordinat sumbu X pada grafik McGuire-Sikora) menggunakan **Persamaan (3-78)**

$$X = (WKf / k) \times (40 / S)^{0,5}$$

$$X = (6.866,67 / 10) \times (40 / 48)^{0,5}$$

$$X = 623,7$$

2. Menghitung perbandingan Le/re :

$$Le/re = 187,5 / 820$$

$$Le/re = 0,23$$

3. Membaca harga Y (ordinat pada grafik McGuire-Sikora) dengan cara memotongkan harga X dengan kurva (L/re). **Gambar 3.24**. Didapat harga Y = 1,8

4. Menghitung besarnya kenaikan produktivitas sumur (J/Jo) dengan menggunakan **Persamaan (3-80)**

$$J/Jo = Y / (7.13 / (\ln (0.472 \times (re/rw))))$$

$$J/Jo = 1,8 / (7.13 / (\ln (0.472 \times (820/0,264))))$$

$$J/Jo = 1,8$$

Berdasarkan perhitungan *productivity index* menggunakan metode McGuire--Sikora didapat kenaikan PI sebesar 1,8 kali untuk rekahan hasil

perhitungan manual PKN 2D. Kemudian dilakukan perhitungan *productivity index* dengan menggunakan data *post job (MFrac)* dengan langkah – langkah yang sama. Dari perhitungan tersebut didapat kenaikan PI sebesar 1,7 kali.

4.5.3.2.2. Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique

Data yang dibutuhkan untuk perhitungan menggunakan metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique dapat dilihat pada **Tabel IV-16**.

Tabel IV-16.
Data untuk Perhitungan *Productivity Index* Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominique

Parameter	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi (h)	24,26	ft
Konduktivitas Rekahan (Wkf)	6.866,67	mD-ft
Konduktivitas Rekahan aktual (Wkf aktual)	6.297,3	mD-ft
Permeabilitas Formasi (k)	10	mD
Panjang Rekahan (Xf)	187,5	ft
Panjang Rekahan Actual (Xf)	301,95	ft
Jari2 Pengurasan (re)	820	ft
Jari2 Sumur (rw)	0,264	ft

Langkah – langkah perhitungan *productivity index* menggunakan metode Cinco-Ley, Samaniego, dan Dominique dapat dilakukan sebagai berikut ini :

3. Menghitung *dimensionless fracture conductivity* (Fcd) dengan menggunakan

Persamaan (3-81)

$$Fcd = \frac{wkf}{k \times Xf}$$

$$Fcd = \frac{6.866,67}{10 \times 187,5}$$

$$Fcd = 3,66$$

Dari **Gambar 3.25** diperoleh sumbu Y sebesar 0,39, sehingga besarnya jari-jari sumur efektif (rw') dapat dihitung dengan **Persamaan (3-83)**

$$\frac{rw'}{Xf} = 0,39$$

$$rw' = 0,39 \times Xf$$

$$rw' = 0,39 \times 187,5$$

$$rw' = 73,13 \text{ ft}$$

4. Menghitung faktor skin (S) setelah dilakukan *hydraulic fracturing* menggunakan **Persamaan (3-82)**

$$S = -\ln \left\{ \frac{rw'}{rw} \right\}$$

$$S = -\ln \left\{ \frac{73,13}{0,264} \right\}$$

$$S = -5,62$$

5. Menghitung besarnya kenaikan produktivitas sumur (J/Jo) dengan menggunakan **Persamaan (3-84)**

$$J/Jo = \frac{\ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{\ln\left(\frac{re}{rw'}\right)}$$

$$J/Jo = \frac{\ln\left(\frac{820}{0,264}\right)}{\ln\left(\frac{820}{73,13}\right)}$$

$$J/Jo = 3,3 \text{ kali}$$

Berdasarkan perhitungan *productivity index* menggunakan metode Cinco-Ley, Samaniego, dan Dominique didapat harga faktor *skin* (S) sebesar -5,62 serta kenaikan PI sebesar 3,3 kali untuk rekahan hasil perhitungan manual PKN 2D. Kemudian dilakukan perhitungan *productivity index* dengan menggunakan data *post job (MFrac)* dengan langkah – langkah yang sama. Dari perhitungan tersebut didapat harga faktor *skin* (S) sebesar -5,83 serta kenaikan PI sebesar 3,6 kali.

4.5.3.2.3. Metode Tinsley-Soliman

Data yang dibutuhkan untuk perhitungan menggunakan metode Tinsley-Soliman dapat dilihat pada **Tabel IV-17**.

Tabel IV-17.
Data untuk Perhitungan *Productivity Index* Metode Tinsley-Soliman

Parameter	Nilai	Satuan
Konduktivitas rekahan (PKN), Wkf	6.866,67	mD-ft
Konduktivitas rekahan (Aktual), Wkf	6.297,3	mD-ft
Permeabilitas formasi, k	10	mD
Panjang rekahan (PKN), Xf	187,5	ft
Panjang rekahan (Aktual) , Xf	306,9	ft
Jari-jari pengurasan, re	820	ft
Jari-jari sumur, rw	0,264	ft
Panjang rekahan terisi proppant (PKN) , Lf	187,5	ft
Panjang rekahan terisi proppant (Aktual), Lf	301,9	ft
Tinggi rekahan terisi proppant (PKN), hf	26,24	ft
Tinggi rekahan terisi proppant (Aktual), hf	31	ft
Tinggi rekahan (PKN), h	26,24	ft
Tinggi rekahan (Aktual), h	34,7	ft

Langkah – langkah perhitungan *productivity index* menggunakan metode Tinsley-Soliman dapat dilakukan sebagai berikut ini :

1. Menghitung Harga absis (koordinat sumbu X pada grafik) dengan **Persamaan (3-85)** :

$$X = (Cr / 2) \times (hf / h) \times \ln (re/rw)$$

$$X = (1,17 / 2) \times (26,24 / 26,24) \times \ln (820/0,264)$$

$$X = 4,69$$

2. Menghitung perbandingan panjang rekahan rekahan terisi *proppant* dengan jari-jari pengurasan sumur (Xf / re).

$$Xf / re = 187,5/820$$

$$Xf / re = 0,23$$

3. Membaca harga Y (ordinat pada grafik) dengan cara memotongkan harga X dengan kurva (Xf / re) pada **Gambar 3.35**. Didapat harga Y = 2,7

4. Harga peningkatan indeks produktivitas (j/j_0) dihitung dengan **Persamaan 3.86.**

:

$$J/J_0 = (Y \times \ln (re/rw)) / 6,215$$

$$J/J_0 = (2,7 \times \ln (820/0,264)) / 6,215$$

$$J/J_0 = 3,5$$

Berdasarkan perhitungan *productivity index* menggunakan metode Tinsley-Soliman didapat kenaikan PI sebesar 3,5 kali untuk rekahan hasil perhitungan manual PKN 2D. Kemudian dilakukan perhitungan *productivity index* dengan menggunakan data *post job (MFrac)* dengan langkah – langkah yang sama. Dari perhitungan tersebut didapat kenaikan PI sebesar 3,6 kali.

BAB V

PEMBAHASAN

Sumur DHM-25 terletak di Lapangan KLS dan pada saat ini berproduksi di lapisan A yang merupakan lapisan dengan dominasi pasir (*sand*). Sumur minyak ini berproduksi dengan metode *artificial lift* berupa *gas lift*. Sumur DHM-25 merupakan sumur *directional* dengan interval perforasi pada kedalaman 5871 – 5878 ft MD. Sumur DHM-25 memiliki tekanan *reservoir* sebesar 1246 psi, temperatur *reservoir* 244 °F, porositas sebesar 25%, ketebalan formasi produktif 26,24 ft, °API 34, dan permeabilitas batuan 10 mD. Kecilnya harga permeabilitas serta terjadinya penurunan laju produksi menjadi alasan dilakukannya operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*). Pemilihan perekahan hidraulik sebagai stimulasi untuk meningkatkan produksi dirasa optimal serta efisien dikarenakan sumur DHM-25 berproduksi di lapisan dominasi pasir, dimana perekahan hidraulik akan baik dilakukan pada lapisan dominasi pasir. Dengan dilakukannya perekahan hidraulik tersebut diharapkan terjadi kenaikan laju produksi minyak.

Sebelum dilaksanakan operasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*), maka terlebih dahulu dilakukan preparasi data – data yang dibutuhkan untuk mendapatkan data – data perencanaan *hydraulic fracturing*, dimana data-data perencanaan tersebut nantinya akan digunakan sebagai kontrol dalam operasi *hydraulic fracturing*. Data – data yang dibutuhkan dapat dilihat pada **Tabel II-1** hingga **Tabel II-5**. Setelah dilakukan preparasi data, maka selanjutnya melakukan perhitungan parameter perencanaan *hydraulic fracturing* yang meliputi penentuan fluida perekah dan *proppant* beserta aditif yang digunakan, perhitungan geometri rekahan, perhitungan desain operasi yang meliputi perhitungan tekanan injeksi dan *horse power* pompa serta perhitungan volume fluida perekah dan volume *proppant*.

Fluida perekah yang digunakan dalam perencanaan *hydraulic fracturing* ini adalah MT45442 berbahan dasar air dan diperkental dengan BGA-5 *Guar Gum*

Gelling Agent. *General additives* yang ditambahkan pada fluida perekah tersebut adalah 4% KCL *Brine* sebagai *clay stabilizer* dan *friction reducer*, BAX-10 sebagai *bactericide* yang berguna untuk mencegah penurunan viskositas *frac fluid* karena aktivitas metabolisme bakteri. Adanya bakteri kemungkinan disebabkan karena tipe *frac fluid*-nya *water based*. *Special additives* yang ditambahkan antara lain BMS-50 sebagai *mutual solvent* dan BSU-12N sebagai *non-ionic surfactant*. Adapun material lain yang ditambahkan adalah BXL-1 yang berperan sebagai *crooslinker* yang berfungsi untuk meningkatkan viskositas fluida sehingga mampu membawa *proppant* jauh ke dalam rekahan dan menghindari *settling proppant* pada saat pemompaan. Selain itu, *additives* lain yang ditambahkan adalah BBF-1 yang berperan sebagai *PH buffer* dan GB-1 yang memiliki peran sebagai *gel breaker*. Pemilihan aditif ini didasarkan pada kondisi *rheology* yang ada.

Proppant yang digunakan dalam perekahan ini adalah *CarboLITE 20/40* yang berarti *proppant* dapat melewati *screen* dengan ukuran 20 *mesh* namun tersaring pada *screen* 40 *mesh*. *Proppant* jenis ini dipilih karena mampu menahan *closure stress* hingga 10000 psi sementara *closure pressure* pada sumur ini sebesar 840 psi. *Proppant CarboLITE 20/40* merupakan *proppant* berjenis *ceramic*. *Proppant* jenis ini merupakan *proppant* buatan yang difungsikan untuk dapat menahan *stress* batuan yang tinggi. Pemilihan penggunaan *proppant CarboLITE 20/40* ini dipilih karena diameter perforasi dari sumur DHM-25 sebesar 0,4 inch, sedangkan diameter *proppant CarboLITE 20/40* sebesar 0,02874 inch, sehingga ukuran ini dipilih untuk menghindari terjadinya pengendapan pada muka lubang perforasi (*bridging*).

Evaluasi perencanaan *hydraulic fracturing* Sumur DHM-25 dilakukan dengan model geometri rekahan PKN (Perkins, Kern (ARCO) & Nordgren) 2D. Metode PKN 2D dipilih karena kecilnya harga permeabilitas sehingga hasil yang diharapkan adalah panjang rekahan bisa sepanjang mungkin.

Perbandingan *fracture properties* Sumur DHM-25 hasil perhitungan manual metode PKN 2D dan hasil *software MFrac* dapat dilihat pada **Tabel IV-11**. Dimana didapat panjang rekahan (x_f) sebesar 187,5 ft; lebar rekahan maksimum ($w_{(0)}$) sebesar 0,26 inch, lebar rekahan rata-rata (\bar{w}) sebesar 0,18 inch, dan tinggi rekahan

sebesar 26,24 ft. Sedangkan dilihat dari *post job report* menggunakan *software MFrac* pada Sumur DHM-25 diperoleh hasil berupa panjang rekahan (x_f) sebesar 301,95 ft; lebar rekahan maksimum ($w_{(0)}$) sebesar 0,71 inch, lebar rekahan (\bar{w}) sebesar 0,185 inch, dan tinggi rekahan sebesar 34,77 ft. Perbedaan hasil perhitungan *fracture properties* dengan metode PKN 2D dengan hasil menggunakan *software MFrac* dikarenakan perhitungan dengan metode PKN 2D menggunakan anggapan tinggi rekahan konstan sama dengan ketebalan formasi produktif, sedangkan perkiraan *fracture properties* menggunakan *software MFrac* memperhitungkan perkembangan rekahan ke arah vertikal, maka faktor ini akan mempengaruhi pada perhitungan panjang serta lebar rekahan. Selain faktor tersebut, pada saat pelaksanaan di lapangan, *rate* pemompaan yang digunakan juga tidak selalu konstan, sedangkan pada perhitungan manual *rate* pemompaan dianggap konstan selama proses perekahan berlangsung. Hasil perhitungan manual PKN 2D ini memang tidak bisa disamakan dengan hasil yang didapat dari *software*. Maksud dari perhitungan manual PKN 2D ini adalah sebagai analogi atau proses untuk mendapatkan data geometri rekahan yang sebenarnya (jikalau tidak menggunakan *software*) tentunya dengan beberapa asumsi.

Tahap – tahap dari pekerjaan *hydraulic fracturing* pada Sumur DHM-25 inmeliputi *step rate test*, *minifrac*, dan *mainfrac*. *Step rate test* atau test laju bertingkat terbagi menjadi dua yaitu *step up* dan *step down*. *Step up rate test* dilakukan dengan cara memompakan 4% KCL pada laju yang ditingkatkan sedikit demi sedikit (dari 0,5 hingga 14 bpm), dan pada tiap lajunya dipertahankan dalam selang waktu tertentu. Fungsi kenaikan laju pemompaan yang bertahap sedikit demi sedikit (*step up test*) adalah untuk mengetahui *extention point*. *Extention point* mengindikasikan kondisi dimana rekahan mulai terbuka pada tekanan tertentu (*extension pressure*) dan laju injeksi tertentu (*extension rate*). Tetapi, yang terpenting dari dilakukannya *step up rate test* ini adalah untuk mengetahui kemampuan dari peralatan bawah permukaan yang digunakan dalam operasi, seperti *packer* dan *tubing*.

Sedangkan *step down test* adalah pengujian untuk mengetahui tekanan friksi di sekitar lubang bor. Pada pengujian ini penurunan laju pompa dilakukan pada *rate*

14,2 bpm, 13,15 bpm, 11,09 bpm, 8,38 bpm, 5,09 bpm, dan kemudian pompa dimatikan. Tekanan friksi pada lubang sumur ini diakibatkan oleh *turtuocity* dan perforasi. Jika friksi dominan akibat perforasi, maka sebelum *proppant* dimasukkan, terlebih dahulu dimasukkan pasir yang ukurannya lebih kecil dari ukuran *proppant*. Tujuannya adalah untuk mengurangi friksi antara *proppant* dengan dinding lubang perforasi. Sebaliknya, jika friksi dominan akibat *turtuocity*, maka perlu menaikkan jumlah *proppant* yang diinjeksikan dan meningkatkan laju pemompaan ketika awal *mainfrac* dilakukan. Dari *step rate test* sumur DHM-25 diketahui besarnya *maximum tubing pressure* sebesar 2.914,7 psi. Dari analisa *step up rate test* (**Gambar 4.3.**) dapat diketahui harga *extension pressure* sebesar 1125 psi dan *extension rate* 1 bpm, serta gradien rekah sebesar 0,64 psi/ft. Sedangkan dari analisa *step down rate test* (**Gambar 4.4.**) dapat dilihat bahwa tekanan friksi pada lubang ini dominan diakibatkan oleh perforasi karena grafik memiliki kecenderungan melengkung ke atas.

Tahapan selanjutnya adalah *minifrac* atau membuat perekahan mini, tujuan utama pelaksanaan *minifrac* adalah untuk mendapatkan data terbaik yang bersifat *representative* agar dapat melaksanakan *mainfrac*. Pada tahapan ini diukur besar kehilangan fluida ke dalam formasi (*fluid leak-off*) sehingga digunakan fluida sesuai dengan yang akan dipakai pada *main fracturing* (perekahan sesungguhnya) yaitu MT45442. Selain untuk mengetahui nilai *fluid leak off*, dapat diketahui pula nilai *closure pressure*, *closure pressure time*, *instaneous shut in pressure* dan *fluid efficiency*. Pemompaan MT45442 sebanyak 100 bbl dengan laju injeksi 12 bpm serta *displacing* menggunakan *slickwater* sebanyak 48 bbl dilakukan pada tahap ini. Setelah sumur dimatikan, didapat nilai *Bottom Hole Instaneous Shut In Pressure* (BH ISIP) sebesar 3765,1 psi, *Closure pressure* sebesar 840 psi berdasarkan analisis dengan *G-function* (**Gambar 4.6.**) diperoleh sekitar 18,6 menit setelah *shut in*. Pada analisis ini juga didapatkan nilai *sand stress gradient* sebesar 0,59 psi/ft. Nilai efisiensi fluida dari MT45442 sebesar 47%. Serta Didapat harga *stress gradient sandstone* 0,59 psi/ft dan *leakoff coeff.* $0,00382 \text{ ft/min}^{1/2}$.

Setelah didapatkan data perekahan (*datafrac*) yang meliputi hasil dari *step rate test*, dan *minifrac*, maka selanjutnya dilakukan *main fracturing* dengan

menginjeksikan fluida perekah (*pad*) yang digunakan untuk membuka rekahan, melebarkan, dan mempertinggi rekahan sekaligus mempersiapkan jalan bagi *slurry* yang membawa *proppant*, fluida pembawa *proppant* (*slurry*) yang berfungsi untuk mengembangkan rekahan dan membawa *proppant* untuk mengisi rekahan agar tidak menutup kembali setelah tekanan pemompaan dikurangi, dan fluida *flush* yang berfungsi untuk mendesak *slurry*.

Pada Sumur DHM-25, *main fracturing* dilakukan dengan memompakan *pad* menggunakan fluida MT45442 dengan *rate* 13 bpm tanpa *proppant*. Dilanjutkan penginjeksian *slurry* yang membawa *proppant* CarboLITE 20/40 dengan konsentrasi 1 PPA hingga 6 PPA, dan diakhiri dengan penginjeksian fluida *flush* 4% KCL. *Mainfrac* Sumur DHM-25 dilakukan dengan komposisi volume *pad* sebanyak 3.595,2 gal, volume *slurry* sebanyak 4.851 gal, dan volume *flush* sebanyak 1.764 gal, serta *proppant* sebanyak 19.086 lbs.

Setelah dilakukan operasi *hydraulic fracturing* pada Sumur DHM-25, maka hal yang selanjutnya dilakukan evaluasi untuk mengetahui pengaruh dari *hydraulic fracturing* terhadap peningkatan produksi sumur. Evaluasi yang dilakukan terhadap *hydraulic fracturing* pada kedua sumur meliputi evaluasi desain operasi yang terdiri dari evaluasi *fracture properties* berupa geometri rekahan dan konduktivitas rekahan, serta evaluasi produksi yang terdiri dari evaluasi terhadap permeabilitas rata – rata formasi setelah *fracturing* (k_{avg}) dengan metode Howard dan Fast, evaluasi *productivity index ratio* dilakukan dengan 3 metode yaitu metode McGuire-Sikora, metode *Cinco-ley*, *Samaniego*, dan *Dominique*, dan metode Tinsley-Soliman

Pada evaluasi perencanaan dan operasi *hydraulic fracturing* pada Sumur DHM-25 didapat konduktivitas rekahan sebesar 6.866,67 mD-ft, sedangkan konduktivitas rekahan dari hasil *software MFrac* sebesar 6.297,3 mD-ft. Dimana perbedaan konduktivitas rekahan sebesar 4,3%. Seperti yang telah dijelaskan, perbedaan ini dikarenakan perhitungan dengan metode PKN 2D menggunakan anggapan tinggi rekahan konstan sama dengan ketebalan formasi produktif, sedangkan perkiraan *fracture properties* menggunakan *software MFrac* memperhitungkan perkembangan rekahan ke segala arah (3D), maka faktor ini akan

mempengaruhi perhitungan panjang rekahan dan lebar rekahan yang tentunya juga akan mempengaruhi hasil konduktivitas rekahan sebagai fungsi dari lebar rekahan dan permeabilitas rekahan (*proppant*).

Pada evaluasi produksi Sumur DHM-25, didapatkan kenaikan harga pada permeabilitas rata – rata formasi sebesar 46,83 mD yakni mengalami kenaikan sebesar 468% dari permeabilitas awal., serta pada perhitungan *productivity index* menggunakan 3 metode yaitu metode McGuire-Sikora, metode *Cinco-ley*, *Samaniego*, dan *Dominique*, dan metode Tinsley-Soliman yang masing – masing secara berurutan menunjukkan peningkatan produktivitas sumur sebesar 1,8 kali, 3,3 kali, dan 3,5 kali.

Ditinjau dari projek *hydraulic fracturing*, didapatkan geometri rekahan berupa panjang rekahan, tinggi rekahan, dan lebar rekahan. Dan ditinjau dari sisi produksi terjadi peningkatan harga permeabilitas dan nilai *productivity index* setelah dilakukan perekahan hidraulik. Sehingga, *hydraulic fracturing* pada Sumur DHM-25 Lapangan “KLS” dinyatakan berhasil dilakukan.

BAB VI

KESIMPULAN

Dari penulisan Skripsi mengenai evaluasi *hydraulic fracturing* yang dilakukan pada sumur DHM-25 Lapangan KLS ini dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Evaluasi perekahan hidraulik (*hydraulic fracturing*) Sumur DHM-25 dilakukan dengan menggunakan metode PKN 2D yang menghasilkan panjang rekahan (x_f) sebesar 187,5 ft; lebar rekahan maksimum ($w_{(0)}$) sebesar 0,26 inch, lebar rekahan rata-rata (\bar{w}) sebesar 0,18 inch, dan tinggi rekahan sebesar 26,24 ft. Serta harga konduktivitas rekahan sebesar 6.866,67 mD-ft.
2. Perhitungan permeabilitas rata – rata formasi menggunakan metode *Howard & Fast* setelah dilakukannya *hydraulic fracturing* pada Sumur DHM-25 didapatkan harga sebesar 46,83 md yakni mengalami kenaikan sebesar 468% dari permeabilitas awal.
3. Perhitungan *productivity index* menggunakan 3 metode yaitu metode McGuire-Sikora, metode *Cinco-ley*, *Samaniego*, dan *Dominique*, dan metode Tinsley-Soliman yang masing – masing secara berurutan menunjukkan peningkatan produktivitas sumur sebesar 1,8 kali, 3,3 kali, dan 3,5 kali untuk rekahan hasil perhitungan manual PKN 2D.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T., McKinney, Paul D., 2005, "*Advanced Reservoir Engineering*", Gulf Professional Publishing, Oxford.
- Allen, T.O, Robert, A.P. 1989. "*Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation Vol.2*". Oil and Gas Consultants International, Inc. Tulsa..
- Cinco Ley Heber., Samaniego V.F., Dominquez A.N., 1978, "*Mechanics of Hydraulic Fracturing*". Texas : Gulf Publishing Company.
- Dimas Helmy S., 2018., "Evaluasi Penerapan Stimulasi *Hydraulic Fracturing* pada Sumur HSP - 31 Lapangan CMB PT Pertamina EP ASSET 3", Fakultas Teknologi Mineral, UPN "Veteran" Yogyakarta.
- Economides, J. Michael., Hill, Daniel A., 1994, "*Petroleum Production System*", Prentice Hall PTR, New Jersey.
- Economides, J. Michael., Nolte., K.G., 2000, "*Reservoir Stimulation 3 rd Edition*", Schlumberger Educational Services, Houston, Texas.
- Economides, J. Michael., 2007, "*Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*", BJ Services Company, Houston, Texas.
- Fast, C. R., 1952. "*A Study of The Permanence of Production Increases due to Hydraulic Fracture Treatments*". Stanolind Oil and Gas Co., Tulsa, Oklahoma.
- Guo, Buyon dkk, 2017, "*Petroleum Production Engineering*", Professional Publishing, Oxford.
- Howard, G.C., Fast, C. R., 1957, "*Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension*", Pan American Petroleum Corporation, Tulsa, Oklahoma.

- McGuire W.J., Sikora V.J., 1960, "*The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity*", Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas.
- Noble, R. A. dkk., 1997, "*Petroleum Systems of Northwest Java, Indonesia*", Indonesian Petroleum Association Proceedings of The Petroleum Systems of Se Asia And Australasia Conference.
- Prats, M. 1961. "*Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Compressible Fluid Case*". 36th Annual Fall Meeting. Dallas, USA.
- Soliman, M.Y., 1983. "*Modifications to Production Increase Calculations for a Hydraulically Fractured Well*". Society of Petroleum Engineers. USA.
- Tjondrodipetro, Bambang, 2005, "Stimulation Acidizing and Hydraulic Fracturing", IATMI, Yogyakarta.
- 2020, "*Fracturing Post Job Report*", Lab. Plan of Development, Yogyakarta.
- 2002, "*CarboLITE Data Sheet*", Carbo Ceramics Inc, Louisiana.

LAMPIRAN A

Tabel A-1.
Hasil Iterasi Perhitungan Sumur DHM-25

Xf Iterasi	w(0) suku5	w(0)	w rata - rata	beta	exp	Xf _(Iterasi+1)	% error
92.059	0.00208216	0.007984951	0.005014549	9.850556837	10.17527106	56.41285954	-35.64614046
56.41285954	0.001758212	0.00674263	0.004234372	11.66551002	12.21483248	57.18428464	0.771425103
57.18428464	0.001766477	0.006774327	0.004254277	11.61092725	12.15345422	57.1644111	-0.019873545
57.1644111	0.001766265	0.006773514	0.004253767	11.61232096	12.15502142	57.16492075	0.00050965
57.16492075	0.00176627	0.006773535	0.00425378	11.61228521	12.15498122	57.16490767	-1.30713E-05
57.16490767	0.00176627	0.006773534	0.004253779	11.61228613	12.15498225	57.16490801	3.35247E-07
57.16490801	0.00176627	0.006773534	0.00425378	11.61228611	12.15498223	57.164908	-8.59828E-09
57.164908	0.00176627	0.006773534	0.00425378	11.61228611	12.15498223	57.164908	2.20524E-10
57.164908	0.00176627	0.006773534	0.00425378	11.61228611	12.15498223	57.164908	-5.66303E-12
57.164908	0.00176627	0.006773534	0.00425378	11.61228611	12.15498223	57.164908	1.35003E-13
57.164908	0.00176627	0.006773534	0.00425378	11.61228611	12.15498223	57.164908	0