



PERENCANAAN HYDRAULIC FRACTURING MENGGUNAKAN SOFTWARE FRACCEDE 7.0

Disusun Oleh :
Herianto
Dyah Rini Ratnaningsih
Siti Umiyatun Choiriah

Penerbit
LPPM UPN Veteran Yogyakarta
2023

Perencanaan Hydraulic Fracturing Menggunakan Software Fraccade 7.0

Penulis:

Herianto

Dyah Rini Ratnaningsih

Siti Umiyatun Choiriah

Hak cipta dilindungi oleh undang-undang

Dilarang mengutip atau memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk apapun, baik secara elektronik maupun mekanis, termasuk memfotocopy, merekam, atau dengan sistem penyimpanan lainnya, tanpa izin tertulis dari Penulis

Desain Sampul : Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Editing : Sunarfan, Achmad Fahmi, Dian Indri Astuti

Cetakan Pertama, 2023

ISBN: 978-623-389-216-2



Diterbitkan oleh:

Penerbit LPPM UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,
55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Dicetak Oleh:

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat
UPN Veteran Yogyakarta

Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta,
55283

Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga kegiatan dengan buku **Perencanaan Hydraulic Fracturing Menggunakan Software Fraccade 7.0** telah selesai dilaksanakan.

Buku ini ini disusun dalam rangka membantu kalangan akademik dan dunia industri dalam Perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* dilatarbelakangi oleh rendahnya permeabilitas, indeks produktivitas yang rendah dan laju produksi yang kecil sehingga perlu ditentukan hasil skenario terbaik pada saat merancang *hydraulic fracturing*. Metode pengerjaan dimulai dengan mengevaluasi permeabilitas rendah dan produktivitas rendah yang dilanjutkan dengan merencanakan *hydraulic fracturing*.

Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kekurangan yang ada akan menjadi cambuk untuk melaksanakan perbaikan dalam penulisan buku kegiatan yang lebih baik di masa yang akan datang.

Hormat Kami,
Peneliti

RINGKASAN

Perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* dilatarbelakangi oleh rendahnya permeabilitas, indeks produktivitas yang rendah dan laju produksi yang kecil sehingga perlu ditentukan hasil skenario terbaik pada saat merancang *hydraulic fracturing*.

Metode pengerjaan dimulai dengan mengevaluasi permeabilitas rendah dan produktivitas rendah yang dilanjutkan dengan merencanakan *hydraulic fracturing* yang meliputi penentuan geometri rekahan, penentuan proppant, penentuan fluida perekah, penentuan tekanan pompa, rate pompa dan waktu pemompaan. Untuk menganalisa keberhasilan perencanaan ini maka dilakukan prediksi peningkatan performance setelah perekahan yang meliputi perhitungan permeabilitas rata-rata, *fold of increase*, dan IPR.

Hasil yang telah dilakukan menggunakan simulator dengan penentuan geometri rekahan metode KGD didapatkan panjang rekahan sebesar 65,2 ft dengan tinggi rekahan sebesar 116 ft dan konduktifitas rekahan sebesar 28862 md.ft. Fluida perekah yang digunakan yaitu YF135.1HTD berjenis crosslinker dengan ukuran proppant 12/18 Mesh. Total waktu injeksi sebesar 17 menit dengan rate pemompaan konstan sebesar 20 bpm dan

tekanan injeksi permukaan 4811 psi. Dari prediksi peningkatan performance setelah perekahan didapatkan peningkatan permeabilitas rata rata dari 5,7 mD naik menjadi 12,09 mD, peningkatan indeks produktivitas dari 1,3 naik menjadi 2,01 dan peningkatan laju produksi dari 31 bopd naik menjadi 133 bopd. Sehingga dapat dikatakan perencanaan *hydraulic fracturing* pada sumur A berhasil.

Kata kunci: *hydraulic fracturing*, geometri rekahan, proppant, fluida perekah.

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR.....	iv
RINGKASAN.....	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	ix
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II FORMATION DAMAGE	3
BAB III DASAR TEORI HYDRAULIC FRACTURING.....	6
1. Model Dua Dimensi	7
2. Model Geometri Tiga Dimensi.....	16
3. Proppant	19
4. Jenis-jenis Proppant.....	28
5. Fluida Perekah	35
6. Mekanika Fluida Perekahan Hidraulik	38
7. Jenis Fluida Perekah Dasar.....	49
8. Additive dan Chemicals Fluida Perekah	53
9. Fold Of Increase (FOI)	60
10. Inflow Performance Relationship (IPR)	64
BAB IV SOFTWARE FRACCADE 7.0.....	66
4.1. Penentuan Fluida Perekah	71

4.2. Penentuan Proppant.....	73
BAB V PENGGUNAAN SOFTWARE FRACCADE PADA PERENCANAAN HYDRAULIC FRACTURING.....	74
BAB VI PERENCANAAN SIMULASI.....	77
DAFTAR PUSTAKA.....	82

DAFTAR GAMBAR

Gambar III. 1 Model Geometri Radial	8
Gambar III. 2 Model Geometri PKN (Economides M.J., and Martin T., 2000).....	10
Gambar III. 3 Model Geometri KGD (Economides M.J., and Martin T., 2000).....	13
Gambar III. 4 Prediksi Geometri Rekahan P3D Model (Guo Boyun et al., 2017)	17
Gambar III. 5 Prediksi Geometri Rekahan P3D Models Tipe Lumped Parameter Model (Belyadi H. et al., 2017)	18
Gambar III. 6 Piramida Konduktivitas Jenis-jenis Proppant.....	21
Gambar III. 7 Fracture Clossure Stress vs Konduktivitas	25
Gambar III. 8 Diameter Perforasi Versus Konsentrasi Proppant.....	26
Gambar III. 9 Karakteristik Proppant Berdasarkan Roundness dan Sphericity (Guo Boyun dkk., 2017)	27
Gambar III. 10 Jenis-jenis Proppant dengan Ukuran 20/40 Mesh	29
Gambar III. 11 Berdasarkan Clossure Pressure (Economides, J. M., and Nolte., K.G. 2000)	33
Gambar III. 12 Ilustrasi Penempatan Proppant (Guo Boyun dkk., 2017)	35

Gambar III. 13 Harga Fluida Newtonian dan Non-Newtonian tentang Shear rate vs Shear stress (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)	39
Gambar III. 14 Hubungan antara Shear Stress dan Shear Rate Fluida Power Law pada Log-log Plot (Economides, J. M., and Nolte., K.G. 2000)	40
Gambar III. 15 Apparent Viscosity Menggunakan Persamaan Power Law (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015).....	41
Gambar III. 16 Tiga Phenomena dalam Menghitung Total Fluid Loss Coefficient (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015).....	43
Gambar III. 17 Ilustrasi Prosedur Menentukan Harga ti (Pumping Time) (Guo Boyun dkk., 2017)	59
Gambar III. 18 Grafik Hubungan Cinco-ley rw dan Fcd	63
Gambar III. 19 Rw^2/xf vs Fcd (Brown, Kermit E., 1984)	64
Gambar IV. 1 Halaman Muka Software Fraccade 7.0 ...	66
Gambar IV. 2 Input Well Completion Software Fraccade 7.0	67
Gambar IV. 3 Input Hole Survey Software Fraccade 7.0	67
Gambar IV. 4 Tubing Look Up Software Fraccade 7.0 .	68
Gambar IV. 5 Input Tubular Software Fraccade 7.0	69
Gambar IV. 6 Input Perforation Software Fraccade 7.0.	69
Gambar IV. 7 Input Zone Software Fraccade 7.0	70

Gambar IV. 8 Input Reservoir Fluid Software Fraccade 7.0	71
Gambar IV. 9 Penentuan Fluida Perekah pada Software Fraccade 7.0.....	72
Gambar IV. 10 Pemilihan Additif Fluida Perekah pada Software Fraccade 7.0	72
Gambar IV. 11 Grafik Permeabilitas Berbagai Ukuran dari Carbolite Proppant (Simulator)	73
Gambar V. 1 Hasil Geometri Rekahan Stimulasi Sumur “FN-4” Fluida YF135.1HTD dengan 12/18 Mesh C-Lite	75
Gambar V. 2 Hasil Geometri Rekahan Stimulasi Sumur “FN-4” Fluida YF135.1HTD dengan 16/20 Mesh C-Lite	76
Gambar V. 3 Hasil Geometri Rekahan Stimulasi Sumur “FN-4” Fluida YF135.1HTD dengan 20/40 Mesh C-Lite	76

DAFTAR TABEL

Tabel III. 1 Complementary Error Function.....	16
Tabel III. 2 Karakteristik Proppant Berdasarkan Densitas dan Clossure Pressure (Campos, V. P. P. dkk., 2018)....	31
Tabel III. 3 Jenis Additive Fluida Perekah	54
Tabel III. 4 Fungsi Additive Fluida Perekah (Speight J. G., 2016).....	54
Tabel V. 1 Perhitungan Pumping Time Schedule Sumur (Simulator).....	74

BAB I

PENDAHULUAN

Pada pendahuluan berisi mengenai permasalahan yang dilatarbelakangi dalam permasalahan ini, maksud dan tujuan, yang mempunyai batasan masalah untuk memperkecil ruang lingkup pembahasan. Kemudian untuk menggapai tujuannya, akan dijabarkan metodologi. Selanjutnya disajikan secara sistematis dalam sistematika penulisan.

Perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* ditujukan untuk permasalahan produktivitas sumur yang rendah akibat rendahnya permeabilitas dan koefisien *skin* yang besar, oleh karena itu perlu ditentukan hasil skenario terbaik pada saat merancang *hydraulic fracturing*. *Hydraulic fracturing* adalah proses menginjeksikan fluida dengan tekanan tertentu ke dalam lubang sumur untuk membentuk rekahan pada media berpori dengan tujuan memperluas zona permeabilitas formasi dan meningkatkan produktivitas sumur.

Karena permeabilitas yang rendah mengakibatkan reservoir tidak dapat melewati volume cairan yang besar. Selain itu, invasi cairan yang digunakan dalam pengeboran dapat menyebabkan formasi terganggu, sehingga permeabilitas menurun. Penurunan ini akan mengakibatkan penurunan produktivitas, sehingga tidak mungkin mencapai target produksi

yang direncanakan. Perencanaan stimulasi yang efektif diperlukan untuk menentukan faktor keberhasilan dalam proses rekahan tersebut.

Maksud dari buku ini adalah untuk merencanakan stimulasi *hydraulic fracturing* pada sumur “FN-4” lapangan “SNR” karena permeabilitas dan produktivitas yang kecil.

Tujuan antara lain :

1. Mengevaluasi permeabilitas rendah dan produktivitas rendah.
2. Merencanakan *hydraulic fracturing*.
 - a. Menentukan geometri rekahan
 - b. Menentukan proppant
 - c. Menentukan fluida perekah
 - d. Menentukan tekanan pompa, rate pompa, dan waktu pemompaan
3. Prediksi peningkatan performance setelah perekahan.

Beberapa batasan yang akan dibahas yaitu :

1. Model geometri rekahan menggunakan stimulasi software FracCADE 7.0.
2. Penelitian berfokus pada penentuan geometri rekahan, penentuan proppant, penentuan fluida perekah, serta penentuan tekanan, *rate* pompa dan waktu pemompaan.
3. Total berat proppant dan volume fluida perekah menjadi variabel tetap dalam melakukan sensitivitas.
4. Tidak memperhitungkan faktor ekonomi.

BAB II

FORMATION DAMAGE

Kerusakan Formasi (*Formation Damage*) adalah kerusakan formasi di sekitar lubang sumur migas, yang menyebabkan pengurangan kemampuan alir fluida reservoir di bawah kemampuan asalnya. Disini, akan dibahas mengenai penyebab kerusakan formasi yang disebabkan oleh pengembangan batuan lempung (*clay swelling*), penyumbatan partikel-partikel padat dan pengendapan asphaltic atau parafin.

Bagian pertama, mengenai kerusakan formasi yang disebabkan karena *clay swelling*. Pengurangan permeabilitas formasi yang disebabkan *clay swelling*, merupakan subjek riset yang *extensive* dan publikasi. Berdasarkan pada hasil riset, menunjukkan bahwa invasi *fresh water* (filtrat lumpur bor) yang masuk ke dalam batuan pasir dapat mengurangi permeabilitas jika batuan lempung (*clay*) yang terkandung dalam batu pasir adalah dari *type expanding lattice* yang gampang mengembang ketika terkena air murni. Kecenderungan untuk mengembang dan menyumbat pori batuan formasi dapat dihambat oleh kehadiran garam organik di dalam air. Sekali *clay* mengembang karena kontak dengan *fresh water*, larutan garam yang kuat mampu mengerutkan partikel *clay* tersebut. Akan tetapi, pengerutan ini tidak sempurna dan permeabilitasnya juga tidak akan kembali ke asal. Sebenarnya, dengan kontakannya formasi

yang mengandung *expanding lattice clay* dengan *fresh water* akan mengurangi permeabilitas formasi secara permanen.

Selanjutnya adalah penyebab kerusakan formasi yang disebabkan oleh penyumbatan partikel-partikel padatan. Penyumbatan partikel padatan ini disebabkan karena partikel padat yang berasal dari lumpur pemboran sehingga mengakibatkan rusaknya formasi. Penyelidikan terakhir menunjukkan bahwa partikel *clay* dari bahan lumpur bentonite, mampu berpenetrasi dalam suatu material berpori. Penetrasi ini walaupun tidak dalam, karena dihalangi oleh butiran batuan menghasilkan pengurangan permeabilitas formasi yang cukup berarti. *Type-type clay* yang paling tinggi terhadap penyumbatan formasi minyak dengan cara *diperse* (tersebar), dan kemudian menyumbat formasi adalah *kaolinite*, *illite*, dan *chlorite*. Penyumbatan bisa terjadi karena pengendapan *scale anorganik* seperti *calcium carbonate*, *calcium sulfate* dan *barium sulfate*.

Pada bahasan yang terakhir adalah, kerusakan formasi yang diakibatkan oleh pengendapan *aspaltic* dan *parafin*. Pengurangan suhu dan tekanan yang disertai aliran *crude oil* (minyak mentah) yang mengandung sejumlah bahan-bahan *aspaltic* atau parafin dapat menyebabkan pengendapan material *aspaltic* ataupun parafin. Pengendapan ini bisa mengurangi permeabilitas formasi terhadap minyak dengan cara pemblokiran pori atau mengubah *wettability* formasi.

Dari ketiga penyebab kerusakan formasi yang sudah dibahas, secara garis besar kerusakan formasi (*formation*

damage) sangat berpengaruh pada permeabilitas. Pengaruh kerusakan formasi (*formation damage*), mempunyai efek yang buruk terhadap produktivitas sumur. Efek dari kerusakan formasi ini harus segera ditangani agar produktivitas dari sumur kembali maksimal.

BAB III

DASAR TEORI HYDRAULIC FRACTURING

Produktivitas formasi akan menurun seiring dengan bertambahnya waktu produksi yang dapat dilihat melalui sumur-sumur minyak yang mengalami penurunan laju produksi yang disebabkan oleh kerusakan formasi atau rendahnya permeabilitas pada batuan. Maka perlu dilakukan *hydraulic fracturing* guna meningkatkan kembali produktivitas formasi.

Proses kegiatan *hydraulic fracturing* ialah meliputi *fracture initiation* dan *propagation*, hilangnya fluida ke formasi, transportasi proppant dan lain-lain. Model *hydraulic fracturing* dimaksudkan untuk mengubah proses-proses tersebut kedalam perhitungan dengan berbagai asumsi.

Dalam *hydraulic fracturing*, model geometri rekahan terbagi menjadi dua, yaitu :

1. Dua dimensi (Model 2D)

Aliran fluida 1D dengan tinggi rekahan tetap.

2. Tiga dimensi (Model 3D)

Pekembangan rekahan planar 3D, aliran fluida 2D. Terbagi dua jenis : Pseudo 3D Models, dan Planar 3D Models.

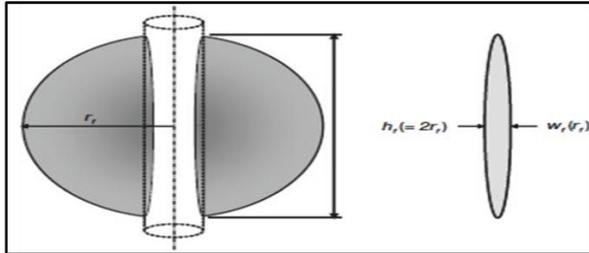
1. Model Dua Dimensi

Terdapat tiga jenis model rekahan 2D yaitu, radial, Perkins-Kern- Nordgren (PKN) dan Model rekahan de-Klerk-Geertsma (KGD). Model radial merupakan model pertama yang dikembangkan oleh Sneddon dan Elliott (1946) yang memprediksi lebar dan luas radial dari sebuah rekahan pennyshaped. PKN diberi nama sesuai dengan pengembang aslinya, Perkins dan Kern (1961) dan Nordgren (1972). Kemudian Model KGD juga dinamai menurut pengembang aslinya, Khristianovich dan Zheltov (1955), dan Geertsma dan de Klerk (1969). Baik model KGD dan PKN mengasumsikan bahwa tinggi rekahan bernilai tetap dan untuk lebar dan panjang rekahan menjadi parameter yang perlu diprediksi.

Asumsi umum rekahan 2D ini model meliputi: (1) formasi homogen dan isotropic, (2) deformasi formasi selama perambatan rekahan didasarkan pada hubungan tegangan-regangan elastis linier, (3) aliran fluida di rekahan adalah laminar, dan (4) efek gravitasi diabaikan.

1) Model Radial

Rekahan radial terjadi bila rekahannya adalah horizontal atau bila tidak ada hambatan tegangan yang membatasi pertumbuhan tinggi rekahan dalam kasus rekahan vertikal (**Gambar III.1**). Rekahan radial sederhana (penny-shaped) pertama kali dikemukakan Sneddon dan Elliott (1946) dengan asumsi tekanan yang konstan.



Gambar III. 1 Model Geometri Radial
(Economides M.J., and Martin T., 2000)

2) Model PKN (Perkins, Kern dan Nordgen)

Setelah tahun 1960-1970, banyak yang menggunakan model pertama dari model rekahan dua dimensi sebagai analisis. Model pertama tersebut adalah model PKN. Metode ini dapat digunakan jika panjang (atau kedalaman) retakan yang jauh lebih besar daripada tinggi retakan ($x_f \gg h_f$). Ujung rekahan diasumsikan meruncing ketika tinggi rekahan konstan dan terhingga, di penampang rekahan bagian tengah terjadi pelebaran rekahan secara maksimum, dan dari lubang bor hingga lateral bagian ujung, retakannya memiliki lebar yang bervariasi jika lebar rekahan minimum terjadi pada ujung fraktur. Selain itu, pengasumsian bahwa tekanan seragam di seluruh bagian vertikal dapat ditentukan oleh model. **Gambar III.2** menunjukkan skema geometri model PKN. Model ini didasarkan pada asumsi berikut:

- $X_f \gg h_f$ merupakan panjang retakan/tembusan retakan dalam skala tinggi dari tinggi retakan.

- Tebal reservoir dan tinggi rekahan sama.
- Asumsikan bahwa tekanan konstan dalam arah tegak lurus irisan, kekakuan batuan ditanggapi secara vertikal.

Berdasarkan asumsi di atas, metode tersebut dapat digunakan untuk formasi dengan permeabilitas yang rendah. Modelnya elips di lubang bor, lebar maksimum pusat elips, lebar atas dan bawah fluida Newtonian adalah nol, dan maksimum lebar rekahan dapat didekati dengan rumus berikut:

$$W_{\max}(x) = 2,31 \left[\frac{\mu q_i (1-\nu) x f}{G} \right]^{1/4} \dots\dots\dots(3-1)$$

G yaitu hubungan antara modulus young dengan shear modulus elastic, E yaitu :

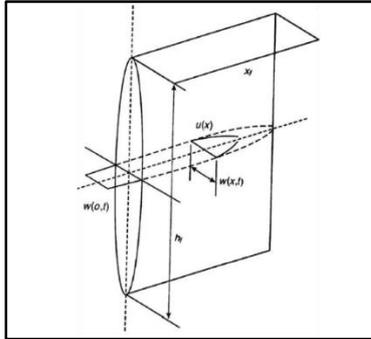
$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots(3-2)$$

Keterangan :

q_i = Laju injeksi, bbl/min

μ = Apparent viscosity, cp

ν = Poisson ratio



Gambar III. 2 Model Geometri PKN (Economides M.J., and Martin T., 2000)

Jika retak dengan lebar maksimum dikalikan dengan $\mu\gamma/4$ maka hasil rata-rata lebar retak dapat dihitung. Perkiraan faktor gamma yaitu 0,75, jadi $\mu\gamma/4 = 0,59$. Dalam satuan medan, di mana G dalam psi, μ dalam cp, q_i dalam bbl/min, w dalam inci, dan X_f dalam kaki, maka :

$$w = 0,3 \left[q \frac{q_i \mu (1-\nu) X_f}{G} \right]^{1/4} \left[\frac{\mu}{4} \gamma \right] \dots\dots\dots (3-3)$$

Perhitungan rheologi (hukum pangkat) fluida dapat mempengaruhi fluida rekah non-Newtonian. Persamaan yang diberikan oleh Economides untuk rekahan dengan lebar maksimum untuk fluida non-Newtonian (dalam satuan lapangan) jika asumsi efek kehilangan fluida diabaikan, sebagai berikut:

$$\bar{w} = 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n'+1}{n'} \right) \left(\frac{0,9775}{144} \right) \left(\frac{5,61}{60} \right) \right]^{n^F} \frac{1}{2n^F+2} \left(\frac{q_i n^F K'' x_f h_f^{1-n^F}}{E} \right)^{1/(2n^F+2)} \dots\dots\dots (3-4)$$

Atau

$$\bar{w} = w_o \frac{\pi}{5} \dots\dots\dots (3-5)$$

Lebar retak maksimum atau wmax dalam inch. Rata-rata lebar rekahan merupakan hasil pengalihan wmax dengan $\mu\gamma/4$, sedangkan n' dan K' merupakan sifat reologi cairan rekahan hukum power-law.

$$L = \frac{\frac{1}{2} \cdot q_o \cdot t_t^{1/2}}{\pi \cdot h_f \cdot K_1} \dots\dots\dots (3-6)$$

Keterangan :

- v = Poisson Ratio
- q_o = Laju pemompaan, m³/menit
- G = Modulus Shear, Kpa
- μ = Viskositas fluida perekah, Kpa min
- K₁ = Koefisien leak off, ft/min^{1/2}
- h_f = Tinggi rekahan, ft

3) Model KGD (Kristianovich, Geertsma dan De Klerk)

Hasil rotasi model PKN sebesar 90° memiliki ujung semi eliptik dan lebar (lebar persegi panjang) yang sama di sepanjang patahan merupakan Model KGD. Dibandingkan dengan model PKN, model ini memiliki rekahan relatif pendek dan lebar serta konduktivitasnya lebih besar. Model ini ditunjukkan pada **Gambar III.3**. Model KDG menggunakan asumsi sebagai berikut:

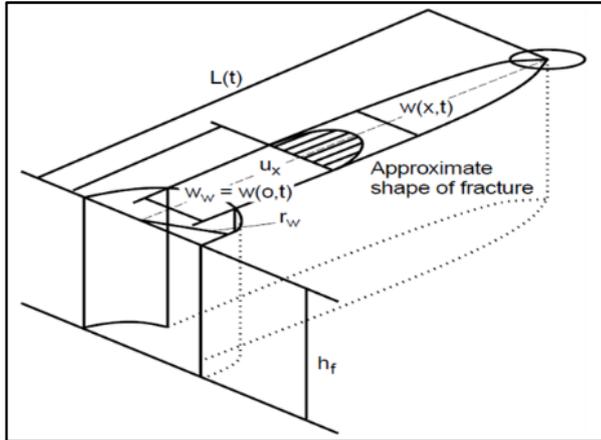
- Tinggi rekahannya lebih besar dari panjang rekahannya ($h_f \gg x_f$).
- Kekakuan batuan bekerja dalam arah horizontal.
- Tinggi rekahannya sama dengan tebal reservoir.

Dalam fluida Newtonian yang koheren, rata-rata lebar retakan untuk model KGD adalah:

$$\bar{w} = 2,27 \left[\frac{q_i \mu (1-\nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \dots\dots\dots (3-7)$$

Keterangan :

- \bar{w} = Lebar rekahan rata-rata, inch
- q_i = Rate injeksi, bbl/min
- μ = Viskositas, cp
- x_f = Panjang rekahan, ft
- h_f = Tinggi rekahan, ft
- G = Shear modulus elastik, psi



Gambar III. 3 Model Geometri KGD (Economides M.J., and Martin T., 2000)

Economides dan Peter Valko memberikan jawaban dari satu masalah yaitu untuk PKN dan KGD yang menggabungkan dampak pada fluida non-Newtonian dan kehilangan cairan (aliran laminar). Berikut hasil persamaan untuk PKN dan KGD, kurangi kekentalan nyata yang digunakan dalam fluida non-Newtonian:

$$x_f = \frac{(\bar{w} + 2S_p)q_o}{4C_1^2 \pi h_f} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - \right] \quad (3-8)$$

Untuk Model PKN

$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi L}}{W + 2S_p} \dots \dots \dots (3-9)$$

Untuk Model KGD

$$\beta = \frac{\delta C_L \sqrt{\pi L}}{(w+2S_p)\pi} \dots\dots\dots (3-10)$$

Keterangan :

E' = Plane Strain Modulus

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

qo = Rate injeksi, m³/det

Sp = Spurt loss, m (meter)

Ct = Koefisien fluid loss dalam m/det^{1/2}

hf = Tinggi rekahan, m

t = Waktu, detik

w = Lebar rekahan rata-rata, m

w(0) = Lebar rekahan di sumur

xf = panjang rekahan satu sayap, m

erfc = Pada **Tabel III-1** menampilkan *Complementary error function*.

- Untuk PKN

$$w(0) = 9,15 \frac{1}{2n^F+2} \times 3,98 \frac{n^F}{2xn^F+2} \times \left[\frac{1+2,14 \times n^F}{n^F} \right]^{2n^F+2} \times K' \frac{1}{2n^F+2} \left[\frac{q_1 n^F h_f (1-n^F)^{x_f}}{E'} \right]^{2n^F+2} \quad (3-11)$$

Dengan asumsi bahwa shape factornya $w = (\pi/5) w(0)$ dan

$$P_{net} = \Delta P_f = E'(w(0))/(2h_f) \dots\dots\dots (3-12)$$

Untuk harga $\alpha > 4$, maka :

$$e^{a^2} \text{erfca} = \frac{1}{a\sqrt{\pi}} \dots\dots\dots (3-13)$$

- Untuk KGD

$$w(0) = 11,1 \frac{1}{2n^F+2} \times 3,24 \frac{n^F}{2n^F+2} \left[\frac{1+2n^F}{n'} \right]^{\frac{n^F}{2n^F+2}} \times K' \frac{1}{2n^F+2} \left[\frac{q_i^{n^F} X f^2}{h f^{n^F} E'} \right]^{\frac{1}{2n^F+2}} \dots \dots \dots (3-14)$$

Harga x_f didapat seperti pada PKN di atas dan
 $\bar{w} = (\pi/4) w(0) \dots \dots \dots (3-15)$

Serta
 $P_{net} = \Delta P_f = E'(w(0))/4x_f \dots \dots \dots (3-16)$

Persamaan untuk PKN dan KGD di atas harus diselesaikan secara bersamaan dan variabel w dan x_f ditentukan. Cara di atas disebut KGD-C dan PKN-C dengan power-law.

Dalam pemilihan model rekahan perlu di perhatikan kriteria yang baik untuk mendapatkan model rekahan yang optimum. Kriteria pemilihan berdasarkan permeabilitas formasi, distribusi mekanika batuan (Young's modulus dan Poisson's ratio) zona diatas dan dibawah, serta ketebalan zona yang akan di rekahkan.

Model rekahan PKN optimal untuk reservoir dengan permeabilitas yang rendah seperti *tight sand, shale gas*, dan *shale oil*. Distribusi mekanika batuan yang berbeda antara zona diatas dan dibawah zona yang akan di *frac*, serta reservoir yang tidak terlalu tebal.

Model rekahan KGD optimal untuk reservoir dengan permeabilitas yang besar seperti batu pasir. Distribusi mekanika batuan yang tidak terlalu jauh nilainya antara zona diatas dan di bawah zona yang akan di *frac*, serta reservoir yang tebal.

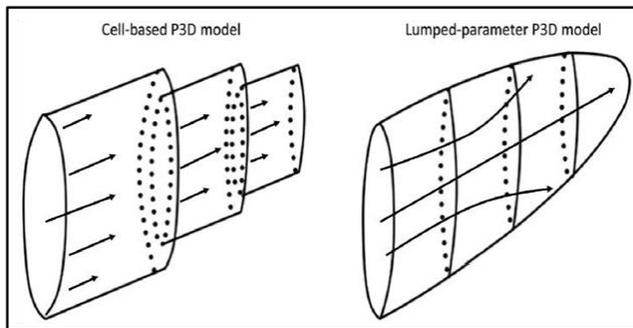
Tabel III. 1 Complementary Error Function
(Braun dkk., 2009)

x	Hundredths digit of x									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	1.00000	0.98872	0.97744	0.96616	0.95489	0.94363	0.93238	0.92114	0.90992	0.89872
0.1	0.88754	0.87638	0.86524	0.85413	0.84305	0.83200	0.82099	0.81001	0.79906	0.78816
0.2	0.77730	0.76648	0.75570	0.74498	0.73430	0.72367	0.71310	0.70258	0.69212	0.68172
0.3	0.67137	0.66109	0.65087	0.64072	0.63064	0.62062	0.61067	0.60079	0.59099	0.58126
0.4	0.57161	0.56203	0.55253	0.54311	0.53377	0.52452	0.51534	0.50625	0.49725	0.48833
0.5	0.47950	0.47076	0.46210	0.45354	0.44506	0.43668	0.42838	0.42018	0.41208	0.40406
0.6	0.39614	0.38832	0.38059	0.37295	0.36541	0.35797	0.35062	0.34337	0.33622	0.32916
0.7	0.32220	0.31533	0.30857	0.30190	0.29532	0.28884	0.28246	0.27618	0.26999	0.26390
0.8	0.25790	0.25200	0.24619	0.24048	0.23486	0.22933	0.22390	0.21856	0.21331	0.20816
0.9	0.20309	0.19812	0.19323	0.18844	0.18373	0.17911	0.17458	0.17013	0.16577	0.16149
1.0	0.15730	0.15319	0.14916	0.14522	0.14135	0.13756	0.13386	0.13023	0.12667	0.12320
1.1	0.11979	0.11647	0.11321	0.11003	0.10692	0.10388	0.10090	0.09800	0.09516	0.09239
1.2	0.08969	0.08704	0.08447	0.08195	0.07949	0.07710	0.07476	0.07249	0.07027	0.06810
1.3	0.06599	0.06394	0.06193	0.05998	0.05809	0.05624	0.05444	0.05269	0.05098	0.04933
1.4	0.04771	0.04615	0.04462	0.04314	0.04170	0.04030	0.03895	0.03763	0.03635	0.03510
1.5	0.03389	0.03272	0.03159	0.03048	0.02941	0.02838	0.02737	0.02640	0.02545	0.02454
1.6	0.02365	0.02279	0.02196	0.02116	0.02038	0.01962	0.01890	0.01819	0.01751	0.01685
1.7	0.01621	0.01559	0.01500	0.01442	0.01387	0.01333	0.01281	0.01231	0.01183	0.01136
1.8	0.01091	0.01048	0.01006	0.00965	0.00926	0.00889	0.00853	0.00818	0.00784	0.00752
1.9	0.00721	0.00691	0.00662	0.00634	0.00608	0.00582	0.00557	0.00534	0.00511	0.00489
2.0	0.00468	0.00448	0.00428	0.00409	0.00391	0.00374	0.00358	0.00342	0.00327	0.00312
2.1	0.00298	0.00285	0.00272	0.00259	0.00247	0.00236	0.00225	0.00215	0.00205	0.00195
2.2	0.00186	0.00178	0.00169	0.00161	0.00154	0.00146	0.00139	0.00133	0.00126	0.00120
2.3	0.00114	0.00109	0.00103	0.00098	0.00094	0.00089	0.00085	0.00080	0.00076	0.00072
2.4	0.00069	0.00065	0.00062	0.00059	0.00056	0.00053	0.00050	0.00048	0.00045	0.00043
2.5	0.00041	0.00039	0.00037	0.00035	0.00033	0.00031	0.00029	0.00028	0.00026	0.00025
2.6	0.00024	0.00022	0.00021	0.00020	0.00019	0.00018	0.00017	0.00016	0.00015	0.00014
2.7	0.00013	0.00013	0.00012	0.00011	0.00011	0.00010	0.00009	0.00009	0.00008	0.00008
2.8	0.00008	0.00007	0.00007	0.00006	0.00006	0.00006	0.00005	0.00005	0.00005	0.00004
2.9	0.00004	0.00004	0.00004	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00002
3.0	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00001	0.00001	0.00001
3.1	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001
3.2	0.00001	0.00001	0.00001	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

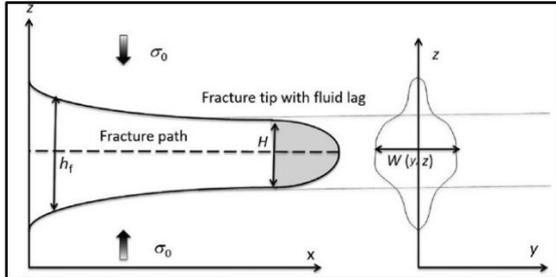
2. Model Geometri Tiga Dimensi

Batasan terbesar dari model 2D yang dibahas di bagian sebelumnya adalah bahwa rekahan diasumsikan salah satu dari ketinggian tetap atau menyebar dalam bentuk sen. Sejak diperkenalkannya model rekahan 2D dari pertengahan 1950-an hingga awal 1970-an, banyak model rekahan 3D yang telah dikembangkan untuk mengatasi keterbatasan model 2D. Menurut definisi, model rekahan 3D mampu memprediksi

panjang, tinggi dan lebar rekahan. Model 3D berkembang baik selama akhir 1970-an dan 1980-an, sebagian karena perbaikan teknologi di modern kebutuhan industri akan model yang realistis. Pada sesi ini akan dijelaskan dua tipe model rekahan 3D, meliputi Pseudo 3D Models dan Planar 3D Models yang dapat dilihat pada **Gambar III.4** dan **Gambar III.5**.



Gambar III. 4 Prediksi Geometri Rekahan P3D Model (Guo Boyun et al., 2017)



Gambar III. 5 Prediksi Geometri Rekahan P3D Models Tipe Lumped Parameter Model (Belyadi H. et al., 2017)

a. Tekanan Perekahan

Ketika batuan reservoir dipatahkan menggunakan rekahan hidrolik, tekanan diperlukan untuk melawan atau mengalahkan gaya yang menahan batuan. Fluida bertekanan digunakan sebagai media untuk mengalirkan listrik dari peralatan di permukaan ke permukaan batuan pada "Pbd" (*Break Pressure*), dimana batuan reservoir telah retak. (Hubbert and Willis, 1957) menuliskan perhitungan *breakdown pressure* dengan persamaan sebagai berikut:

$$P_{bd} = 3\sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + T_0 - P_p \dots\dots\dots (3-17)$$

Keterangan:

- Pbd = Breakdown pressure, psia
- σ_{Hmax} = Maximum horizontal stress absolut, psia
- σ_{Hmin} = Minimum horizontal stress absolut, psia
- T_0 = Temperature Initial
- P_p = Tekanan pori batuan, psia

Secara sederhana untuk mencari nilai tekanan rekah didasar sumur dapatdituliskan juga dengan persamaan:

$$P_{bd} = \text{BHTP} = \text{gf} \times D_{\text{perfo}} \dots\dots\dots (3-18)$$

Kemudian untuk menghitung berapa besar total tekanan injeksi yangdiperlukan diatas permukaan dapat dituliskan dengan persamaan berikut :

$$P_{ip} = \text{WHTP} = P_{bd} + P_f - P_h \dots\dots\dots (3-19)$$

Keterangan:

P_{ip} = Tekanan injeksi permukaan, psia

P_{bd} = Tekanan rekah batuan,psia

BHTP = Bottom-Hole Treating Pressure, psia

P_f = Kehilangan tekanan di tubing, psi

P_h = Tekanan hidrostatik, psia

Tekanan rekahan lubang bawah (P_{bd}), kehilangan tekanan di saluran (P_f), dan tekanan hidrostatik rekahan dan fluida ditambahkan bersama-sama untuk menciptakan tekanan injeksi permukaan (P_{ip}) yang diperlukan untuk rekahan batuan (P_h).

3. Proppant

Selama proses pemompaan, rekahan tetap akan terbuka oleh tekanan fluida, tetapi setelah pemompaan berhenti dan tekanan turun karena kehilangan cairan, rekahan akan menutup dengan sendirinya dan kehilangan sebagian besar permeabilitas yang telah dibuat. Untuk mencegah hal ini terjadi, sebuah material termasuk juga cairan rekahan perlu menjaga rekahan

walaupun tekanan telahturun. Material ini berbentuk granular, biasanya disebut *propping agent* atau proppant.

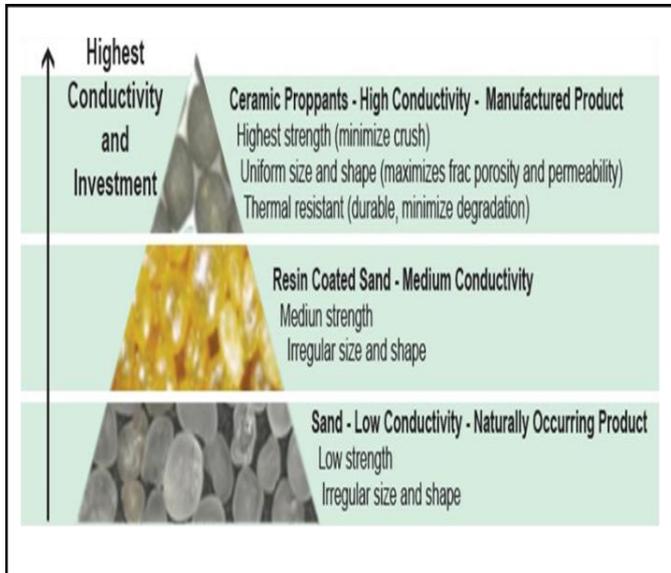
Menempatkan konsentrasi proppant yang sesuai dan jenis proppant pada rekahan sangat penting untuk keberhasilan dari perawatan rekahan hidraulik. Faktor mempengaruhi konduktivitas rekahan (pengukuran tentang bagaimana rekahan yang disangga dapat tetap memproduksi hidrokarbon selama sumur berproduksi, antara lain:

- Komposisi proppant.
- Sifat Fisik proppant.
- Permeabilitas proppant-pack.
- Efek Konsentrasi polimer setelah penutupan pada rekahan.
- Pergerakan kecil formasi pada rekahan.
- Degradasi proppant dalam jangka panjang.

a. Konduktivitas Proppant

Untuk mendeskripsikan kapasitas aliran rekahan atau seberapa konduktifnya, istilah konduktivitas rekahan (*fracture conductivity*) diperkenalkan, didefinisikan sebagai hasil dari lebar dan permeabilitas rekahan yang dinyatakan sebagai md-ft dalam unit lapangan. Konduktivitas rekahan merupakan salah satu parameter penting untuk menentukan hasil geometri rekah yang terbentuk baik atau tidak. Hal ini dipengaruhi oleh besarnya lebar rekahan yang terbentuk dan penempatan proppant ke dalam rekahan. Pada *hydraulic fracturing*, proppant yang diinginkan

padat seragam dengan konduktivitas maksimum, selain itu distribusinya merata di seluruh rekahan.



Gambar III. 6 Piramida Konduktivitas Jenis-jenis Proppant (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Proppant yang sangat baik yang melengkapi karakteristik formasi akan menjaga konduktivitas rekahan tetap tinggi. Konduktivitas rekahan secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$W_{kf} = K_f W \quad (3-20)$$

Keterangan:

W_{kf}	= Konduktivitas rekahan, md.ft
k_f	= Permeabilitas rekahan, md
w	= Lebar rekahan, ft

b. Sifat Fisik Proppant

Sebelum menentukan pilihan, sifat fisik proppant lain digunakan sebagai pembanding dan tolak ukur pada proppant untuk menentukan bagaimana kinerjanya dalam keadaan tertentu. Ciri-ciri sifat umum proppant meliputi:

- *Specific Gravity*

Hubungan densitas proppant dengan air diukur dengan *specific gravity* proppant.

- *Roundness and Sphericity*

Kekompakan butiran proppant, yang digunakan sebagai metrik yang terkait dengan kebulatan partikel proppant, dipengaruhi oleh *Roundness and Sphericity* proppant. *Roundness and Sphericity* memiliki spesifikasi grit 0,6 yang ditentukan oleh API.

- *Bulk Density*

Kepadatan curah (*bulk density*) dapat diukur dalam lb/ft³ atau gr/cc, yang merupakan hubungan massa proppant dengan volume relatif terhadap air.

- *Acid solubility*

Hubungan antara stabilitas proppant dalam asam ditunjukkan oleh *acid solubility*. Penafsiran lain adalah bahwa proppant biasanya larut dalam air garam yang mendidih. Penyerapan asam dinyatakan sebagai persentase tertimbang. Batu pasir harus memenuhi persyaratan API maksimum 2%.

- *Silt and Fine Particles*

Pengukuran ini memperlihatkan apakah terdapat lanau, tanah liat, atau material lainnya. Untuk mencegah lumpur dan material lainnya, proppant harus dibersihkan terlebih dahulu. 250 FTU (*Formazin Turbidity Units*) adalah spesifikasi API tertinggi untuk proppant.

- *Crush Resistance*

Saat zat dihancurkan di bawah tekanan, resistensi penghancuran terkait dengan kekuatan proppant kemudian diukur. Proporsi butir utuh digunakan untuk menggambarkan karakteristik ini.

Karakteristik fisik proppant khususnya yang berdampak pada nilai konduktivitas rekahan adalah sebagai berikut:

1) **Kekuatan Proppant**

Jika patahan telah berkembang, tekanan formasi yang diukur sebagai tegangan penutupan, memiliki kecenderungan untuk menutup rekahan sekali lagi. Kedalaman rekahan x dikurangi gradien tekanan lubang bawah menentukan ukuran

tegangan penutupan yang dapat dinyatakan secara matematis sebagai:

$$P_{\text{closure}} = (G_f \times D) - P_{\text{wf}} \quad (3-21)$$

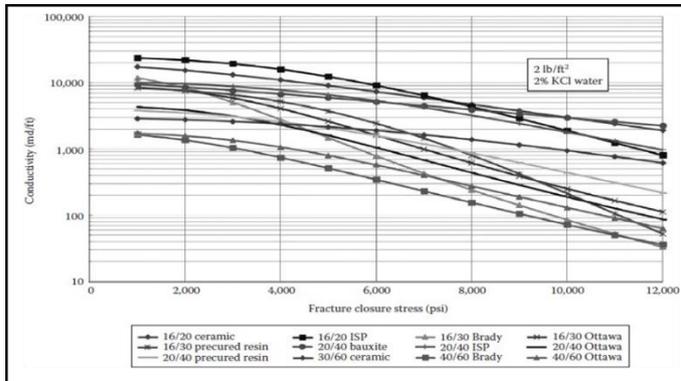
Keterangan:

P_{closure}	=	Closure pressure, psi
G_f	=	Gradient tekanan rekah, psi/ft
D	=	Kedalaman, ft
P_{wf}	=	Tekanan alir dasar sumur, psi

Stress inilah yang akan mengurangi ukuran proppant, menambah *surface* area proppant atau dengan kata lain memadatkan lapisan proppant sehingga dapat menyebabkan proppant hancur (*crushing*). Hal ini akan menyebabkan menurunnya permeabilitas dan porositas rekahan tersebut. Oleh sebab itu, *closure stress* dapat tertahan oleh proppant.

2) Ukuran Proppant

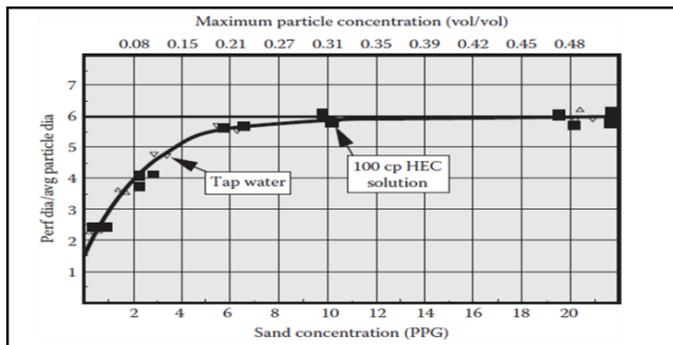
Permeabilitas biasanya lebih baik jika semakin besar ukuran proppant. Proppant yang lebih besar lebih sulit untuk diangkut, sehingga pemilihan proppant juga harus didasarkan pada kemampuan transportasi. Ukuran partikel proppant (*grain*) merupakan parameter penting untuk evaluasi dan desain perlakuan proppant, karena mempengaruhi konduktivitas rekahan dan transportasi proppant. **Gambar III.7** menunjukkan konduktivitas dari berbagai jenis dan ukuran proppant.



Gambar III. 7 Fracture Closure Stress vs Konduktivitas
(Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Ukuran butir diukur dalam rentang ukuran mesh. Ukuran mesh ditentukan oleh nomor/jumlah lubang di sepanjang satu inch linier layar. Misalnya, proppant ukuran 20/40 mesh memiliki ukuran yang lebih besar dari proppant 30/50 mesh. Proppant yang lebih besar memberikan konduktivitas rekahan yang lebih tinggi karena ruang pori yang ada di paket proppant lebih besar. Rentang ukuran partikel proppant yang lebih luas menghasilkan pengaturan pengemasan yang lebih rapat dan juga permeabilitas/konduktivitas yang lebih rendah. Misalnya, proppant 40/60 mesh akan memberikan hasil permeabilitas/konduktivitas yang lebih baik dari proppant 40/70 mesh.

Diameter partikel proppant juga mempengaruhi kemampuan proppant untuk mengalir melalui perforasi dan kemampuan partikel proppant mengalir ke bawah rekahan yang sempit. **Gambar III.8** berikut menggambarkan hasil beberapa percobaan yang dilakukan oleh Gruesbeck dan Collings (1978) menunjukkan korelasi langsung antara diameter proppant dan *perforation bridging*. Untuk proppant konsentrasi tinggi (didefinisikan sebagai volume fraksi lebih besar dari 0,20), diameter perforasi harus lebih besar dari 3 kali diameter butir proppant.

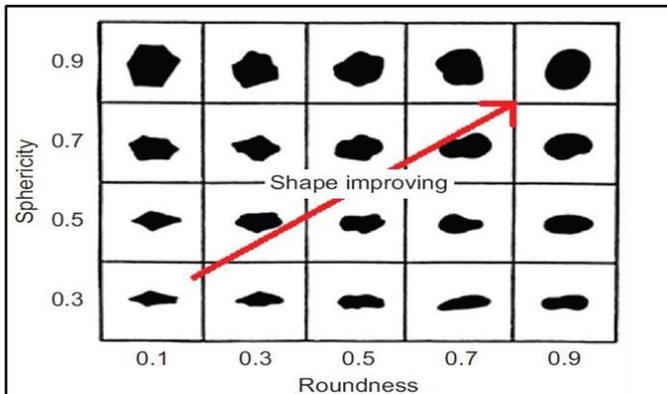


Gambar III. 8 Diameter Perforasi Versus Konsentrasi Proppant (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Rata-rata artinya untuk menempatkan 10 PPG proppant 20/40 Mesh akan membutuhkan perforasi diameter minimal $0,033 \text{ inci (ukuran partikel 20 Mesh)} \times 3 = 0,099 \text{ inci (0,841 mm)} \times 3 = 2,5 \text{ mm}$).

3) Kualitas Proppant

Roundness dan sphericity (kehalusan permukaan dan bulatnya butiran) dapat menentukan bentuk butiran proppant (*proppant grain shape*). Ini sangat penting untuk menahan tekanan penutupannya. Bentuk yang halus dan bulat akan memiliki tekanan permukaan yang seragam. Oleh karena itu proppant yang digunakan akan lebih tahan tekanan di bawah nilai tegangan tinggi jika lebih halus atau lebih datar. Hal ini dapat menjaga konduktivitas kuat fraktur. Sifat proppant berdasarkan permukaan halus dan kebulatan butir diilustrasikan pada **Gambar III.9**.



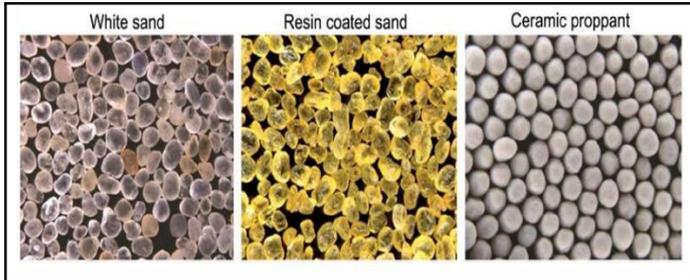
Gambar III. 9 Karakteristik Proppant Berdasarkan Roundness dan Sphericity (Guo Boyun dkk., 2017)

4) Konsentrasi Proppant

Jika proppant tenggelam ke dasar rekahan vertikal, lebar rekahan pada saat pemompaan digunakan sebagai penentuan konsentrasi. Jumlah proppant per unit area rekahan (1 sayap) atau proppant/area (lb/ft^2) merupakan kadar proppant atau proppant *concentration* jika diukur dalam *pound*. Bergantung pada waktu pemompaan, konsentrasi proppant dan lebar rekahan sebagai penentuan konsentrasi dalam fluida jika proppant mengapung di dalam fluida rekahan sampai celah menutup. Saat kandungan proppant meningkat, konduktivitas rekahan juga meningkat. Untuk konsentrasi kurang dari $12 \text{ lb}/\text{ft}^2$, asosiasi ini tidak akan berlaku secara konsisten. Cara angkut proppant dan tempat peletakannya dalam rekahan dipengaruhi oleh konsentrasi dari proppant tersebut. Untuk mengangkut ke dalam rekahan maka proppant membutuhkan fluida dengan viskositas tinggi agar densitasnya tinggi.

4. Jenis-jenis Proppant

Penggunaan beberapa material pada pekerjaan perekahan hidraulik digunakan pada akhir tahun 1940-an. Material mula-mula yang dipakai sebagai proppant adalah pasir. Terdapat banyak proppant yang digunakan dalam pekerjaan perekahan hidraulik. **Gambar III.10** merupakan contoh berbagai jenis proppant dengan ukuran 20/40 Mesh.



Gambar III. 10 Jenis-jenis Proppant dengan Ukuran 20/40 Mesh
(Guo Buyon dkk., 2017)

Berikut variasi proppant yang digunakan secara umum sampai saat ini adalah:

1) Pasir Alami (*Sand*)

Pasir Brady dan pasir Ottawa merupakan pasir alami yang dipakai sebagai material pengganjal.

- a. Brady (Texsan, Hickory) *sands*, bulatnya tidak rata (*angularity*), kadar quartz tinggi dan nilai SG = 2,65.
- b. Ottawa (Jordan, White) *sands*, bundar sekali (*well rounded*), kadar quartz tinggi dan nilai SG = 2,65.

2) *Resin Coated Sand*

Butiran pasir dilapisi dengan *resin* (senyawa kapur) untuk membuat proppant semacam ini. Proppant terikat pada posisinya untuk mencegah migrasi dan menyebarkan beban untuk menghindari kontak antar butir. *Resin* yang terjepit di antara butir-butir yang bergabung menutup pori-pori yang seharusnya

bersentuhan menyebabkan tekanan tinggi dan akan menghasilkan permeabilitas yang buruk sehingga menjadi kelemahan dari jenis proppant ini. *Curable resins* dan *pre-cure resins* adalah dua contoh proppant.

a. *Curable Resins*

- Mencegah proppant mengalir kembali ke dalam sumur terutama pada bagian belakang mengikuti *slurry* proppant.
- Secara konsisten menciptakan massa yang terkonsolidasi setelah pembekuan.

b. *Pre-Cured Resins*

- Resin dapat menahan pasir yang hancur (sehingga *finer* sedikit).
- Mengurangi kerusakan karena *brittle* (mudah pecah).
- Proppant *abrasiveness* (kekasaran) agak berkurang.

3) **Ceramic Proppant**

Proppant jenis ini adalah salah satu sintetis yang mampu menahan *stress* batuan dengan signifikan.

- a. *Sintered Bauxite*, bisa digunakan dalam temperatur yang tinggi, sumur yang mengandung H_2S , dipakai sampai *stress* di atas 12.000 psig dan nilai SG = 3,65.
- b. *Intermediate Density Ceramics*, lebih murah dan ringan dari *Sintered Bauxite*. Untuk *stress* sampai diatas 10.000 psig dan nilai SG = 3,15.

- c. *Low Density Ceramics* (keramik berdensitas rendah), berat hampir sama dengan pasir, *stress* sampai dengan 6.000 psig, banyak digunakan di Alaska dan nilai SG = 2,7.

Berikut **Tabel III-2** menunjukkan karakteristik proppant berdasarkan densitas dan *closure pressure*.

Tabel III. 2 Karakteristik Proppant Berdasarkan Densitas dan Closure Pressure (Campos, V. P. P. dkk., 2018)

Proppant Type	Density (g/cm³)	Resistance (psi)
Pure Sand	2,65	< 6.000 (41 MPa)
Resin Coated Sand (RCS)	2,55	< 8.000 (55 MPa)
Intermediate Resistance Ceramic (IRC)	2,7-3,3	5.000-10.000 (34-69 MPa)
High Resistance Ceramic (HRC)	3,4	> 10.000 (69 MPa)
Bauxite	2,0	> 7.000 (48 Mpa)

Pemilihan dan Transportasi Proppant

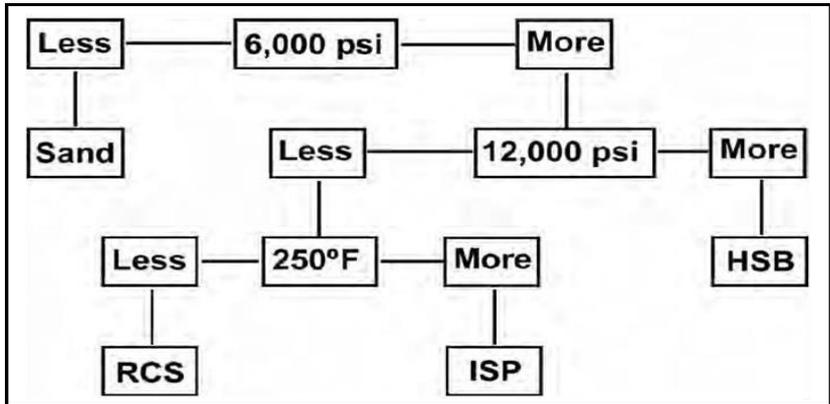
Selain berdasarkan pada konduktivitas rekahan, pemilihan proppant yang sesuai juga bergantung pada aliran konvergensi dalam rekahan transversal, transportasi proppant ketika fluida perekah dengan viskositas rendah dan tingkat kehancuran proppant pada konsentrasi yang rendah. Umumnya

untuk memenuhi persyaratan tersebut, *ceramic proppant* lebih disukai karena memiliki konduktivitas tinggi serta ukuran dan bentuk yang seragam.

1) Pemilihan Proppant

Ketika memilih agen penyangga, yaitu proppant yang akan menjaga konduktivitas sesaat setelah perekahan dilakukan maka sangat penting untuk memilih ketepatan proppant tersebut (Terracina dkk., 2010). Efek aliran non- Darcy, aliran multifase dan kerusakan akibat residu gel juga harus dipertimbangkan. Pemilihan *propping agent* didasarkan pada efektivitas maksimum stress (S'_{max}) yang diterapkan oleh proppant selama umur sumur. **Gambar III.11** menunjukkan pemilihan proppant berdasarkan pada besarnya *closure pressure* yang dimiliki suatu reservoir.

Tentu saja aturan praktis (*rule of thumb*) hanya boleh digunakan sebagai panduan, karena selalu akan ada pengecualian. Misalnya, meskipun *maximum effective stress* kurang dari 6000 psi, seorang *design engineer* tentu dapat memilih untuk menggunakan RCS atau *additive* lain untuk "mengunci" proppant di dalam rekahan ketika *flowback* proppant terjadi masalah.



Gambar III. 11 Berdasarkan Closure Pressure
(Economides, J. M., and Nolte., K.G. 2000)

Contoh lainnya, di sumur gas yang memiliki laju aliran tinggi, proppant berkekuatan menengah mungkin diperlukan karena adanya aliran inersia. Untuk stimulasi *hydraulic fracturing* di negara-negara yang tidak memiliki batu pasir untuk *fracturing*, biaya terbesar bukan dari proppant, namun dari biaya pengirimannya.

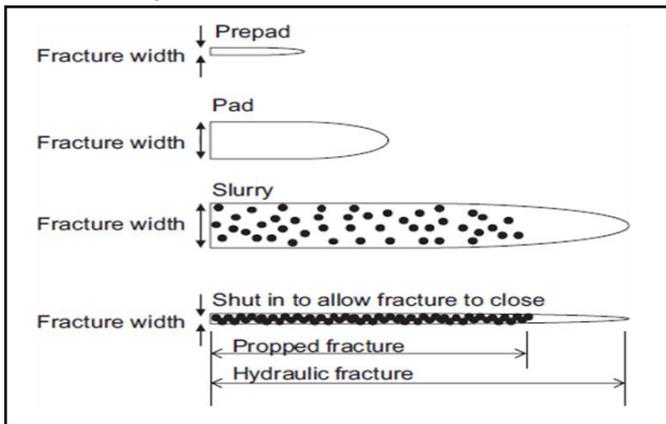
2) Transportasi Proppant

Pemompaan *slurry* membagi prosedur transportasi proppant menjadi beberapa langkah untuk keperluan *hydraulic fracturing* (**Gambar III.12**). Pemompaan fluida rekahan pada pekerjaan rekahan hidraulik dipecah menjadi beberapa langkah, antara lain:

1. **Prepad** adalah cairan yang memiliki bebas proppant dan viskositas rendah biasanya *additive* kehilangan cairan atau gel memiliki kandungan yang rendah berbentuk air, foam ataupun minyak, zat pengurang gesekan, dan surfaktan atau KCl, agar kerusakan tidak terjadi. Cairan ini awalnya diedarkan dalam upaya untuk membantu saat perekahan mulai terbentuk. Ketika viskositas rendah, lebih mudah untuk menembus matriks dan menghentikan pembuatan agar tidak merusak gel.
2. **Pad** bertujuan untuk arah awal pembukaan, mempertinggi rekahan dan melebarkan rekahan serta pembukaan jalan untuk proppant yang terkandung di dalam *slurry*, tingginya cairan berviskositas dengan cara dipompa. Viskositas yang tinggi dapat mencegah kebocoran fluida memasuki formasi atau mengurangi *leak-off*. Penting untuk menggunakan bantalan yang cukup untuk mencegah kebocoran 100% sebelum fraktur dan penempatan penyangga.
3. **Slurry** merupakan proppant yang ditambahkan secara bertahap ke cairan kental untuk membuat bubur selama pemompaan. Namun, penambahan proppant ini ke dalam aliran hanya diperbolehkan sampai jumlah tertentu (ini bergantung pada karakteristik formasi, *gelling agent* dan sistem fluida). Untuk mencegah rekahan menutup setelah tekanan pemompaan diturunkan, fluida memperluas

rekahan menjauh dari sumur dan membawa proppant untuk mengisinya.

4. **Flush** adalah cairan yang didorong dengan proppant ke *slurry* bagian belakang agar memaksa *slurry* menuju perforasi, memiliki koefisien gesek yang rendah dan viskositasnya tidak berlebihan.



Gambar III. 12 Ilustrasi Penempatan Proppant (Guo Boyun dkk., 2017)

5. Fluida Perekah

Cairan rekahan digunakan dalam proses rekahan hidraulik untuk memompa energi ke dalam formasi batuan merupakan fluida perekah, menyebabkan rekahan batuan dan untuk mengangkut material penyangga ke rekahan. Namun, ada beberapa fase di mana cairan reka dipompa sehingga masing-masing memiliki tujuan yang berbeda. Secara umum, fluida

rekahan agar bisa melebarkan rekahan, mengangkat dan menempatkan proppant, memiliki sifat kehilangan cairan yang rendah (kehilangan cairan sedikit saat *crosslink* dikendalikan) serta terjangkau. Selain itu, tidak akan menimbulkan banyak gesekan pada pipa, mudah dibersihkan, fluida dan formasinya kompatibel, dapat digabungkan, memiliki keamanan untuk personalisasi serta harganya terjangkau.

Pada tahun 1949, J.B. Clark mempublikasi mengenai fluida perekah dalam “*Hydfrac*” pada proses meningkatkan produktivitas sumur, yaitu perlu mencakup beberapa syarat properties/sifat fisik fluida diantaranya:

- Viskositas yang dimiliki cukup mampu membuat rekahan dan mentransportasikan proppant.
- Kesesuaian antara fluida perekah dengan formasi agar meminimalisir *formation damage* atau kerusakan formasi.
- Pengurangan viskositas fluida setelah proppant ditempatkan dalam formasi untuk memaksimalkan konduktivitas.

Pemilihan fluida perekah dan modifikasi sifat fisiknya dalam penyesuaian terhadap kondisi sumur merupakan suatu pekerjaan penting dalam *frac job design*. Dimulai dengan menentukan volume pad fluida perekah berdasarkan pada fluida apa dan berapa banyak yang dibutuhkan. Kemudian menentukan dan berapa besar viskositas fluida yang akan digunakan.

Berikut ini merupakan beberapa pertimbangan yang menjadi dasar dalam pemilihan fluida perekah (Montgomery, 2015):

- Aman (*safe*)
Fluida perekah harus membuat rekahan dengan bahaya minimal.
- Ramah Lingkungan (*enviromental friendly*)
Komposisi fluida harus ramah lingkungan sebisa mungkin.
- Pemecah (*breaker*)
Fluida perekah harus dapat memecah batuan dengan viskositas yang tidak begitu besar agar dapat mengalir kembali dan mudah dibersihkan.
- Hemat biaya (*cost effective*)
Fluida perekah harus ekonomis dan tidak sampai memberikan biaya tambahan akibat treatment lanjutan.
- Kesesuaian (*Compatibility*)
Fluida perekah harus tidak memicu reaksi pada formasi dan tidak membuat kerusakan formasi pada kandungan mineral maupun fluida formasi.
- Pembersihan (*cleanup*)
Fluida perekah tidak boleh merusak konduktifitas rekahan (Kf), memicu penyumbatan air dan merubah permeabilitas relatif formasi. Hal ini sangat penting

untuk sumur bertekanan rendah atau sumur yang menghasilkan gas kering.

- Mudah bercampur (*easy to mix*)
Fluida harus mudah bercampur dengan berbagai *additive* dan *chemicals* meski dalam kondisi sulit.
- Sedikit kehilangan cairan (*less fluid loss*)
Fluida harus mampu mengontrol kehilangan cairan, fluida yang idealakan mampu mengontrol kehilangan cairan dengan fleksibel.

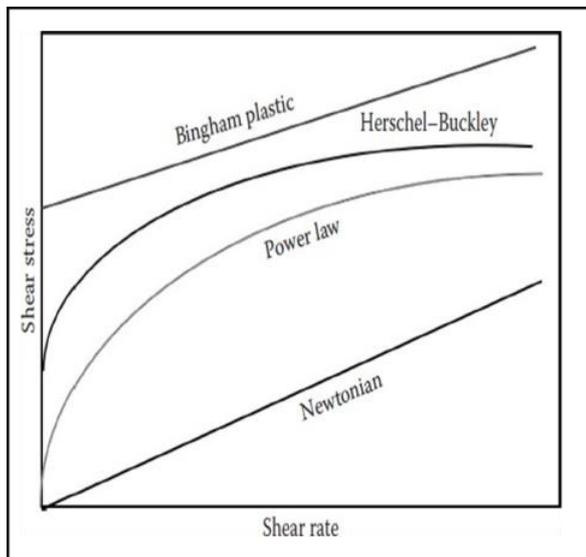
6. Mekanika Fluida Perekahan Hidraulik

Mekanika fluida untuk pekerjaan rekahan hidraulik meliputi *rheology*, kehilangan cairan (*leak-off*) dan hidraulika fluida rekahan.

1) *Rheology* Fluida Perekah

Ada tiga jenis fluida di alam terdiri dari *power law*, *bingham plastic*, dan newtonian berdasarkan hubungan antara tegangan geser (τ) dan laju geser ($\dot{\gamma}$). Fluida non-newtonian, (*bingham plastic* dan *power law*), variasi tegangan geser dan laju geser serta suhu berdampak pada viskositas. Sebaliknya, untuk fluida newtonian atau fluida yang viskositasnya semata-mata dipengaruhi oleh perubahan suhu, memiliki hubungan linier antara tegangan geser dan laju geser (viskositas konstan).

Dapat dilihat pada **Gambar III.13** menampilkan plot dari plot τ vs $\dot{\gamma}$ untuk tiga jenis fluida yang berbeda. Karena cairan hukum kekuatan memiliki viskositas yang dipengaruhi oleh tegangan geser dan laju geser selain suhu, hal ini sesuai untuk digunakan dalam cairan rekah. Viskositas fluida akan naik dengan meningkatnya laju geser.



Gambar III. 13 Harga Fluida Newtonian dan Non-Newtonian tentang Shear rate vs Shear stress (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Pada fluida *power law* berlaku hubungan yang secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\tau = K \gamma'^n \quad (3-22)$$

Keterangan:

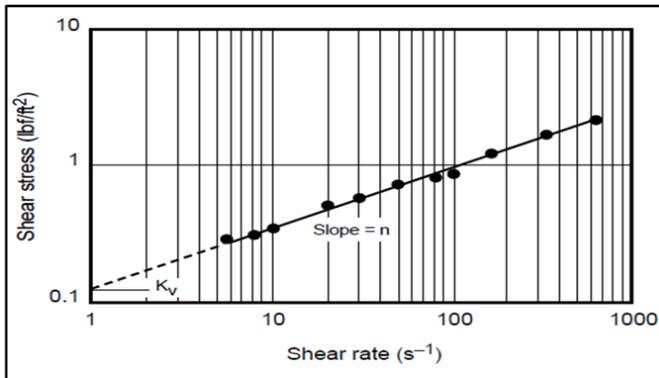
τ = Shear stress, lbf/ft²

K = Consistency index, lbf-secⁿ/ft²

n = Power law index (untuk $n = 1$, maka fluidanya newtonian)

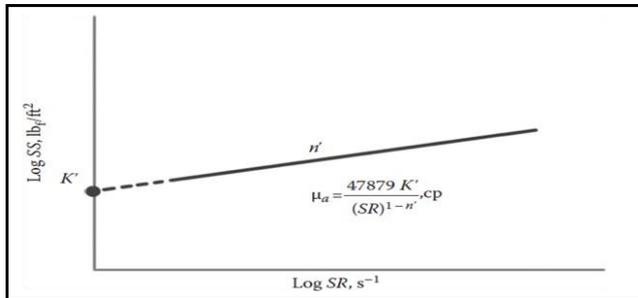
Pada **Gambar III.14** memperlihatkan plot τ (*shear stress*) vs γ' (*shear rate*) dalam skala log-log pada fluida *power law*. Log plot tersebut berlaku hubungan yang secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\log r = \log K + \log \gamma'^n \quad (3-23)$$



Gambar III. 14 Hubungan antara Shear Stress dan Shear Rate Fluida Power Law pada Log-log Plot (Economides, J. M., and Nolte., K.G. 2000)

Viskositas untuk satuan lapangan menggunakan istilah “*apparent viscosity*” atau μ_a . *Apparent viscosity* (μ_a) diilustrasikan pada **Gambar III.14** yang merupakan rasio *shear stress* terhadap *shear rate* sebagai sebuah nilai tertentu pada suatu *shear rate*. Fluida *power law* dengan harga $n < 1$, maka *apparent viscosity* akan berkurang dengan bertambahnya *shear rate*. Harga n merupakan *slope* dari plot log antara *shear stress* dan *shear rate* seperti pada **Gambar III.14**.



Gambar III. 15 Apparent Viscosity Menggunakan Persamaan Power Law (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Berdasarkan informasi dari **Gambar III.15** maka viskositas *apparent* disetiap harga *shear rate* menggunakan alat viscosimeter dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\mu_a = \frac{47,879 K'}{(SR)^{1-n}} \quad (3-24)$$

Keterangan:

$$K' \quad = \text{Consistency index, lbf-sec}^n/\text{ft}^2$$

n' = *Power law index* (untuk $n = 1$, maka fluidanya newtonian)

SR = $\gamma =$ *Shear rate*, sec^{-1}

Fracturing fluids merupakan fluida yang bersifat *power law* yang jika dipengaruhi oleh regim aliran, maka viskositasnya berubah dikarenakan fluidanya sangat sensitif pada temperatur yang tinggi. Temperatur yang tinggi dapat menyebabkan polimer terdegradasi dengan cepat, mengakibatkan penurunan viskositas cairan rekahan. Untuk menentukan suhu operasi polimer yang sesuai, hal ini ditinjau di literatur penyedia jasa (kontraktor).

Konsentrasi bahan proppant yang tersimpan di dalamnya berdampak pada viskositas cairan rekah selain regim aliran dan suhu. Viskositas cairan rekahan akan meningkat dengan meningkatnya konsentrasi proppant.

2) *Fluid Loss (Leak Off)*

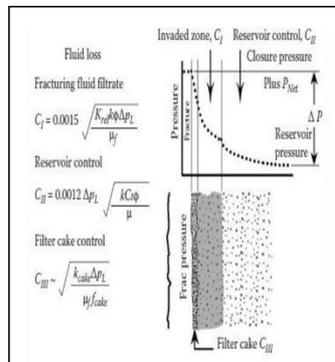
Proses hilangnya cairan perekah selama aktivitas perekahan berlangsung disebut *fluid loss*. Besar kecilnya *fluid loss* perlu untuk dikontrol dengan melakukan desain *fluid loss*. Terdapat dua jenis bentuk istilah yang menjadi variabel dalam desain *fluid loss*, yaitu *fluid loss coefficient*, C dan *spurt loss*, V_{Spurt} . Dalam *fluid loss* juga terdapat *variable* penting lainnya, yaitu *fluid loss height*, H_p . Untuk *spurt loss* pada reservoir dengan permeabilitas rendah harganya mendekati nol.

Penilaian terhadap *leak off* diantaranya ialah dengan parameter *fluid efficiency* (η) dan *fluid loss/leak off coefficient*,

C. Untuk *fluid efficiency* (η) dihitung menggunakan persamaan berikut:

$$\text{Fluid efficiency, } \eta = \frac{\text{Volume rekahan}}{\text{volume fluida pererah yang dipompa}} \quad (3-25)$$

Fluid loss dihitung dengan *fluid loss coefficient*, C , dengan satuan $\text{ft}\sqrt{\text{min}}$ *Fluid loss coefficient*, C , merupakan fungsi dari permeabilitas formasi, tekanan dan temperatur reservoir, sifat fisik fluida formasi (minyak atau gas), viskositas fluida pererah serta karakteristik pembentuk dinding sumur dari fluida pererah. Biasanya harga C berkisar antara 0,0005 sampai 0,01 $\text{ft}\sqrt{\text{min}}$.



Gambar III. 16 Tiga Phenomena dalam Menghitung Total Fluid Loss Coefficient (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Gambar III.16 memperlihatkan tiga parameter atau *phenomena* yang berpengaruh dalam perhitungan *fluid loss*

coefficient, C atau C_T : C_I atau C_v yaitu viskositas filtrat fluida perakah.

- C_{II} atau $C_{compressibility}$ yaitu kompresibilitas dari *movable reservoir fluid*.
- C_{III} atau C_w yaitu karakteristik *wall building*.

Williams, 1979 memperkenalkan perhitungan *fluid loss coefficient total* dengan persamaan berikut:

$$C = C_{tot} = \frac{2C_I C_{II} C_w}{C_I C_w + \sqrt{C_w^2 C_I^2 + 4C_{II}^2 (C_I^2 + C_w^2)}} \quad (3-26)$$

Suatu persamaan yang secara matematis dapat dinyatakan sebagai persamaan berikut dapat digunakan untuk menghitung seberapa besar hilangnya fluida yang masuk ke dalam pori batuan:

$$V = V_s + 2 C_{tot} \sqrt{t} \quad (3-27)$$

Keterangan:

V_s = Laju alir *fluid loss*

C, C_{tot} = *Fluid Loss Coefficient total*, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

C_μ, C_I = Koefisien *fluid loss* efek viskositas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

C_c, C_{II} = Koefisien *fluid loss* efek kompresibilitas, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

C_w, C_{III} = Koefisien *fluid loss* efek *wall building*, $\text{ft}/\text{min}^{1/2}$

3) Hidraulika Fluida Perekah

Perhitungan hidraulik akan berdampak signifikan pada strategi implementasi dalam pekerjaan *hydraulic fracturing*. Berikut bagian dari hidraulik cairan rekah yang akan dibahas.

a. Hilangnya Tekanan Pada Aliran *Fluida Fracturing*

Fluida rekahan di dalam pipa akan mengalami hilangnya tekanan aliran, lubang perforasi dan dampak *tortuosity pressure* selama perjalanannya dari permukaan (pompa) ke dalam formasi batuan. Persamaan dalam menghitung jumlah keseluruhan tekanan gesekan saat rekahan hidraulik adalah sebagai berikut:

$$FPT = \text{Avg surface treating pressure} - \text{ISIP} \quad (3-28)$$

$$\text{ISIP} = \text{BHTP} - \text{Ph} \quad (3-29)$$

$$\text{BHTP} = \text{FG} \times \text{TVD} \quad (3-30)$$

$$\text{FG} = \frac{\text{ISIP} + \text{Ph}}{\text{TVD}} \quad (3-31)$$

Keterangan:

FPT = Total friction pressure, psi

ISIP = Instantaneous shut-in pressure, psi

BHTP = Bottom hole treating pressure, psi

Ph = Tekanan hidrostatik, psi

FG = Fracture gradient, psi

TVD = True vertical depth, ft

b. Kehilangan Tekanan Aliran Dalam Pipa

Jumlah tekanan yang hilang selama aliran fluida *fracturing* di dalam pipa perlu dilakukan perhitungan untuk menentukan tekanan pompa yang diperlukan dan jumlah tekanan bersih dalam formasi. Kehilangan tekanan dalam pipa yang disebabkan oleh pemompaan fluida *fracturing* dapat dihitung dengan menggunakan *rheology* yang dijelaskan di atas. *Reynold Number* harus dihitung terlebih dahulu untuk mengetahui hilangnya tekanan fluida *power* (Guo, Buyon dkk., 2017), yang dapat dilakukan dengan menyelesaikan persamaan matematis berikut:

$$\text{Nre} = \frac{0,249\rho V^{2-n'} D^{n'}}{96^{n'} K F \left[\frac{3n'F+1}{4n'} \right] n' F} \quad (3-32)$$

$$V = 17,17 q^i / D^2 \quad (3-33)$$

Fanning friction faktor (f_f) harus dihitung sebelum menghitung kehilangan tekanan.

Secaramatematis *fanning friction* dapat dituliskan pada persamaan berikut jika aliran laminar ($\text{Nre} < 2100$), maka:

$$f_f = \frac{16}{\text{Nre}} \quad (3-34)$$

Secaramatematis *fanning friction* dapat dituliskan pada persamaan berikut jika aliran turbulen ($\text{Nre} > 2100$), maka:

$$f_f = \frac{(\text{Log}(n') + 2,5) / 50}{\text{Nre}^{(1,4 - \text{Log}(n')) / v}} \quad (3-35)$$

Secaramatematis dapat dituliskan pada persamaan berikut jika fluida *fracturing* kehilangan tekanan aliran di dalam pipa:

$$\Delta P_{f_{\text{pipe}}} = 0,0052 \frac{f_{\text{fp}} \rho L V^2}{D} \quad (3-36)$$

Keterangan:

- Nre = *Reynolds Number*
- ρ = Densitas fluida, lb/ft³
- V = Kecepatan aliran, ft/sec
- D = Diameter pipa, inch
- n' = *Flow behavior index, dimensionless*
- qi = Rate pompa, bbl/min
- K' = Indeks konsistensi, lbf-sec/ft²
- L = Panjang Pipa, in ft

c. Tekanan Aliran Hilang Pada Lubang Perforasi

Fluida perekah beserta kondisinya, ukuran *orifice* serta koefisien *discharge* berpengaruh terhadap hilangnya tekanan pada lubang perforasi. Berikut persamaan untuk menghitung friksi pada perforasi:

$$\Delta P_{\text{perforation}} = 0,237 \rho \frac{\left(\frac{q}{N}\right)^2}{C_d^2 D^4} \quad (3-37)$$

Pada kenyataannya, tidak semua perforasi yang dibuat akan sama dan rekahan mungkin tidak dibentuk dari beberapa perforasi. Dengan ketidakpastian pada *perforation efficiency*, *friksi effective perforation* dapat dihitung dengan persamaan:

$$\Delta P_{\text{perforation}} = k_{\text{perf}} q^2 \quad (3-38)$$

k_{perf} adalah *perforation friction coefficient* yang didapatkan dari *diagnostic test* sebelum perekahan. Menurut (White, J.L., Daniel E.F.,1981) untuk menghitung kehilangan tekanan friksi pada lubang perforasi dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\Delta P_{\text{perforation}} = \frac{Q^2 \gamma}{N^2 D(0,323)} \quad (3-39)$$

Keterangan:

- p = Densitas *slurry*, ppg
- q = Laju alir fluida, bbl/min
- D = Diameter perforasi, inch
- N = *Number of perforation*
- C_d = *Discharge coefficient* (berkisar 0,3-0,95)
- γ = *Specific gravity* fluida perekah

d. *Tortuosity Pressure*

Gesekan tortuositas sekitar lubang sumur merupakan hambatan aliran disekitar lubang sumur yang terhubung dengan medan rekahan yang jauh akibat dari ledakan perforasi, efek ini mirip seperti efek skin pada sumur produksi.

e. *Horse Power Pompa*

Banyaknya gaya dibutuhkan oleh pompa agar mencapai kinerja yang diinginkan dan menggerakkan fluida *fracturing* merupakan *horse power* pompa. Persamaan berikut, yang dapat dinyatakan secara matematis dapat digunakan untuk menentukan harga *horse pompa*:

$$\text{HHP} = \frac{q_i P_{\text{wtr}}}{40,8} \quad (3-40)$$

Keterangan:

HHP = *Hydraulic horse power*, HP

q_i = Laju injeksi fluida, bpm

P_{wtr} = *Wellhead treating pressure*, psi

7. Jenis Fluida Perekah Dasar

Reservoir yang akan distimulasi sangat bervariasi dalam hal suhu, permeabilitas, komposisi batuan serta tekanan pori. Berbagai jenis fluida perekah telah dikembangkan untuk memberikan sifat fluida yang bisa menjadi solusi dari keberagaman tersebut. Berikut gambaran mengenai jenis-jenis fluida perekah.

1) *Water Base Fluid*

Fluida perekah ini memiliki komposisi berbasis air. *Water base fluid* sering dipakai karena mudah didapatkan, mudah pengontrolan dan *lower cost* (hemat biaya). Fluida perekah ini memiliki komposisi lain, diantaranya ialah *clay control agent* dan *friction reducer* sebagai *additive* tambahan. Fluida perekah *water base fluid* memiliki viskositas yang kecil, dimana tidak dapat membuat rekahan yang besar sehingga pengangkutan proppant dilakukan dengan mekanisme utama ialah oleh kecepatan aliran fluida perekah yang sangat tinggi sekitar 60-120 bpm (Montgomery dkk. 2015). Kedua, kekurangannya adalah pada

temperature, semakin tinggi temperature reservoir maka viskositas berubah semakin kecil. Kebanyakan fluida perekah *water base fluid* ditambahkan dengan *polymer* untuk meningkatkan viskositas dan menahan perubahan viskositas akibat pengaruh temperature reservoir. Klasifikasi fluida perekah berbahan dasar air dapat dibagi lagi menjadi beberapa *type* fluida perekah, diantaranya:

a. *Silkwater*

Fluida perekah ini tersusun lebih dari 98% oleh air dan pasir/proppant. Bahan kimia lain (*chemicals* dan *additive*) ditambahkan juga untuk mengurangi gesekan (*friction reducers*), korosi dan pertumbuhan bakteri serta memberikan manfaat lain selama proses stimulasi. Penggunaan *slickwater* sebagai fluida perekah membutuhkan rate pompa injeksi fluida yang tinggi (>60 bpm) agar terbentuk rekahan. Tingginya rate injeksi pompa yang harus digunakan ialah disebabkan oleh viskositas fluida perekah yang kecil, hal ini karena *slickwater* memiliki konsentrasi air yang banyak serta dengan konsentrasi proppant yang kecil.

b. *Liniear Fluids*

Fluida perekah ini memiliki komposisi air, *clay control agent* dan *gelling agent*. Karena agen pembentuk gel ini rentan terhadap pertumbuhan bakteri, *bactericide* atau *biostat* juga ditambahkan. *Chemicals breakers* juga ditambahkan untuk mengurangi kerusakan pada proppant. Beberapa WRA (*water recovery agents*) juga ditambahkan untuk mengurangi *water block effect*. Keuntungan utama dari penggunaan linear gel

adalah rendah biaya, namun dapat meningkatkan viskositas. Kekurangan penggunaan linear gel adalah viskositas yang masih terbilang rendah, sehingga hanya menghasilkan rekahan yang dangkal.

c. *Cross-Linked Fluid*

Cross-linked fluid dikembangkan untuk meningkatkan kinerja *gelling polimers* tanpa menambah konsentrasinya. Komposisi dari *cross-linked fluid* sama seperti linear gel, hanya saja pada fluida perekah *cross-linked* ditambah dengan *cross-linker* sehingga mampu menaikkan viskositas linear gel menjadi dari kurang 50 cp dapat menjadi 100 sampai 1000 cp.

Rate *cross-linked fluids* terbukti sangat efektif pada formasi dengan permeabilitas rendah maupun tinggi. Menurut Gandossi (2015), keuntungan menggunakan cairan *cross-linked fluids* adalah:

- Transportasi proppant lebih efisien.
- *Rheology* fluida tetap stabil pada temperature tinggi 150° C atau 300° F.
- Sedikit kehilangan fluida perekah (*low fluid loss*).
- Memiliki sifat fisik membersihkan yang baik (*good clean-up properties*).
- *Viscoelastic Surfactant Fluid*.

Prinsipnya, cairan ini menggunakan surfaktan dalam kombinasi dengan garam anorganik untuk membuat struktur teratur, yang menghasilkan peningkatan viskositas dan

elastisitas. Fluida ini memiliki *zero-shear* viskositas yang sangat tinggi dan dapat mengangkut proppant dengan beban yang lebih rendah serta tanpa persyaratan viskositas yang sebanding dengan fluida perekah konvensional.

2) Oil Base Fluid

Cairan berbahan dasar minyak, dahulu, biasa digunakan pada masa-masa awal sebagai *fracturing fluid*, terutama karena fluida ini diyakini tidak terlalu merusak formasi yang mengandung minyak bumi daripada fluida yang berbasis air. Cairan rekahan berbasis minyak dapat berupa minyak mentah, minyak mentah gel (*gelled crude oil*) atau minyak sulingan gel (*gelled refined oil*). Pada tahun 1960-an ditemukan garam aluminium karboksilat yang semakin banyak digunakan sebagai penambah viskositas fluida perekah hidrokarbon (Burnhal dkk.,1980).

3) Foam Base Fluid

Foam adalah fluida multifase campuran stabil antara cairan dan gas. Fase cair adalah fase kontinu eksternal, sedangkan gas adalah fase diskontinu internal. Pada *foams* sebagai fluida perekah, air dalam fase cair dan nitrogen (N_2) atau karbon dioksida (CO_2) dalam fase gas. Untuk membuat campuran stabil, dibutuhkan *surface active agent* (surfaktan). Dalam kasus ini dari cairan/fluida berbasis air, proses *foaming* fluida secara signifikan mengurangi jumlah cairan yang kontak bersentuhan dengan formasi. Oleh karena itu, busa bekerja dengan baik dalam hal

penggunaan air yang *sensitive* terhadap formasi. *Foam base fluid* juga termasuk jenis fluida yang umum digunakan.

4) *Emulsion Base Fluid*

Emulsi adalah campuran dari dua fase yang tidak dapat larut seperti air dalam minyak atau sebaliknya. Surfaktan diperlukan untuk menstabilkan sistem emulsi. Umumnya semakin tinggi persentase internal fase, semakin kental sistemnya. *Poliemulsi* adalah jenis emulsi yang paling umum digunakan sebagai fluida pererah yang dibentuk dengan mengemulsi hidrokarbon seperti kondensat atau solar (diesel) dengan air sedemikian rupa sehingga hidrokarbon adalah fase internal. Kerugian utama dari penggunaan *poliemulsi* ialah biaya tinggi, gesekan tinggi dan stabilitas yang buruk pada sumur bersuhu tinggi.

8. Additive dan Chemicals Fluida Perekah

Additive ditambahkan pada fluida pererah berfungsi untuk memodifikasi dan mengontrol sifat fisik fluida. Berbagai macam *additive* yang berfungsi melakukan tindakan khusus dapat dilihat pada **Tabel III-3**.

Tabel III. 3 Jenis Additive Fluida Perekah
(Economides, J. M., and Nolte., K.G. 2000)

Crosslinker	Borate	Titanate	Zirconate	Aluminum
Polymer type	Guar, HPG, CMHPG	Guar, HPG, CMHPG, CMHEC	Guar, HPG, CMHPG, CMHEC	CMHPG, CMHEC
pH range	8-12	3-11	3-11	3-5
Upper temperature limit (°F)	325	325	400	150
Shear degraded	No	Yes	Yes	Yes

Berdasarkan temperatur formasi, fluida perekah dapat ditentukan arahnya melalui Enconomides.

Fungsi Additive Fluida Perekah

Fungsi dari tiap *additive* dalam pencampuran terhadap fluida perekah berbeda-beda. Berbagai fungsi *additive* ditunjukkan pada **Tabel III-4** sebagai berikut:

Tabel III. 4 Fungsi Additive Fluida Perekah (Speight J. G., 2016)

Additive	Fungsi
Gelling Agent	Additive yang mampu memberikan peningkatan terhadap viskositas
Methanol	Menghindari menggumpalnya gel

Additive	Fungsi
Crosslinker	Memberikan kemampuan viskositas pada temperature tinggi
KCL	Clay dapat terlepas dan bermigrasi jika terjadi perubahan pada aliran dari fluida perekah yang menyebabkan rusaknya formasi.
Breaker	Pemecah rantai polymer agar encer kembali saat hendak di flush flowback agar dapat berkerja dengan baik
Biocide	Untuk mencegah pertumbuhan bakteri pada cairan fracture karena dapat mengurangi viskositas dan kemampuan membawa proppant

Perekahan hidraulik dalam pelaksanaannya perlu memperhatikan desain *treatment* yang akan dioperasikan. Desain ini mencakup jumlah volume fluida perekah, jumlah konsentrasi penggunaan proppant dan *pumping schedule* yang sesuai dengan dimensi rekahan dari model yang direncanakan.

Untuk menciptakan permeabilitas yang sangat baik, volume fluida rekahan dan massa proppant yang akan dipergunakan dalam operasi rekahan hidraulik harus diselaraskan dan tetap memperhatikan konsentrasi proppant dengan dimensi

rekahan dari model. Berikut adalah langkah-langkah dalam desain *treatment fracturing* material pada peretakan hidraulik (Guo Boyun, dkk., 2017):

- Asumsikan harga harga x_f (panjang setengah rekahan), q_i (rate injeksi) yang akan dipompakan dan hitung \bar{w} (lebar rekahan) menggunakan model rekahan yang sudah dipilih.
- Berdasarkan *material balance*, jumlah volume yang diinjeksikan adalah total penjumlahan volume rekahkan dengan volume yang keluar saat peretakan:

$$V_{inj} = V_{frac} + V_{Leakoff} \quad (3-41)$$

Untuk parameter pada persamaan diatas didapatkan dengan:

$$V_{inj} = q_i t_i \quad (3-42)$$

$$V_{frac} = A f \bar{w} \quad (3-43)$$

$$V_{Leakoff} = 2 A f r_p K L (C L \sqrt{t_i} + S p) \quad (3-44)$$

Kemudian parameter lain yang perlu dihitung:

$$K L = \frac{1}{2} \left[\frac{6}{3} n + \pi (1 - n) \right] \quad (3-45)$$

$$r_p = \frac{h}{h_f} \quad (3-46)$$

$$A_f = 2 X_f h_f \quad (3-47)$$

$$n = \frac{V_{frac}}{V_{inj}} \quad (3-48)$$

$$V_{pad} = V_{inj} \cdot \epsilon \quad (3-49)$$

Keterangan

V_{inj} = Volume injeksi, ft³

V_{frac} = Volume rekahan, ft³

$V_{Leak\ off}$ = Volume *leak off*, ft³

qi = Rate injeksi, bpm

ti = Waktu injeksi, menit

A_f = Luas area rekahan, ft²

\bar{w} = Lebar rekahan rata-rata, inch

r_p = Rasio tinggi formasi terhadap tinggi rekahan

h = Tinggi formasi produktif

X_f = Panjang rekahan, ft

h_f = Tinggi rekahan, ft

V_{pad} = Volume pad, cuft

H = *Fluid efficiency*, fraksi

$$\varepsilon = \left(\frac{1-y}{1+y}\right) = \text{Fraksi untuk volume pad}$$

- Menghitung konsentrasi proppant dengan persamaan berikut:

$$Cp' = cf \left(\frac{t-tpad}{t_{inj}-tpad}\right)^5 \quad (3-50)$$

Dengan Cf sebagai konsentrasi *final*. Konsentrasi proppant dalam *pound per gallon of added fluid* (ppga) ditunjukkan dengan persamaan berikut:

$$Cp' = \frac{Cp}{1-Cp/\rho_p} \quad (3-51)$$

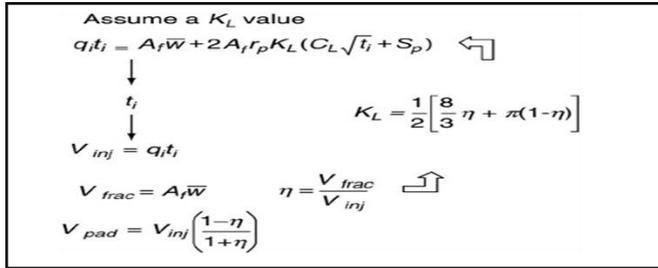
Dengan nilai ε Sebagai berikut:

$$\varepsilon = \frac{1y}{1+y} \quad (3-52)$$

- Memprediksi lebar rekahan yang diisi proppant dengan persamaan:

$$= \frac{Cp}{(1-\phi_p)\rho_p} \quad (3-53)$$

Kemudian berikut ditunjukkan pada **Gambar III.17** sebagai prosedur untuk menentukan nilai t_i (*pumping time*).



Gambar III. 17 Ilustrasi Prosedur Menentukan Harga t_i (Pumping Time) (Guo Boyun dkk., 2017)

Persamaan berikut dapat digunakan untuk menentukan jumlah massa proppant yang harus diinjeksikan ke dalam rekahan:

$$M_p = \bar{c}_p (V_{inj} - V_{pad}) \quad (3-54)$$

Harga \bar{c}_p dapat dicari dengan persamaan:

$$\bar{c}_p = \frac{cf}{1+s} \quad (3-55)$$

Jika massa proppant telah diketahui besarnya, persamaan matematis yang dapat dituliskan dalam persamaan tersebut juga dapat menentukan konsentrasi proppant maksimal dalam suatu rekahan.

$$C_p = \frac{M_p}{2X_{fhf}} \quad (3-56)$$

Keterangan:

C_p = Konsentrasi proppant , lb/ft²

C_f = Konsentrasi proppant *final (end job slurry)*, ppg

t_{pad} = Waktu injeksi fluida pad, menit

t = Waktu kumulatif per penambahan konsentrasi proppant, menit

M_p = Massa proppant, lb

ρ_p = Densitas proppant, ppg

ϕ_p = Porositas proppant, fraksi

Dimana besarnya harga C_f dapat ditentukan dengan persamaan:

$$C_f = (1 - \phi_{proppant}) \rho_{proppant} \quad (3-57)$$

9. *Fold Of Increase (FOI)*

Kenaikan produktivitas sumur sebelum dan setelah dilakukannya operasi *hydraulic fracturing* perlu diketahui dan dianalisa, apakah pelaksanaannya sudah berhasil atau belum. Meningkat atau tidaknya produktivitas dari formasi setelah perekahan dapat ditinjau dengan melihat kenaikan pada nilai FOI.

FOI merupakan nilai perbandingan antara *productivty index* sebelum dan sesudah perekahan dilakukan. Berikut merupakan perkiraan kenaikan *productivty index* dengan menggunakan metode Cinco-ley Samaniego.

a. Metode Cinco-ley Samaniego dan Dominique

Agar dapat menentukan konduktivitas rekahan dan dengan cepat menilai peningkatan produktivitas ganda yang diharapkan (FOI) dalam rekahan hidraulik maka dapat menggunakan teknik yang populer yaitu metode Cinco-ley Samaniego dan Dominique. Pendekatan ini mempertimbangkan panjang rekahan, aliran fluida *steady state*, permeabilitas, konduktivitas dan area pengurasan silinder serta kompleks sumur *cased hole*.

Nilai permeabilitas dan ukuran rekahan sebenarnya tergantung pada konduktivitas rekahan. Di sini, penilaian akan menggunakan *well radius* yang efektif, r_w' . *Well radius* akan meningkat seiring dengan peningkatan produktivitas sumur. Persamaan *Dimensionless fracture conductivity* yaitu:

$$F_{cd} = \frac{w_{kf}}{kX_f} \quad (3-60)$$

Keterangan:

- w = Lebar rekahan, ft
- kf = Permeabilitas proppan, md
- k = Permeabilitas formasi, md
- Xf = Panjang rekahan satu sayap, ft

Harga Fcd Jika lebih besar dari 30 maka termasuk pada jenis *infinite conductivity*, jika kurang dari 30 maka tergolong *finite conductivity* (Hoss Belyadi, 2017). Jika harga konduktifitas pada rekahan berbanding lurus dengan harga Fcd maka konduktivitas pada rekahan memiliki pengaruh yang signifikan terhadap pelaksanaan efektifitas rekahan. Untuk harga *pseudo skin* yang direpresentasikan pada persamaan dibawah ini digunakan untuk menilai tingkat keberhasilan rekah menggunakan grafik pada **Gambar III.18**:

$$s = - \ln \left[\frac{r_w^F}{r_w} \right] \quad (3-61)$$

$$r_w' = r_w - r_w^2 \quad (3-62)$$

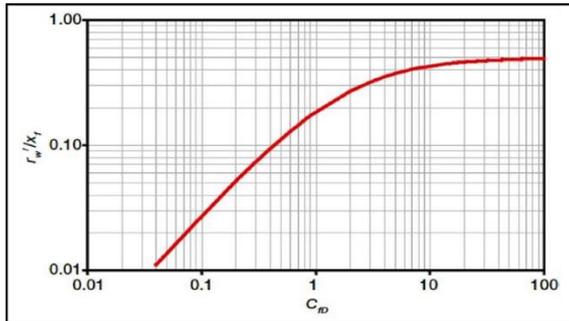
Keterangan:

- S = Faktor skin
- r_w = Well radius, ft

r_w' = Drain radius, ft

Berikut persamaan *folds of increase* (FOI):

$$FOI = \frac{J}{J_0} = \ln \frac{r_e/r_e}{\frac{r_e}{r_w^F+S}} \quad (3-63)$$



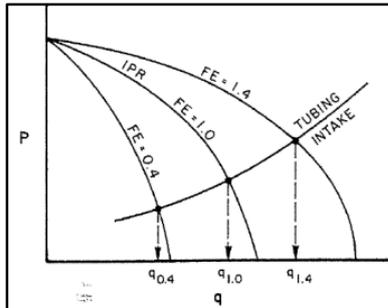
Gambar III. 18 Grafik Hubungan Cinco-ley r_w dan F_{cd}
(Belyadi, H dkk., 2017)

F_{cd} umumnya optimum pada harga 2. Hal tersebut bukan untuk reservoir dengan aliran keseluruhan tetapi hanya untuk aliran formasi fluida *pseudo* radial dan juga berlaku pada perekahan yang lebarnya pendek. Hanya dari segi aliran fluida *pseudo* radial di formasi, bukan untuk aliran keseluruhan di reservoir serta berlaku untuk perekahan yang lebarnya pendek.

Untuk rekahan yang sempit dan panjang biasanya memiliki nilai F_{cd} dengan harga 1.

10. *Inflow Performance Relationship (IPR)*

Penentuan *inflow performance relationship (IPR)* dibutuhkan untuk mengetahui pengaruh rekahan yang terbentuk dan geometrinya dalam *deliverability* sumur. Pengaruh dari geometri terhadap laju alir dapat dilihat untuk optimasi perancangan *hydraulic fracturing*. Dalam hal ini analisa terhadap kenaikan *productivity index* ditinjau berdasarkan kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur atau kelakuan formasi produktif yang digambarkan dalam bentuk kurva IPR.



Gambar III. 19 Rw'/xf vs F_{cd} (Brown, Kermit E., 1984)

Contoh IPR sebelum dan sesudah pelaksanaan *hydraulic fracturing* dapat dilihat pada **Gambar III.19** dimana dari gambar tersebut dapat dilihat kenaikan laju produksi sesudah dilakukannya *hydraulic fracturing*.

BAB IV

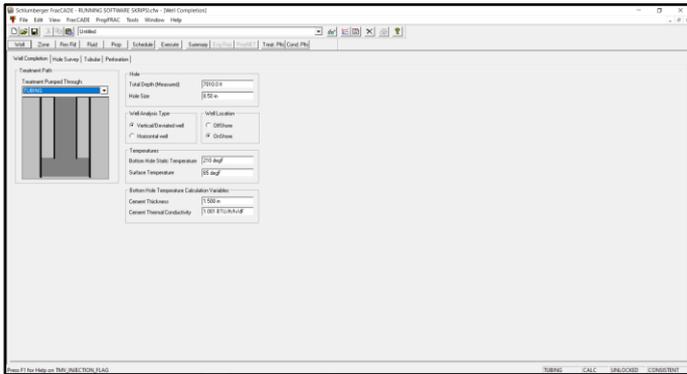
SOFTWARE FRACCADE 7.0

Data-data yang diperlukan untuk dimasukkan ke dalam *software fraccade* terdiri dari data reservoir, data kompleksitas, dan data mekanika batuan. Setelah data-data tersebut telah siap, tahapan selanjutnya adalah input pada *software fraccade*. **Gambar IV.1.** adalah halaman muka *software fraccade 7.0*.



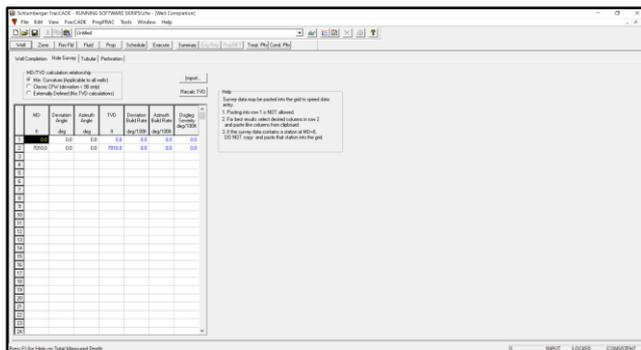
Gambar IV. 1 Halaman Muka *Software Fraccade 7.0*

Lalu buka *tab well*, dan memasukan kedalaman sumur, ukuran lubang bor, jenis sumur, lokasi sumur, temperature reservoir, dan temperature permukaan pada *software* tersebut. Pelaksanaan operasi *hydraulic fracturing* dilakukan melewati *tubing*. Seperti pada **Gambar IV.2.** berikut.



Gambar IV. 2 *Input Well Completion Software Fraccade 7.0*

Selanjutnya adalah memasukkan data pada kolom *hole survey* seperti pada **Gambar IV.3**. *Hole survey* menggambarkan keadaan dari lubang sumur sampai kepermukaan.



Gambar IV. 3 *Input Hole Survey Software Fraccade 7.0*

Tahapan selanjutnya adalah *input data tubular* yaitu memasukkan data ukuran *tubing & grade*-nya serta *grade casing*

& ukuran casing beserta kedalamannya sesuai **Gambar IV.5**. *Grade tubing* dapat dipilih dengan cara klik *tubing look up* lalu memilih *grade tubing* seperti **Gambar IV.4**. Sedangkan, untuk *grade casing* dapat dilakukan dengan cara klik *casing look up*. Dengan memilih kelas *tubing* dan *casing* maka dengan otomatis telah mengisi data *burst*, *tension*, dan juga *collapse* untuk *tubing* dan juga *casing* yang telah dipilih.

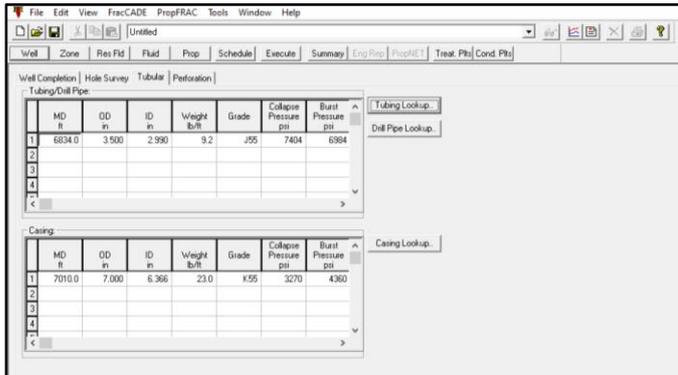
The screenshot shows the 'Tubing Lookup' window. It contains a table with 10 rows of tubing data. The columns are: Index, OD in, ID in, Weight lb/ft, Grade, Collapse Pressure psi, Burst Pressure psi, Thread, and Drift Diameter in. A 'Select OD' list on the right shows various diameters, with 3.500 selected. Buttons for 'Edit Table...', 'Help', 'Cancel', and 'Select' are at the bottom.

	OD in	ID in	Weight lb/ft	Grade	Collapse Pressure psi	Burst Pressure psi	Thread	Drift Diameter in
1	3.500	2.990	9.2	H40	5384	5079	N/A	2.865
2	3.500	2.990	9.2	J55	7404	6984	N/A	2.865
3	3.500	2.990	9.2	C75	10035	9524	N/A	2.865
4	3.500	2.990	9.2	N80	10533	10159	N/A	2.865
5	3.500	2.990	9.2	P105	13047	13334	N/A	2.865
6	3.500	2.990	9.3	H40	5384	5079	N/A	2.865
7	3.500	2.990	9.3	J55	7404	6984	N/A	2.865
8	3.500	2.990	9.3	C75	10035	9524	N/A	2.865
9	3.500	2.990	9.3	N80	10533	10159	N/A	2.865
10	3.500	2.990	9.3	P105	13047	13334	N/A	2.865

Select OD list:

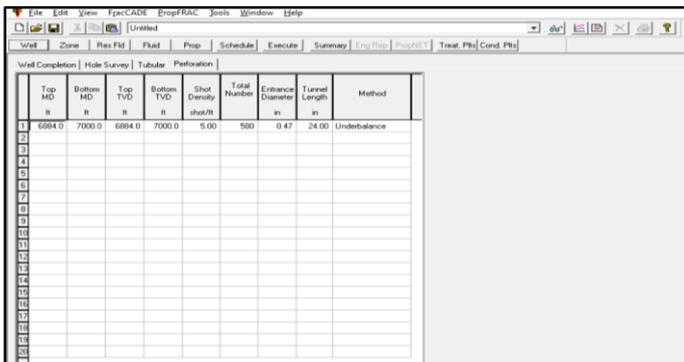
- 7.000
- 5.500
- 5.000
- 4.500
- 4.000
- 3.500
- 2.875
- 2.375
- 2.063
- 1.900
- 1.660
- 1.315
- 1.015

Gambar IV. 4 Tubing Look Up Software Fraccade 7.0



Gambar IV. 5 Input Tubular Software Fraccade 7.0

Selanjutnya adalah memasukkan data perforasi berupa kedalaman perforasi, *shot density* dan juga diameter perforasi sesuai **Gambar IV.6**.



Gambar IV. 6 Input Perforation Software Fraccade 7.0

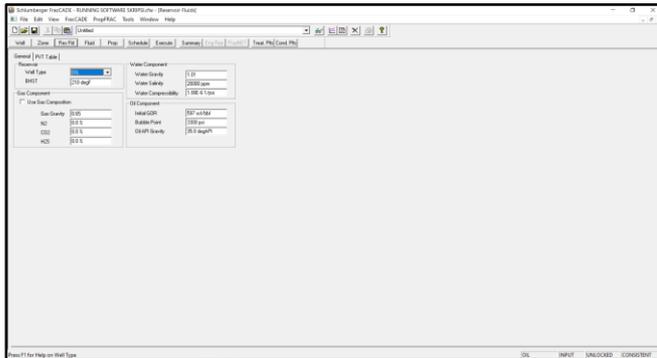
Selanjutnya adalah memasukkan data formasi berupa banyaknya *layer*, kedalaman dan juga memasukkan data geomekanik dari tiap formasi tersebut sesuai **Gambar IV.7**.

The screenshot shows the FracCADE software interface with a data input table. The table has the following columns: Name, Top (TVD), Rock Type, Gross Height (ft), Initial Height (ft), Number of Pore, Porosity, Permeability, Fracture Length, Fracture Width, Fracture Spacing, Fracture Density, Fracture Length, Fracture Width, Fracture Spacing, Fracture Density, Fracture Length, Fracture Width, Fracture Spacing, Fracture Density, Fracture Length, Fracture Width, Fracture Spacing, Fracture Density.

Name	Top (TVD)	Rock Type	Gross Height (ft)	Initial Height (ft)	Number of Pore	Porosity	Permeability	Fracture Length	Fracture Width	Fracture Spacing	Fracture Density	Fracture Length	Fracture Width	Fracture Spacing	Fracture Density	Fracture Length	Fracture Width	Fracture Spacing	Fracture Density
SANDSTONE	8884	CLEAN SANDSTONE	8.2	8.2	40	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8882	CLEAN SANDSTONE	1.6	1.6	8	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8880	CLEAN SANDSTONE	8.6	8.6	20	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8878	CLEAN SANDSTONE	3.3	3.3	17	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8876	CLEAN SANDSTONE	22.8	22.8	178	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8874	CLEAN SANDSTONE	6.6	6.6	30	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8872	CLEAN SANDSTONE	13.1	13.1	60	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8870	CLEAN SANDSTONE	3.3	3.3	17	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8868	CLEAN SANDSTONE	13.1	13.1	60	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
SANDSTONE	8866	CLEAN SANDSTONE	37.7	37.7	188	0.450	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015

Gambar IV. 7 Input Zone Software FracCADE 7.0

Tahapan terakhir adalah input data fluida reservoir berupa salinitas air formasi, jenis sumur minyak, GOR, dan juga tekanan pada saat *bubble point* sesuai **Gambar IV.8**.

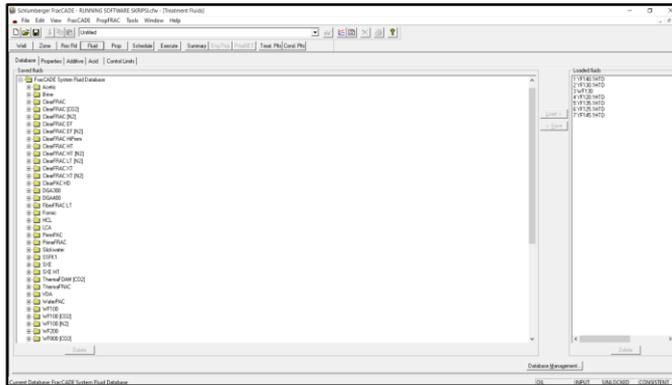


Gambar IV. 8 *Input Reservoir Fluid Software Fraccade 7.0*

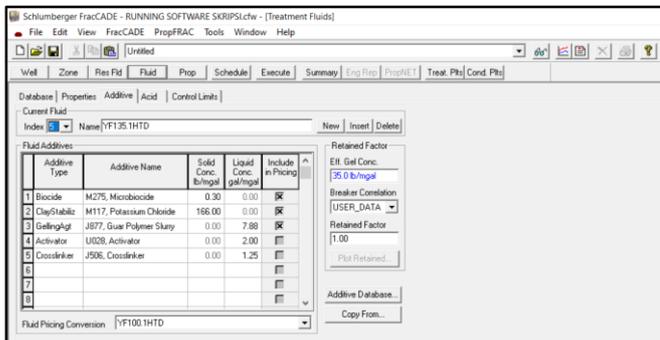
4.1. Penentuan Fluida Perekah

Sumur A sebagai zona produktif yang mengandung reservoir minyak, didominasi oleh batu pasir (*sandstone*), dengan permeabilitas rata-rata sebesar 5.7 mD sehingga termasuk kedalam jenis formasi *tight sand* dengan tekanan reservoir 3100 psia.

Fluida yang diinjeksikan ke sumur A adalah fluida perekah dengan bahan dasar air berjenis *cross-linked borate-based guar* atau disebut juga HPG (*hydroxypropylguar*) sesuai **Gambar IV.9**. Pemilihan fluida perekah dengan menggunakan *cross-linked borate-based guar* atau HPG (*hydroxypropylguar*) dikarenakan harganya yang terjangkau, mudah diaplikasikan serta viskositas yang dihasilkan mampu membawa proppant ke dalam rekahan.



Gambar IV. 9 Penentuan Fluida Perekah pada *Software Fraccade 7.0*



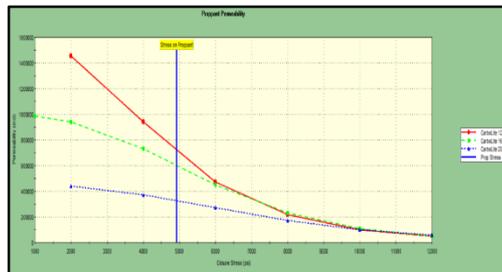
Gambar IV. 10 Pemilihan Additif Fluida Perekah pada *Software Fraccade 7.0*

Digunakan beberapa additif untuk mengoptimalkan kinerja fluida perekah seperti **Gambar IV.10**. *additif* tersebut adalah Biocide, GellingAgt, Activator dan Crosslinker.

4.2. Penentuan Proppant

Penentuan proppant ditentukan berdasarkan ukuran diameter perforasi yang mana ukuran diameter perforasi minimal memiliki nilai 4 kali lebih besar dari diameter proppant. Selain itu harus juga disesuaikan dengan target konduktivitas rekahan yang ingin dicapai.

Proppant yang digunakan adalah jenis Carbolite karena memiliki permeabilitas yang cukup besar yaitu hingga 329186 md dan memiliki kemampuan dalam menahan *closure stress* yang cukup baik sesuai pada **Gambar IV.11.** yang menggambarkan kemampuan beberapa proppant dalam menahan *closure stress*.



Gambar IV. 11 Grafik Permeabilitas Berbagai Ukuran dari Carbolite Proppant (Simulator)

Dapat dilihat dari **Gambar IV.11** garis warna biru vertikal merupakan proppant stress yaitu kemampuan proppant untuk menahan *closure stress* dari formasi.

BAB V

PENGGUNAAN SOFTWARE FRACCADE PADA PERENCANAAN HYDRAULIC FRACTURING

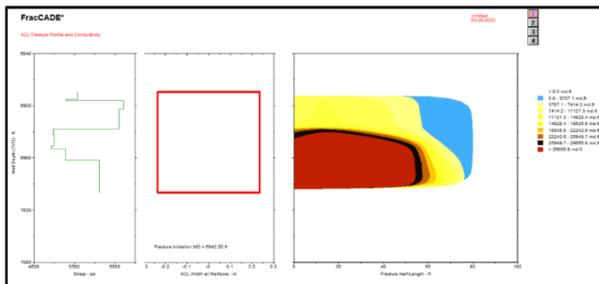
Perencanaan perekahan dihitung dengan menggunakan simulator bertujuan untuk mendapatkan 2D modelling dari stimulasi *hydraulic fracturing*.

Tabel V. 1 Perhitungan Pumping Time Schedule Sumur
(Simulator)

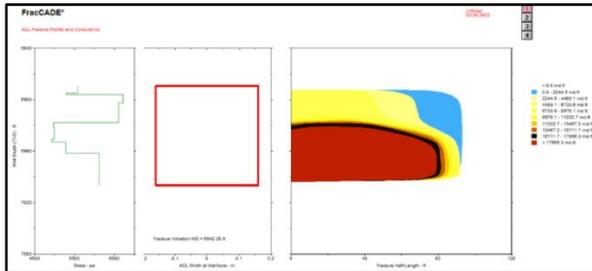
Step Name	Pump Rate, bbl/min	Fluid Volume, gal	Proppant Type	Prop. Conc., PPA	Propp. Mass, lb	Slurry Volume, gal	Pump Time, min
PAD	20	1350	C-All Size	0	0	1350	1.6
1.5 PPA	20	840	C-All Size	1.5	1260	897.7	1.1
2.5 PPA	20	840	C-All Size	2.5	2100	936.2	1.1
3.5 PPA	20	840	C-All Size	3.5	2940	974.7	1.2
4.5 PPA	20	840	C-All Size	4.5	3780	1013.2	1.2
5.5 PPA	20	840	C-All Size	5.5	4620	1051.7	1.3
6.5 PPA	20	840	C-All Size	6.5	5460	1090.2	1.3
7.5 PPA	20	3300	C-All Size	7.5	24750	4434.1	5.3
Flush	20	840	C-All Size	0	0	840	1.0

Data tambahan penting yang perlu dimasukkan kedalam simulator adalah data *treatment scheduling*. Pada bagian ini, *schedule* pemompaan beserta dengan penambahan proppant tiap stage dibuat mendekati dengan hasil perhitungan manual.

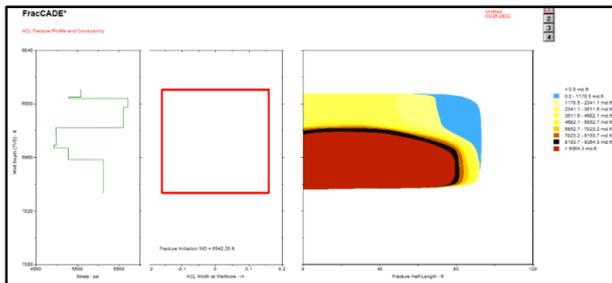
Setelah melakukan *treatment scheduling* yang sama pada keseluruhan skenario YF135.1HTD, viskositas sebesar 245.429 cp dikombinasikan dengan proppant jenis Carbolite berukuran 20/40 Mesh, 16/20 Mesh, 12/18 Mesh , Hasil perekahan menggunakan simulator ditunjukkan oleh **Gambar V.1.** sampai **Gambar V.3.** berikut.



Gambar V. 1 Hasil Geometri Rekahan Stimulasi Sumur “FN-4” Fluida YF135.1HTD dengan 12/18 Mesh C-Lite



Gambar V. 2 Hasil Geometri Rekahan Stimulasi Sumur “FN-4” Fluida YF135.1HTD dengan 16/20 Mesh C-Lite



Gambar V. 3 Hasil Geometri Rekahan Stimulasi Sumur “FN-4” Fluida YF135.1HTD dengan 20/40 Mesh C-Lite

Gambar V.1. sampai **Gambar V.3.** menghasilkan geometri rekahan dengan skenario pilihan fluida pererah YF135.1HTD dengan ukuran Mesh masing-masing sebesar 12/18, 16/20, dan 20/40 Mesh C-Lite, hasilnya memberikan panjang rekahan sebesar 65.2 ft, 87.2 ft, dan 87.2 ft dengan konduktivitas masing-masing sebesar 28862 md.ft, 17044 md.ft dan 9016 md.ft.

BAB VI

PERENCANAAN SIMULASI

Perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* pada sumur “FN-04” dilatarbelakangi oleh rendahnya permeabilitas sebesar 5,7 mD dan kecilnya indeks produktivitas sebesar 1,3 yang mengakibatkan laju produksi menjadi kecil sebesar 31 bopd. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, maka akan dilakukan beberapa skenario terbaik untuk meningkatkan produktivitas sumur pada saat merancang *hydraulic fracturing*.

Desain geometri rekahan *hydraulic fracturing* dilakukan menggunakan metode KGD (Kristianovich, Geerstma, and De Klerk) 2D dengan alasan reservoir pada sumur ini memiliki tinggi rekahan yang lebih besar dibandingkan panjang rekahannya (reservoir yang tebal) yaitu sebesar 116 ft sehingga kondisi ini sangat tepat dengan zona prospek yang akan dilakukan *hydraulic fracturing*. Dari hasil geometri rekahan dengan menggunakan software FracCade didapatkan beberapa parameter berupa panjang rekahan sebesar 65,2 ft, lebar rekahan rata-rata sebesar 0,251 inch, dan juga konduktivitas efektif dari rekahan sebesar 28862 md.ft. Setelah mendapatkan hasil berupa geometri rekahan, selanjutnya menentukan proppant dan fluida perekah.

Untuk pemilihan proppant perlu dipertimbangkan juga jenis proppant yang mampu menahan *closure pressure* sebesar 4191 psi dan tekanan *overburden* sebesar 1,1 psi/ft pada reservoir

tersebut. Sehingga proppant yang digunakan berjenis ceramic dengan ukuran 12/18 Mesh, 16/20 Mesh dan 20/40 Mesh. Alasan penggunaan proppant jenis *ceramic* ini yaitu karena dapat memberikan tahanan yang baik terhadap adanya *crushed effect* dari *closure pressure*. Pada proppant jenis *ceramic* sendiri memiliki *resistence* atau ketahanan terhadap *closure pressure* sebesar 10.000 psi. Selain itu proppant jenis ini memiliki ukuran *roundness* dan *sphericity* (keseragaman setiap butir proppant) yang baik yaitu 0,90 sehingga mampu menahan stress di formasi. Untuk total massa proppant yang digunakan dalam kegiatan *hydraulic fracturing* ini sebesar 2174 lbs. Dari hasil simulasi software FracCADE menggunakan proppant berjenis *ceramic* dengan kombinasi berbagai ukuran 12/18 mesh, 16/20 mesh dan 20/40 mesh menghasilkan peningkatan konduktivitas rekahan yang berbeda dimana pada ukuran 12/18 mesh terjadi peningkatan produktivitas rekahan yang lebih besar dibanding yang lain yaitu sebesar 28862 md.ft, sedangkan untuk ukuran 16/20 mesh dan 20/40 mesh secara berturut-turut menghasilkan peningkatan konduktivitas rekahan sebesar 17044 md.ft dan 9016 md.ft. Maka dalam penentuan proppant pada perencanaan ini digunakan ukuran 12/18 mesh.

Sebagai salah satu aspek yang paling penting dalam kegiatan *hydraulic fracturing*, desain fluida merupakan hal yang sangat krusial dalam keberhasilan serta optimumnya hasil yang diberikan. *Fracturing fluid* dalam penelitian ini berfokus pada jenis fluida perekah dengan bahan dasar air (*waterbased fluid*)

yang dikembangkan dan banyak digunakan karena murah, mudah didapatkan serta aplikasinya yang tergolong praktis di lapangan. Fluida perekah dengan bahan dasar air memiliki viskositas rendah, sehingga hanya mampu menghasilkan konduktivitas yang rendah dari hasil perekahan yang dilakukan. Seiring dengan berkembangnya fluida perekah dengan bahan dasar air sampai pada ditemukannya *gelling agent*, serta *cross-link agent* yang merupakan additive yang mampu memberikan peningkatan nilai viskositas. Pentingnya viskositas pada fluida perekah disebabkan karena dapat memberikan hasil rekahan yang optimal pada formasi dibandingkan dengan viskositas yang rendah, tingginya viskositas fluida perekah juga mampu menghasilkan konduktivitas yang besar serta kemampuan mentransportasikan proppant yang lebih baik. Untuk pemilihan fluida perekah pada sumur ini dipilih berdasarkan dari temperature reservoir sebesar 210°F. Fluida perekah yang digunakan pada perencanaan ini yaitu fluida perekah YF135.1HTD dengan viskositas sebesar 245,42 cp. Alasan penggunaan fluida perekah YF dikarenakan fluida tersebut berjenis *crosslinker*. *Crosslinker* merupakan kemampuan suatu fluida untuk tahan pada temperatur yang tinggi. *Crosslinker* sendiri mampu menahan temperatur reservoir sampai dengan 325°F.

Pelaksanaan *main fracturing* dari *hydraulic fracturing* sumur “FN-04” dilakukan dengan 8 *stage* dengan total waktu injeksi sebesar 17 menit, *rate* pemompaan konstan sebesar 20 bpm dan tekanan injeksi permukaan 4811 psi terhadap berbagai

ukuran proppant. Tahap pertama ialah Pad stage, yaitu memompakan fluida perekah sebanyak 1176 gallon fluida perekah tanpa menggunakan proppant yang bertujuan untuk membukarekahan diawal yang cukup agar pada stage berikutnya dapat mentransportasikan proppant ke rekahan yang terbentuk. Pada *stage* 1 hingga 7 dipompakan fluida perekah beserta proppant dengan penambahan konsentrasi 1 PPG pada setiap *stage* hingga pada *stage* ke-7 dengan total volume sebesar 13104 gallon. Tahap akhir berada pada *stage* 8, yaitu menginjeksikan flush dengan total volume sebesar 2848 gallon untuk membersihkan lubang sumur dan mendesak *slurry* untuk masuk ke formasi.

Hasil analisa peningkatan *performance* setelah perekahan sebagai pembanding konduktivitas rekahan, maka permeabilitas setelah rekahan dan permeabilitas rata-rata perlu dihitung menggunakan metode Howard dan Fast. Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan didapatkan adanya peningkatan harga permeabilitas setelah perekahan dengan menggunakan fluida perekah YF135.1HTD berjenis crosslinker yaitu 253,44 mD. Sedangkan, untuk permeabilitas rata-rata adalah 12,09 mD (semula bernilai 5,7 mD). Selain perhitungan konduktivitas rekahan dan permeabilitas formasi setelah perekahan dihitung juga harga perbandingan *productivity index* sebelum dan sesudah perekahan dengan metode Cinco-Ley Samaniego. Hasil perhitungan menggunakan metode Cinco-Ley Samaniego mendapatkan nilai J/Jo yaitu 2,01. Selanjutnya adalah

menentukan laju produksi setelah operasi perekahan dengan menggunakan *Inflow Performance Relationship* (IPR). Semula rate produksi sumur adalah 31 bopd dan setelah perekahan menggunakan fluida perekah YF135.1HTD berjenis *crosslinker* menghasilkan laju produksi yaitu 133 bopd. Sehingga dapat dikatakan perencanaan *hydraulic fracturing* pada sumur “FN-04” berhasil. Berdasarkan hasil pembahasan dalam melakukan perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* pada sumur “FN-04” didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Desain geometri rekahan dilakukan dengan metode KGD 2D, didapatkan panjang rekahan sebesar 65,2 ft dengan tinggi rekahan sebesar 116 ft dan konduktifitas rekahan sebesar 28862 md.ft.
2. Proppant yang digunakan berjenis ceramic tipe Carbolite dengan ukuran proppant 12/18 Mesh. Untuk total massa proppant yang digunakan sebesar 2174 lbs.
3. Fluida perekah yang digunakan adalah YF135.1HTD berjenis *crosslinker* dengan total volume sebesar 13104 gallon
4. Perhitungan tekanan injeksi di permukaan sebesar 4811 psi dengan rate pemompaan sebesar 20 bpm dan waktu pemompaan selama 17 menit.
5. Prediksi peningkatan *performance* dikatakan berhasil karena terjadi kenaikan permeabilitas rata-rata dari 5,7 mD menjadi 12,09 mD, indeks produktivitas dari 1,3 menjadi 2,01, dan laju produksi dari 31 bopd menjadi 133 bopd.

DAFTAR PUSTAKA

1. Azad, M., Ghaedi, M., Farasat, A., Parvizi, H., & Aghaei, H. (2022). Case study of hydraulic fracturing in an offshore carbonate oil reservoir. *Petroleum Research*, 7(4), 419–429. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.12.009>
2. Dontsov, E. V., & Peirce, A. P. (2015). Proppant transport in hydraulic fracturing: Crack tip screen-out in KGD and P3D models. *International Journal of Solids and Structures*, 63, 206–218. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2015.02.051>
3. Feng, F., Wang, X., Guo, B., & Ai, C. (2017). Mathematical model of fracture complexity indicator in multistage hydraulic fracturing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 38, 39–49. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.12.012>
4. Geri, M. B., Ellafi, A., Flori, R., Belhaj, A., & Alkamil, E. H. K. (2019). New opportunities and challenges to discover and develop unconventional plays in the Middle East and North Africa: Critical review. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019*. <https://doi.org/10.2118/197271-MS>
5. Kolawole, O., Esmaeilpour, S., Hunkey, R., Saleh, L., Ali-Alhaj, H. K., & Marghani, M. (2019). Optimization of hydraulic fracturing design in unconventional formations:

- Impact of treatment parameters. Society of Petroleum Engineers - SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference 2019, KOGS 2019. <https://doi.org/10.2118/198031-ms>
6. Marongiu-porcu, M., Retnanto, A., Texas, A., & Michael, J. (2014). Spe 168634. February, 4–6.
 7. Montgomery, C. T., Smith, M. B., An, Z., Klein, H. H., Strobel, W., & Myers, R. R. (2020). Utilizing discrete fracture modeling and microproppant to predict and sustain production improvements in micro darcy rock. Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition 2020, HFTC 2020, 1–23. <https://doi.org/10.2118/199741-ms>
 8. Pooniwala, S. A., Franquet, J. A., Onafowokan, A. O., & Erickson, D. R. (2017). First unconventional onshore proppant fracturing treatment in UAE - Not an easy one. Society of Petroleum Engineers - SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2017, 2017-January. <https://doi.org/10.2118/188284-ms>
 9. Rafiee, M., Soliman, M. Y., & Pirayesh, E. (2012). Hydraulic fracturing design and optimization: A modification to zipper frac. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4(2008), 3359–3374. <https://doi.org/10.2118/159786-ms>
 10. Saldungaray, P., Palisch, T., & Shelley, R. (2013). Hydraulic fracturing critical design parameters in unconventional reservoirs. Society of Petroleum Engineers - SPE Middle

- East Unconventional Gas Conference and Exhibition 2013, UGAS 2013 - Unconventional and Tight Gas: Bridging the Gaps for Sustainable Economic Development, 855–867. <https://doi.org/10.2118/164043-ms>
11. Shahkarami, A., Wang, G., & Belyadi, H. (2017). Performance forecast and optimization workflow for horizontal wells: A case study on utica-point pleasant shale play. SPE Eastern Regional Meeting, 2017-Octob. <https://doi.org/10.2118/187511-ms>
 12. Shel, E., Paderin, G., Kazakov, E., Sayfutdinov, E., Gaynetdinov, R., Uchuev, R., Mukhametov, A., & Prutsakov, A. (2020). Technological and economical optimization of a hydraulic fracturing design: Choice of proppant, liquid and pump schedule. Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Hydraulic Fracturing in Russia. Experience and Prospects 2020. <https://doi.org/10.2118/203888-ms>
 13. Suboyin, A., Rahman, M. M., & Haroun, M. (2020). Hydraulic fracturing design considerations, water management challenges and insights for Middle Eastern shale gas reservoirs. Energy Reports, 6, 745–760. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.03.017>
 14. Terracina, J. M., Turner, J. M., Collins, D. H., & Spillars, S. E. (2010). Proppant selection and its effect on the results of fracturing treatments performed in shale formations. Proceedings - SPE Annual Technical Conference and

- Exhibition, 6, 5092–5108. <https://doi.org/10.2118/135502-ms>
15. Wheeler, D., MacGregor, M., Atherton, F., Christmas, K., Dalton, S., Dusseault, M., Gagnon, G., Hayes, B., MacIntosh, C., Mauro, I., & Ritcey, R. (2015). Hydraulic fracturing - Integrating public participation with an independent review of the risks and benefits. *Energy Policy*, 85, 299–308. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.008>
 16. White, J. L., & Daniel, E. F. (1981). Key Factors in Mhf Design. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 33(8), 1501–1512. <https://doi.org/10.2118/9065-PA>
 17. Yousefzadeh, A., Li, Q., Virues, C., & Aguilera, R. (2017). Comparison of PKN, KGD, Pseudo3D, and diffusivity models for hydraulic fracturing of the horn river basin shale gas formations using microseismic data. *Society of Petroleum Engineers - SPE Unconventional Resources Conference 2017*, 585–600. <https://doi.org/10.2118/185057-ms>
 18. Zhang, J., Alberty, M., & Blangy, J. P. (2016). A semi-analytical solution for estimating the fracture width in wellbore strengthening applications. *Society of Petroleum Engineers - SPE Deepwater Drilling and Completions Conference*. <https://doi.org/10.2118/180296-ms>

BIOGRAFI PENULIS



Prof. Dr. Ir. Drs. Herianto, MT merupakan dosen tetap yang mengajar di Program Studi S1 dan S2 Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau merupakan lulusan S1 Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta dan S1 Filsafat, Universitas Gadjah Mada. Lalu melanjutkan pendidikan S2 Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung dan menyelesaikan pendidikan Doktor di Universitas Teknologi Malaysia pada tahun 2008.



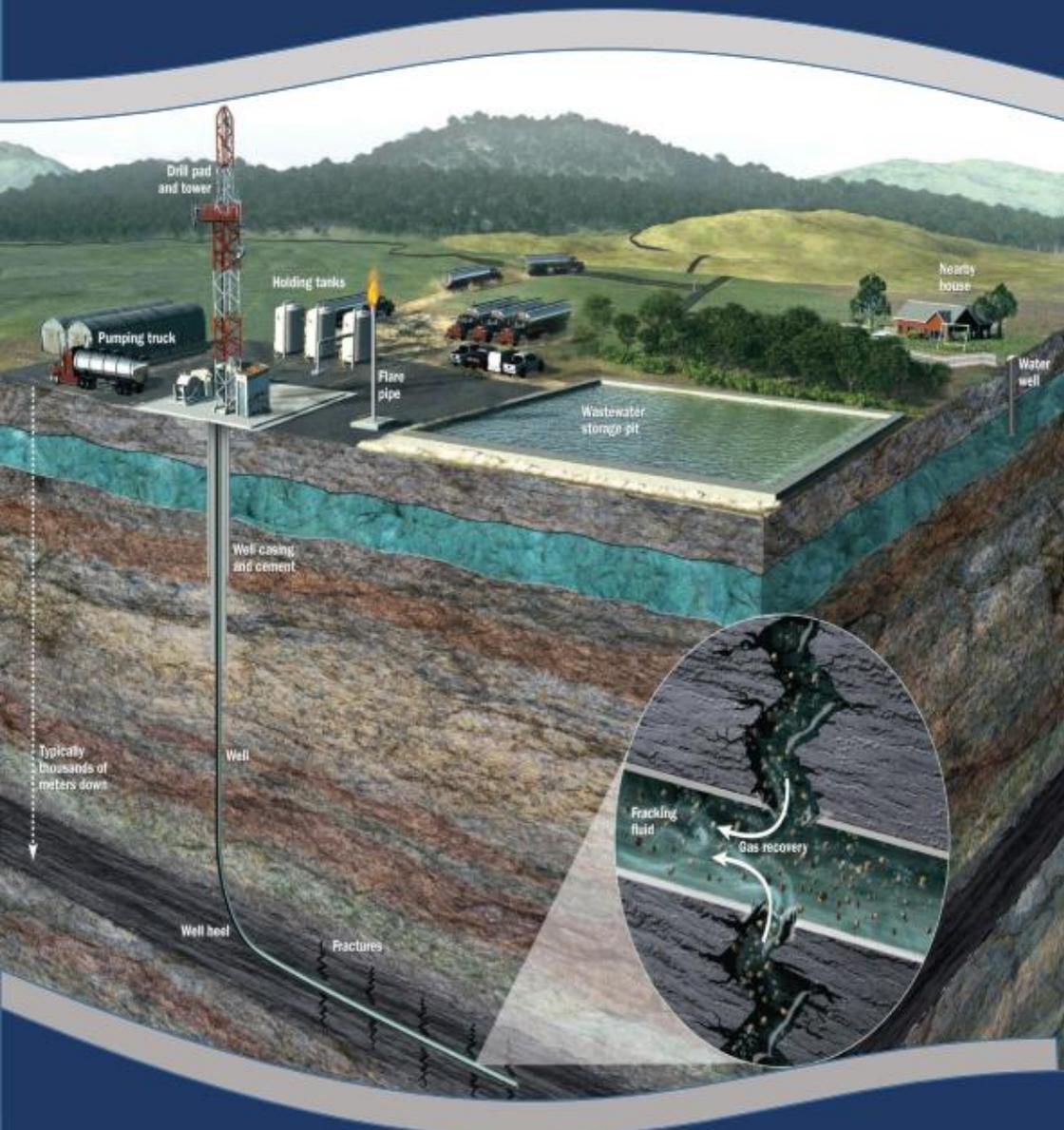
Dr. Ir. Dyah Rini Ratnaningsih, MT, merupakan dosen dari Jurusan Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta. Beliau mengajar di Prodi Sarjana dan Magister Teknik Perminyakan, tidak hanya itu, beliau juga menjadi salah satu dosen di Magister Teknik Geologi, UPNVY. Selain mengajar beliau juga melakukan beberapa penelitian dan pengabdian kepada masyarakat. Pendidikan sarjana ditempuh di

Jurusan Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta, kemudian melanjutkan Program Magister dan Doktor di Institut Teknologi Bandung.



Siti Umiyatun Choiriah, lahir di Semarang, 10 Oktober 1963. Latar belakang Pendidikan: S1 (1983-Geologi UPN “Veteran” Yogyakarta), S2 (1997-Geologi Institut Teknologi Bandung) dan S3 92017-Geologi UPN “Veteran” Yogyakarta. Pengalaman Penelitian: Penelitian biostratigrafi dan mikropaleontologi (foraminifera dan nannoplankton) di Zona Pegunungan Selatan, Zona Kendeng dan Zona Rembang. Memiliki Hak cipta Karya Seni pada motif kain Batik Gelombang Seismic Bumi, Batik Teloo, Batik Paleontologi.

6.



ISBN 978-623-389-216-2



9 786233 892162