

PERENCANAAN SIMULASI HYDRAULIC FRACTURING DENGAN MEMPERTIMBANGKAN KERUSAKAN FORMASI YANG DITIMBULKAN OLEH FLUIDA PEREKAKAH

Mia Ferian H., S.T., M.T.

Ir. Bambang Bintarto, M.T.

Dewi Asmorowati, S.T., M.Eng

Fanata Yuda N., S.T., M.T.

Brian Tony, S.T., M.T.

Damar Nandiwardhana, S.T., M.T.



**Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat
Universitas Pembangunan Nasional "Veteran"
Yogyakarta
2024**

**PERENCANAAN STIMULASI HYDRAULIC FRACTURING
DENGAN MEMPERTIMBANGAN KERUSAKAN FORMASI
YANG DITIMBULKAN OLEH FLUIDA PEREKAH**

Penulis:

Mia Ferian Helmy, S.T., M.T.

Ir. Bambang Bintarto, M.T.

Dewi Asmorowati, S.T., M.Eng.

Fanata Yudha N., S.T., M.T.

Brian Tony, S.T., M.T.

Damar Nandiwardhana, S.T., M.T.

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
2024

**PERENCANAAN STIMULASI HYDRAULIC FRACTURING
DENGAN MEMPERTIMBANGAN KERUSAKAN FORMASI
YANG DITIMBULKAN OLEH FLUIDA PEREKAH**

Tim Penulis:

Mia Ferian Helmy
Bambang Bintarto
Dewi Asmorowati
Fanata Yudha Nugraha
Brian Tony
Damar Nandiwardhana

Editor:

Dian Indri Astuti

Penyunting:

Ega Dimas

Desain Sampul dan Tata Letak:

Penerbit LPPM UPN “Veteran” Yogyakarta

Cetak Pertama: 2024

ISBN: 978-623-389-344-2



Dicetak dan Diterbitkan oleh:

Lembaga Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat,
Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara), Condongcatur , Yogyakarta, 55283
Telp. (0274) 486188,486733, Fax. (0274) 486400

Hak cipta dilindungi undang-undang.

Dilarang memperbanyak karya tulis ini dalam bentuk dan dengan cara apapun tanpa ijin tertulis dari penerbit.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kami panjatkan ke hadirat Allah SWT, yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya sehingga buku dengan judul “Perencanaan Stimulasi *Hydraulic Fracturing* dengan Mempertimbangan Kerusakan Formasi yang Ditimbulkan Oleh Fluida Perekah” dapat dicetak dan diterbitkan.

Buku ini merupakan salah satu hasil luaran dari penelitian yang telah dilakukan oleh tim penulis. Buku ini dapat menjadi referensi yang mencakup informasi terkait stimulasi *hydarulic fracturing* yang terdiri dari simulasi perekahan, model rekahan, fluida perekah, dan efek *skin*.

Tim penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan buku ini. Kritik dan saran sangat diharapkan oleh tim penulis dalam rangka perbaikan di masa yang akan datang. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat bagi sivitsas akademika, dosen, mahasiswa dan masyarakat di masa sekarang maupun yang akan datang.

Hormat Kami

Tim Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	ix
BAB I PENDAHULUAN	1
BAB II PERENCANAAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>.....	6
2.1 Geometri Rekahan.....	6
2.1.1 Model Dua Dimensi (<i>2D Model</i>)	6
2.1.2 Model 3 Dimensi (<i>3D model</i>)	9
2.2 Tekanan Perekahan	10
2.3 <i>Proppant</i>	11
2.3.1 Konduktivitas <i>Proppant</i>	12
2.3.2 Sifat Fisik <i>Proppant</i>	13
2.3.3 Jenis-Jenis <i>Proppant</i>	19
2.3.4 Pemilihan dan Transportasi <i>Proppant</i>	20
2.4 Fluida Perekah.....	22
2.4.1 Mekanika Fluida Perekahan Hidraulik	24
2.4.2 Jenis Fluida Perekah Dasar	33
2.4.3 Additive dan Chemicals Fluida Perekah	35
BAB III KERUSAKAN FORMASI AKIBAT <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	41
3.1 Residu	41
3.2 Interaksi Mineral Lempung dengan Fluida Perekah	42
3.3 Masalah Mekanikal <i>Proppant</i>	45

BAB IV PERENCANAAN <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	
MENGGUNAKAN <i>SIMULATOR</i>	51
4.1 Pengenalan <i>Software FracCADE</i>	51
4.1.1 Memasukkan Data-data (General Input)	51
4.1.2 ProFrac Placement	53
4.1.3 Data Hasil Perhitungan (Output Data).....	53
4.2 Perencanaan <i>Hydraulic Fracturing</i> Menggunakan	
Simulator	53
4.2.1 Persiapan Data Awal	54
4.2.2 Perencanaan Simulasi Hydraulic Fracturing.....	55
4.2.2 Prediksi Peningkatan Produksi setelah Perekahan63	
DAFTAR PUSTAKA	66

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Prediksi Geometri Rekahan P3D Model (Guo Boyun dkk., 2017)	9
Gambar 2.2	Prediksi Geometri Rekahan P3D Models Type Lumped Parameter Model (Belyadi H. dkk., 2017)	10
Gambar 2.3	Piramida Konduktivitas Jenis-jenis <i>Proppant</i> (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)	13
Gambar 2.4	Fracture Clossure Stress vs Conductivity (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)	16
Gambar 2.5	Karakteristik <i>proppant</i> berdasarkan roundness dan sphericity (Guo Boyun dkk., 2017)	18
Gambar 2.6	Jenis-jenis <i>proppant</i> dengan ukuran 20/40 mesh (Guo Buyon dkk., 2017)	19
Gambar 2.7	Ilustrasi penempatan <i>proppant</i> (Guo Boyun dkk., 2017)	22
Gambar 2.8	Hubungan antara shear stress dan shear rate fluida power law pada log-log plot (Economides, J. M., and Nolte., K.G. 2000)	26
Gambar 2.9	Apparent viscosity menggunakan persamaan power law (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015).....	27
Gambar 4.1	Perbandingan Proppant Permeability vs Clossure Pressure (Software).....	60

Gambar 4.2 Hasil Geometri Rekahan Simulasi Fluida YF135.1HTD dengan 16/20 Mesh Carbolite.....	62
Gambar 4.3 Grafik Hubungan Cinco-Ley rw dan FCD	65

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Karakteristik proppant berdasarkan densitas dan closure pressure (Campos, V. P. P. dkk., 2018).....	19
Tabel 4.1 Kebutuhan Data Simulasi Hydraulic Fracturing.....	54
Tabel 4.2 Karakteristik Jenis Fluida Perekah Crosslinker (Economides & Nolte, 2000).....	57
Tabel 4.3 Fracture Fluid Properties YF135.1HTD (Software)	58
Tabel 4.4 Additive Fluida Perekah (Software).....	58
Tabel 4.5 Data Tekanan Formasi	59
Tabel 4.6 Proppant Carbolite Properties (Software).....	61
Tabel 4.7 Pumping Time Schedule Fluida YF135.1HTD (Simulator)	61

BAB I PENDAHULUAN

Kemampuan suatu sumur untuk mengalirkan fluida produksi sangat dipengaruhi oleh kondisi reservoir, salah satunya adalah porositas dan permeabilitas reservoir. Pada praktik di lapangan porositas dan permeabilitas reservoir tidak selalu memiliki nilai yang cukup besar untuk mampu mengalirkan fluida produksi ke dalam lubang sumur. Kecilnya nilai porositas dan permeabilitas dapat diakibatkan oleh beberapa faktor. Deformasi batuan yang kemudian menyebabkan *subsidence* sangat berpengaruh terhadap variabel reservoir seperti penurunan porositas dan permeabilitas. Selain itu, penggunaan fluida pada proses pemboran atau *workover* dapat mengakibatkan invasi fluida tersebut ke formasi sehingga dapat menimbulkan kerusakan formasi (*formation damage*) yang berupa perubahan atau penurunan nilai porositas dan permeabilitas.

Ketika kinerja suatu reservoir dalam mengalirkan fluida produksi mengalami penurunan oleh karena kecilnya nilai porositas dan permeabilitas, maka target produksi yang telah direncanakan tidak dapat tercapai. Oleh karena itu diperlukan upaya untuk perbaikan reservoir/formasi dalam rangka peningkatan produktivitas sumur, salah satunya yaitu dengan melakukan stimulasi. Metode stimulasi yang sering dilakukan untuk meningkatkan produktivitas pada sumur yang mengalami kerusakan formasi adalah metode pengasaman (*acidizing*) dan metode peretakan hidrolis (*hydraulic fracturing*).

Hydraulic Fracturing merupakan salah satu metode stimulasi yang umum diterapkan untuk meningkatkan produktivitas dari suatu sumur minyak atau gas. Metode *hydraulic fracturing* dilaksanakan ketika kandidat sumur memiliki produktivitas sumur yang rendah akibat adanya kerusakan formasi dan/atau reservoir dengan permeabilitas rendah atau sedang. Teknik stimulasi ini dilakukan dengan menginjeksikan fluida perekah yang memiliki viskositas tinggi dengan laju dan tekanan yang berada di atas tekanan rekah formasi. Fluida perekah yang diinjeksikan ke dalam formasi bertujuan untuk menciptakan jalur atau saluran konduktif pada formasi produktif yang dapat menembus *formation damage* hingga ke reservoir dalam. Setelah rekahan formasi berhasil terbentuk, rekahan akan terus diperluas dengan diikuti material pengganjal (*proppant*) yang memiliki permeabilitas tinggi dan memiliki kekuatan yang cukup untuk menahan rekahan agar tidak tertutup kembali. Rekahan yang terbentuk beserta *proppant* di dalamnya akan menghasilkan zona permeabilitas formasi yang baru sehingga diharapkan fluida produksi dapat lebih mudah mengalir dari reservoir ke dalam sumur untuk meningkatkan produktivitas sumur.

Metode perekehan hidrolis mampu memberikan kelipatan produksi atau sering disebut *fold of increase (FOI)* lima hingga sepuluh kali jika dibandingkan dengan produksi sebelum dilakukan perekehan hidrolis (Guo, dkk., 1999). Namun, pada aplikasinya produktivitas sumur hasil perekehan hidrolis mengalami tren penurunan seiring waktu. Tren penurunan produksi ini dapat terjadi karena perubahan permeabilitas pada daerah perekehan. Perubahan permeabilitas daerah rekahan

dapat terjadi dari beberapa faktor yaitu, (1) ukuran, *property*, bentuk dan distribusi *proppant* (Zuo, dkk., 2019); (2) perubahan mineral batuan terutama mineral *clay* (Di Zhang, 2021); dan (3) adanya residu yang diakibatkan oleh fluida perekah yang tidak *break* secara sempurna (Almubarak, dkk., 2020) atau adanya penggunaan air sebagai pelarut fluida perekah.

Salah satu faktor yang mempengaruhi keberhasilan perekahan hidrolik adalah pemilihan fluida perekah dan aditifnya (Tariq Almubarak, 2020). Bahan dasar fluida perekah yang pertama kali digunakan adalah minyak, namun pada perkembangannya karena faktor keekonomian, keselamatan, dan lingkungan, fluida bahan dasar fluida perekah berganti menjadi air. Fluida perekah tersebut harus mampu membawa *proppant* sampai di formasi pada kedalaman tertentu, membuat rekahan, dan mengisi rekahan tersebut dengan *proppant*, sehingga didapatkan permeabilitas rekahan yang mampu mengalirkan fluida reservoir lebih mudah.

Penggunaan fluida perekah berbahan dasar air dengan fluida pengental dalam penggunaannya memerlukan *breaker* yang tepat, agar dapat mengurangi efek penyumbatan yang disebabkan oleh adanya partikel polimer yang tidak terpecahkan setelah proses perekahan dan *flowback* (Almubarak, dkk., 2020). Di sisi lain sumber air sebagai pelarut sangat berpengaruh terhadap terbentuknya kerusakan formasi. Beberapa penelitian yang sudah ada memakai air dari berbagai sumber antara lain *aquades*, *deionized water*, air produksi, dan air laut. Air-air tersebut mempunyai karakteristik tertentu, misalkan pada air produksi

mengandung berbagai ion yang secara alamiah mempengaruhi salinitas air formasi serta dapat mempengaruhi kecenderungan dalam pembentukan *scale* di reservoir. *Scale* yang umumnya muncul di reservoir minyak dan gas bumi antara lain *scale calcium sulfate*, *calcium carbonate*, *barium sulfate*, dan *magnesium sulfate*. *Scale* tersebut dapat terjadi karena kelarutan ion-ion tersebut sudah terlampaui sehingga terjadi pengendapan dan dapat memicu terjadinya penyumbatan dan kerusakan formasi.

Pada prakteknya penggunaan air formasi sebagai bahan dasar pada fluida perakah *water based* umum digunakan karena mengurangi biaya dalam operasi *hydraulic fracturing*. Namun adanya kandungan ion pada air formasi tersebut jika bertemu dengan campuran fluida perakah mengakibatkan beberapa perubahan *rheology* pada fluida perakah tersebut, dan dapat mempengaruhi residu yang dihasilkan oleh fluida perakah.

Fluida perakah juga harus memperhatikan kandungan mineral *clay* dalam batuan formasi, terutama jika menggunakan fluida perakah berbasis dasar air. Interaksi air dengan *clay* yang terdapat pada batuan reservoir dapat menyebabkan terjadinya *swelling* atau *finer migration* dari mineral batuan tersebut. Interaksi antara fluida perakah yang diinjeksikan ke dalam reservoir dan berinteraksi dengan air formasi juga dapat memberikan kontribusi adanya kerusakan formasi. Hal tersebut dimungkinkan karena air formasi mengandung ion-ion yang mampu mengganggu kestabilan mineral *clay* yang terkandung di dalam batuan reservoir. Terlebih lagi ketika fluida perakah menginvasi

formasi di depan rekahan, akan menyebabkan interaksi fluida perekah dengan air formasi yang dapat memberikan kerusakan formasi (efek *skin*) di depan rekahan yang akan menjadi penghalang untuk fluida produksi dari reservoir masuk ke dalam rekahan yang telah terbentuk.

Pada buku ini akan membahas optimasi desain perekahan hidrolik menggunakan *software* dengan mempertimbangkan efek *skin* yang terjadi pada zona terinvansi melalui uji residu dengan mempertimbangkan pengaruh fluida perekah terhadap komposisi kimia air formasi. Penelitian ini merupakan suatu inovasi dan terobosan baru karena penelitian ini belum pernah dilakukan di Indonesia. Hal ini akan memberikan gambaran lebih mendalam mengenai pengaruh kerusakan formasi pada desain fluida hydraulic fracturing dalam merekahkan batuan yang terjadi di dalam media berpori. Dari penelitian ini diharapkan dapat menjadi panduan baru untuk optimasi desain fluida *hydraulic fracturing* dalam studi penelitian di bidang *hydraulic fracturing* kedepannya.

BAB II PERENCANAAN *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 sering disebut dengan *positive skin* atau rendahnya permeabilitas pada batuan. Maka perlu dilakukan *hydraulic fracturing* dengan perencanaan yang tepat guna meningkatkan kembali produktivitas formasi.

2.1 Geometri Rekahan

Proses kegiatan *hydraulic fracturing* meliputi *fracture initiation*, *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:

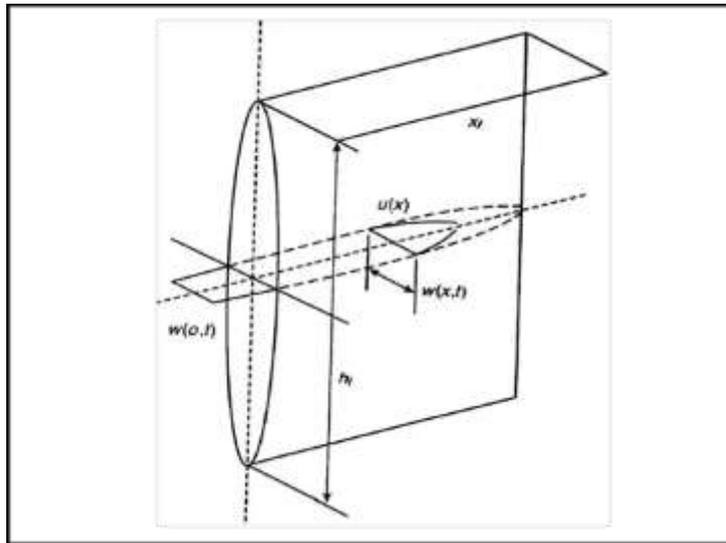
1. Dua dimensi (model 2D) yaitu aliran fluida 1D dengan tinggi rekahan tetap.
2. Tiga dimensi (model 3D) merupakan Perkembangan rekahan *planar* 3D, aliran fluida 2D. Model ini terbagi menjadi dua jenis yaitu, *pseudo 3d models* dan *planar 3d models*.

2.1.1 Model Dua Dimensi (2D Model)

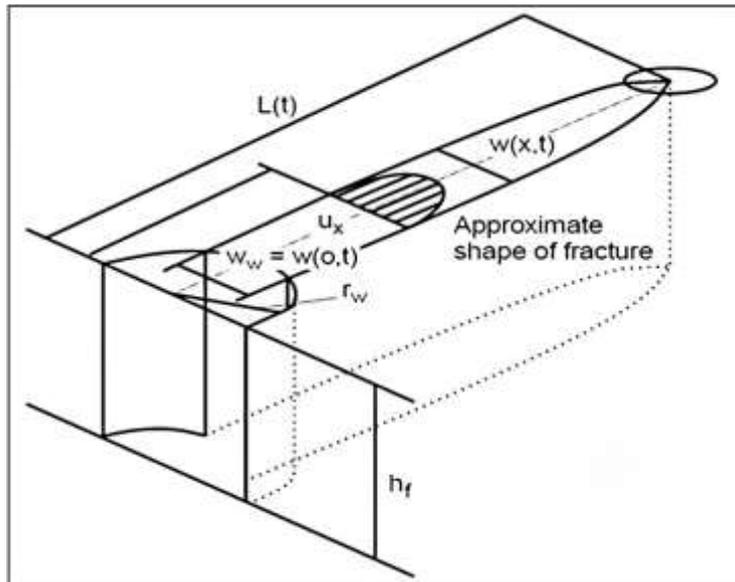
Terdapat tiga jenis model rekahan 2D yaitu model radial, model Perkins-Kern-Nordgren (PKN), Gambar 2.1, dan model

Kristianovich-Geerstma-De Klerk (KGD), Gambar 2.2. Model radial merupakan model pertama yang dikembangkan oleh Sneddon dan Elliott (1946) yang memprediksi lebar dan luas radial dari sebuah rekahan *penny-shaped*. PKN diberi nama sesuai dengan pengembang aslinya yaitu **Perkins, Kern (1961) dan Nordgren (1972)**. Kemudian Model KGD juga dinamai menurut pengembang aslinya yaitu **Kristianovich dan Zheltov (1955), Geertsma dan De Klerk (1969)**. Baik model KGD dan PKN mengasumsikan bahwa tinggi rekahan bernilai tetap, 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-tegangan elastis linier,
3. Aliran fluida di rekahan adalah laminar dan
4. Efek gravitasi diabaikan.



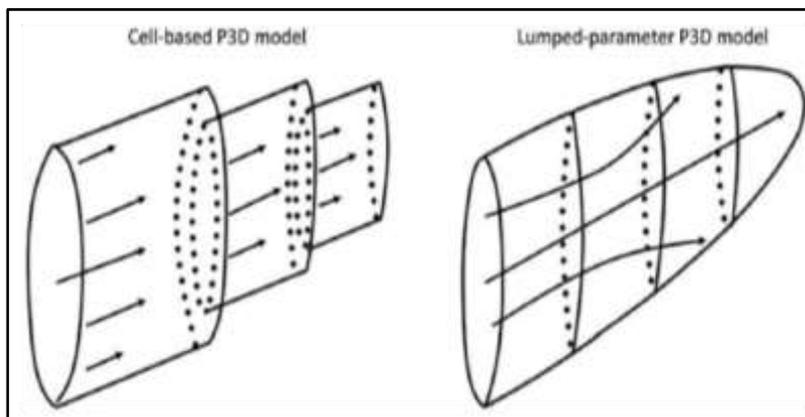
Gambar 2.1 Model Geometri PKN (Economides M.J., dkk., 2007)



Gambar 2.2 Model Geometri Rekahan KGD ((Economides M.J., dkk., 2007)

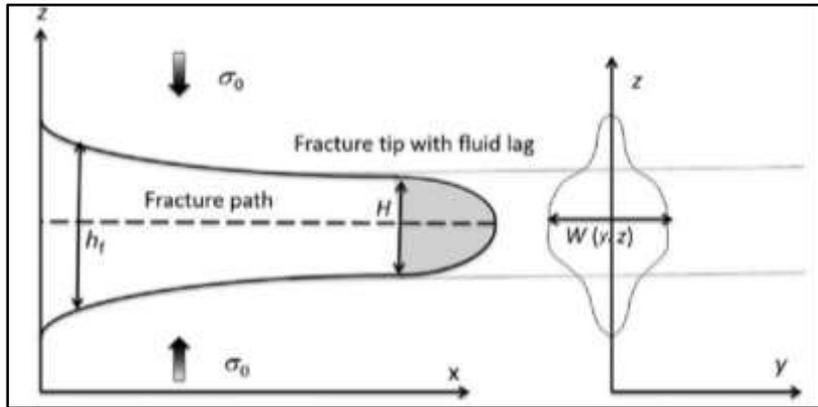
2.1.2 Model 3 Dimensi (3D model)

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. Pada sesi ini akan dijelaskan dua *type* model rekahan 3D, meliputi *Pseudo 3D Models* dan *Planar 3D Models* yang dapat dilihat pada **Gambar 2**.



Gambar 2.3 Prediksi Geometri Rekahan P3D Model (Guo Boyundkk., 2017)

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.



Gambar 2.4 Prediksi Geometri Rekahan P3D Models Type Lumped Parameter Model (Belyadi H. dkk., 2017)

2.2 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:

$$Pbd = 3\sigma_{Hmin} - \sigma_{Hmax} + T_0 - Pp \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan:

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

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

$$P_{bd} = BHTP = gf \times D_{perfo} \dots\dots\dots (2)$$

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

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

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 dimana fluida ditambahkan bersama-sama untuk menciptakan tekanan injeksi permukaan (P_{ip}) yang diperlukan untuk rekahan batuan (P_h).

2.3 Proppant

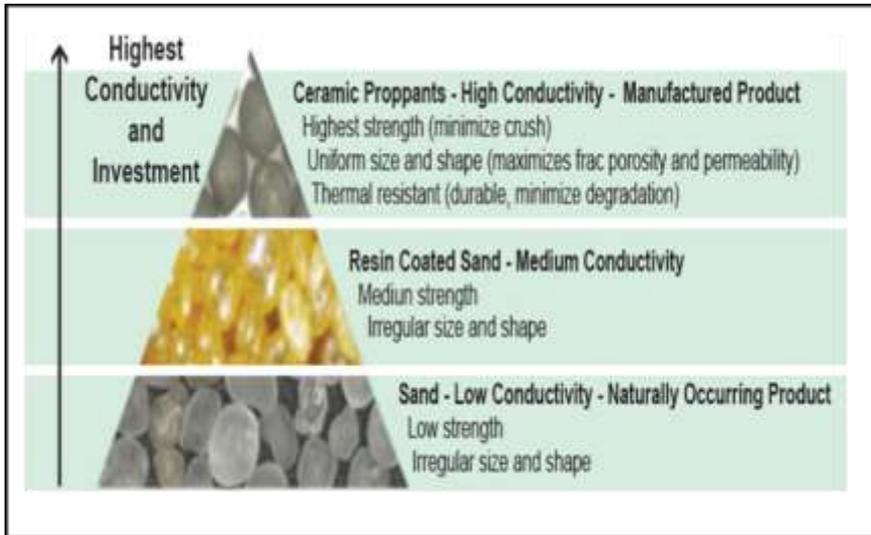
Selama proses pemompaan, rekahan tetap akan terbuka oleh tekanan fluida, tetapi setelah pemompaan berhenti dan tekanan turun karena kehilangan cairan, rekahan akan menutup dengan sendirinya dan kehilangan sebagian besar permeabilitas yang telah dibuat. Untuk mencegah hal ini terjadi, sebuah material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

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.

2.3.1 Konduktivitas *Proppant*

Untuk mendeskripsikan kapasitas aliran rekahan atau seberapa konduktivitasnya, 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 2.5 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:

$$W_{kf} = k_f W \dots\dots\dots (4)$$

Keterangan:

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

2.3.2 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. sifat fisik umum *proppant* meliputi:

a. *Specific Gravity*

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

b. *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.

c. *Bulk Density*

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

d. *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%.

e. *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*.

f. *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:

$$P_{closure} = (G_f \times D) - P_{wf} \dots\dots\dots (5)$$

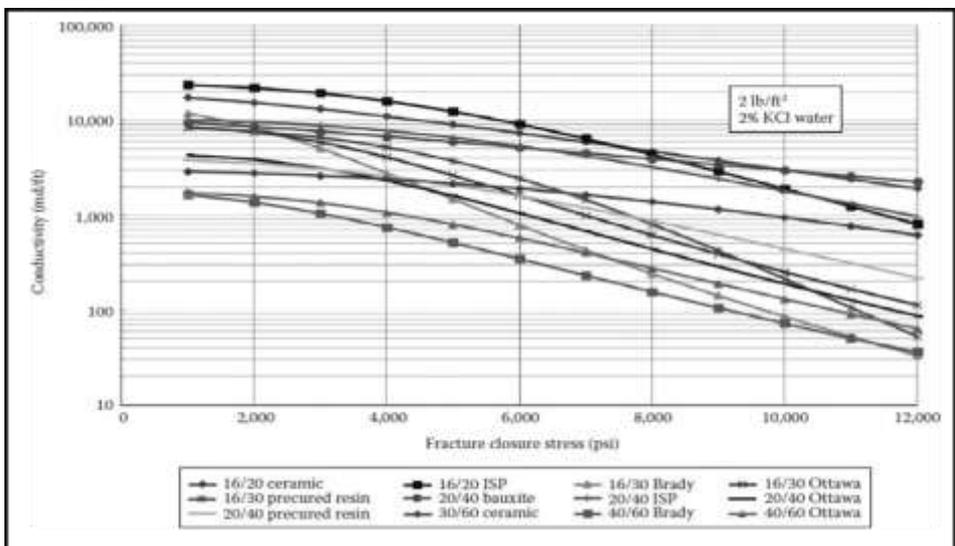
Keterangan:

- $P_{closure}$ = *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 2.4 menunjukkan konduktivitas dari berbagai jenis dan ukuran *proppant*.



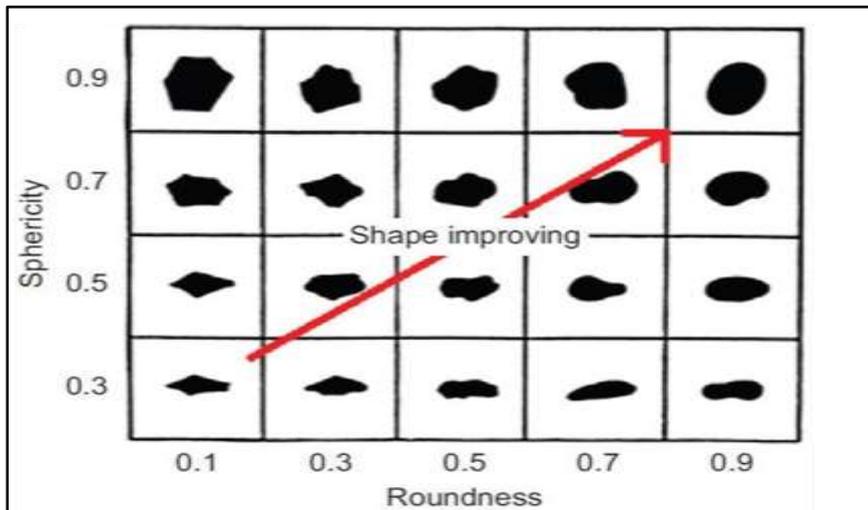
Gambar 2.6 *Fracture Closure Stress vs Conductivity* (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

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.

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 2.5.



Gambar 2.7 Karakteristik *proppant* berdasarkan *roundness* dan *sphericity* (Guo Boyun dkk., 2017)

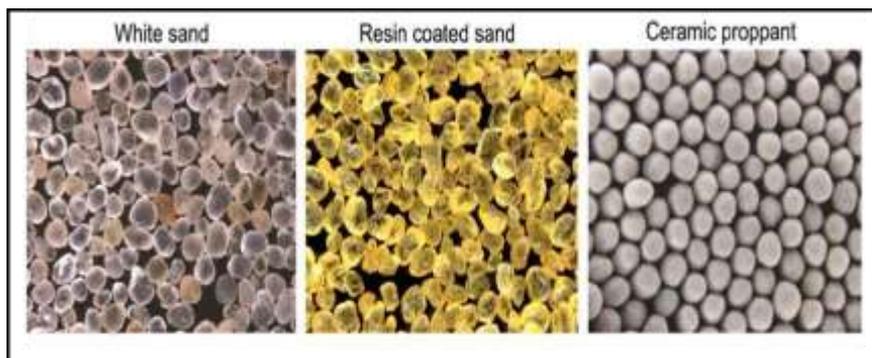
4. Konsentrasi *Proppant*

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/ft²) 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 lb/ft², asosiasi ini tidak akan berlaku secara konsisten. Cara angkut *proppant* dan tempat peletakkannya dalam rekahan dipengaruhi oleh konsentrasi dari *proppant* tersebut. Untuk

mengangkut ke dalam rekahan maka *proppant* membutuhkan fluida dengan viskositas tinggi agar densitasnya tinggi.

2.3.3 Jenis-Jenis *Proppant*

Penggunaan beberapa material pada pekerjaan perekahan hidraulik digunaka pada akhir tahun 1940-an. Material mula-mula yang dipakai sebagai *proppant* adalah pasir. Terdapat banyak *proppant* yang digunakan dalam pekerjaan perekahan hidraulik. Gambar 7 merupakan contoh berbagai jenis *proppant* dengan ukuran 20/40 Mesh.



Gambar 2.8 Jenis-jenis *proppant* dengan ukuran 20/40 mesh (Guo Buyon dkk., 2017)

Berikut Tabel 2.1 menunjukkan karakteristik *proppant* berdasarkan densitas dan closssure pressure.

Tabel 2.1 Karakteristik proppant berdasarkan densitas dan clossure pressure (Campos, V. P. P. dkk., 2018)

<i>Proppant</i> Type	Density (g/cm ³)	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)

2.3.4 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.

a. 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.

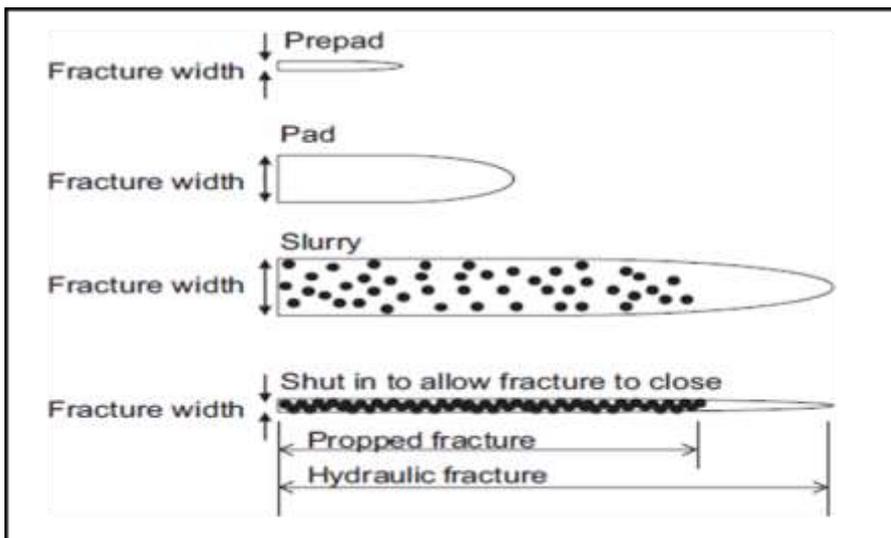
b. Transportasi *Proppant*

Pemompaan *slurry* membagi prosedur transportasi *proppant* menjadi beberapa langkah untuk keperluan *hydraulic fracturing* Gambar 2.7. Pemompaan fluida rekahan pada pekerjaan rekahan hidrolik 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 2.9 Ilustrasi penempatan *proppant* (Guo Boyun dkk., 2017)

2.4 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 rekah dipompa sehingga masing-masing memiliki tujuan yang berbeda. Secara umum, fluida rekahan agar bisa melebarkan rekahan, mengangkut 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 “*Hyfrac*” 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.

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

a. Aman (*safe*)

Fluida perekah harus membuat rekahan dengan bahaya minimal.

b. Ramah Lingkungan (*environmental friendly*)

Komposisi fluida harus ramah lingkungan sebisa mungkin.

c. Pemecah (*breaker*)

Fluida perekah harus dapat memecah batuan dengan viskositas yang tidak begitu besar agar dapat mengalir kembali dan mudah dibersihkan.

d. Hemat biaya (*cost effective*)

Fluida perekah harus ekonomis dan tidak sampai memberikan biaya tambahan akibat treatment lanjutan.

e. Kesesuaian (*Compatibility*)

Fluida perekah harus tidak memicu reaksi pada formasi dan tidak membuat kerusakan formasi pada kandungan mineral maupun fluida formasi.

f. 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.

g. Mudah bercampur (*easy to mix*)

Fluida harus mudah bercampur dengan berbagai *additive* dan *chemicals* meski dalam kondisi sulit.

h. Sedikit kehilangan cairan (*less fluid loss*)

Fluida harus mampu mengontrol kehilangan cairan, fluida yang ideal akan mampu mengontrol kehilangan cairan dengan fleksibel.

2.4.1 Mekanika Fluida Perekahan Hidraulik

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

a. 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 (γ). 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).

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

$$r = K \gamma'^n \dots\dots\dots (6)$$

Keterangan:

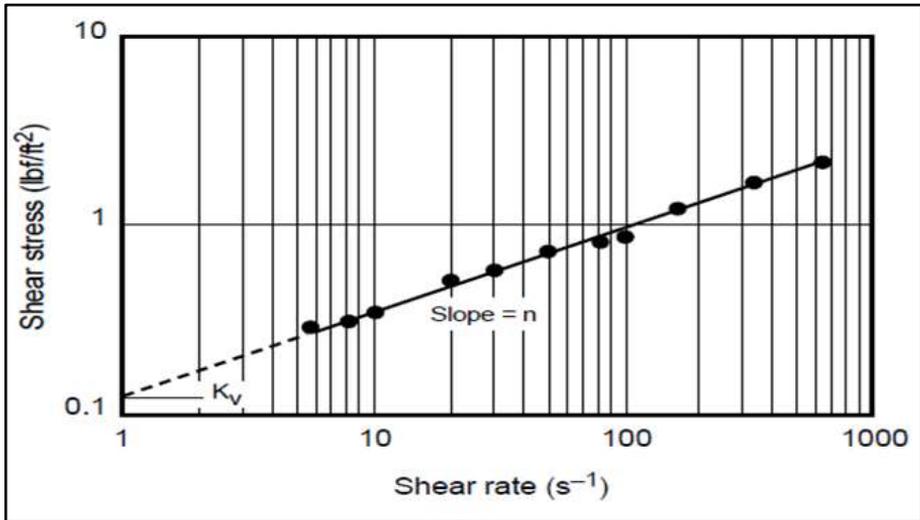
$$\tau = \textit{Shear stress}, \text{ lbf/ft}^2$$

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

$$n = \textit{Power law index} \text{ (untuk } n = 1 \text{ adalah fluida newtonian)}$$

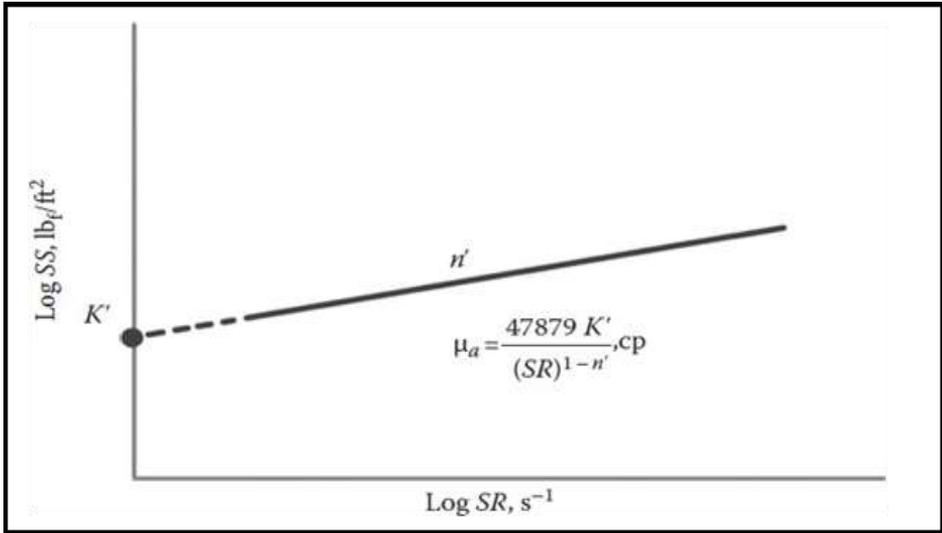
Pada Gambar 2.8 memperlihatkan plot τ (*shear stress*) vs γ (*shear rate*) dalam skala log-log pada fluida *power law*. Log plot tersebut berlaku hubungan yang secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\log r = \log K + \log \gamma^n \dots\dots\dots (7)$$



Gambar 2.10 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 2.9. 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*.



Gambar 2.11 *Apparent viscosity* menggunakan persamaan *power law* (Smith M. B., & Montgomery, C.T., 2015)

Berdasarkan informasi dari gambar diatas, maka viskositas *apparent* disetiap harga *shear rate* menggunakan alat viscosimeter dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\mu_a = \frac{47,879 K'}{(SR)^{1-n'}} \dots\dots\dots (8)$$

Keterangan:

- K' = *Consistency index*, lbf-secⁿ/ft²
- 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).

b. 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:

$$Fluid\ efficiency, \eta = \frac{Volume\ rekahan}{volume\ fluida\ perekah\ yang\ dipompa} \dots\dots\dots (9)$$

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

c. Hidraulika Fluida Perekah

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

1. 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:

$$FPT = \text{Avg surface treating pressure} - \text{ISIP} \dots\dots\dots (10)$$

$$\text{ISIP} = \text{BHTP} - \text{Ph} \dots\dots\dots (11)$$

$$\text{BHTP} = \text{FG} \times \text{TVD} \dots\dots\dots (12)$$

$$\text{FG} = \frac{\text{ISIP} + \text{Ph}}{\text{TVD}} \dots\dots\dots (13)$$

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

2. 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:

$$Nre = \frac{0,249\rho V^{2-n'} D^{n'}}{96^{n'} K^F \left[\frac{3n^F+1}{4n^F} \right] n^F} \dots\dots\dots (14)$$

$$V = 17,17 q^i / D^2 \dots\dots\dots (15)$$

Fanning friction faktor (f_f) harus dihitung sebelum menghitung kehilangan tekanan. Secara matematis *fanning friction* dapat dituliskan pada persamaan berikut jika aliran laminar ($Nre < 2100$), maka:

$$f_f = \frac{16}{Nre} \dots\dots\dots (16)$$

Secara matematis *fanning friction* dapat dituliskan pada persamaan berikut jika aliran turbulen ($Nre > 2100$), maka:

$$f_f = \frac{(\text{Log}(n') + 2,5) / 50}{Nre^{(1,4 - \text{Log}(n')) / 50}} \dots\dots\dots (17)$$

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

$$\Delta P_{f_{\text{pipe}}} = 0,0052 \frac{f_f \rho L V^2}{D} \dots\dots\dots (18)$$

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

3. Tekanan Aliran Hilang Pada Lubang Perforasi

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

$$\Delta P_{\text{perforation}} = 0,237 \rho \frac{\left(\frac{q}{N}\right)^2}{C_d^2 D^4} \dots\dots\dots (19)$$

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:

$$\Delta P_{\text{perforation}} = k_{\text{perf}} q^2 \dots\dots\dots (20)$$

k_{perf} adalah *perforation friction coefficient* yang didapatkan dari *diagnostic test* sebelum pererakan. Menurut White, J.L., Daniel E.F.

(1981) untuk menghitung kehilangan tekanan friksi pada lubang perforasi dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\Delta P_{\text{perforation}} = \frac{Q^2 \gamma}{N^2 D(0,323)} \dots\dots\dots (21)$$

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

4. 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.

5. 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*:

$$\text{HHP} = \frac{q_i P_{\text{wtr}}}{40,8} \dots\dots\dots (22)$$

Keterangan:

HHP = *Hydraulic horse power*, HP

qi = Laju injeksi fluida, bpm

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

2.4.2 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.

a. *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 temperatur, 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.

b. *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 peretakan hidrokarbon (Burnhal dkk.,1980).

c. *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 peretakan, air dalam fase cair dan nitrogen (N₂) atau karbon dioksida (CO₂) 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.

d. *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. Poli emulsi adalah jenis emulsi yang paling umum digunakan sebagai fluida perakah yang dibentuk dengan mengemulsi hidrokarbon seperti kondensat atau solar (diesel) dengan air sedemikian rupa sehingga hidrokarbon adalah fase internal. Kerugian utama dari penggunaan poli emulsi ialah biaya tinggi, gesekan tinggi dan stabilitas yang buruk pada sumur bersuhu tinggi.

2.4.3 Additive dan Chemicals Fluida Perekah

Additive ditambahkan pada fluida perakah berfungsi untuk memodifikasi dan mengontrol sifat fisik fluida. Fungsi dari tiap additive dalam pencampuran terhadap fluida perakah berbeda-beda.

a. Thickener

Thickener merupakan jenis polimer yang dicampurkan ke dalam cairan dasar untuk meningkatkan kekentalannya. Contoh polimer yang umum digunakan dalam proses perakahan hidrolis termasuk guar, HPG (*hydropropyl Guar Gum*), CMHPG (*Carboxymethyl hydropropyl guar gum*), HEC (*Hydroxy ethyl cellulose*), dan Xantan gum.

b. Crosslinker

Tujuan penambahan crosslinker adalah meningkatkan viskositas fluida perakah dengan mengikat molekul-molekul secara bersama-sama dan memanjangkan rantainya. Diharapkan viskositas yang tinggi tersebut dapat dipertahankan pada suhu tinggi dan dalam jangka waktu yang lama. Penggunaan *crosslinker* sangat dipengaruhi oleh pH

karena perubahan sedikit pada pH dapat menghasilkan perubahan yang signifikan pada efek *crosslinker*. Contoh dari *crosslinker* ini meliputi *borate*, *titan*, dan *zircon*.

c. Breaker (pemecah)

Breaker berfungsi untuk menguraikan rantai polimer sehingga viskositas fluida pererah dapat kembali menurun setelah penempatan *proppant* selesai, sehingga memudahkan aliran hidrokarbon. *Additive breaker* yang umum digunakan adalah oksidator seperti *peroxydisulfat* (S_2O) dan enzim.

d. Viscosity Stabilizer

Additive ini digunakan dengan tujuan menjaga kestabilan viskositas gumpalan *Polysaccharide* yang diproses pada temperatur tinggi selama periode waktu yang panjang, melebihi 200°F. Umumnya, *methanol* dan *Natrium Thiosulfate* ($Na_2S_2O_3$) digunakan untuk tujuan ini. *Ethanol* dihindari karena sifat mudah terbakarnya, dan biasanya digunakan dalam kisaran volume 5 - 10%. *Sodium Thiosulfate* digunakan dalam jumlah sekitar 20 lb/1000 gal dan terbukti lebih efektif dan diperkirakan bekerja dengan mengikat oksigen.

e. Fluid Loss Additive

Additive ini berperan dalam mengurangi kehilangan fluida pada fluida pererah. Filter cake yang terbentuk di dinding formasi biasanya sudah cukup untuk formasi yang homogen. Bahan yang umum digunakan sebagai *fluid loss additive* untuk mengurangi kehilangan fluida ini yaitu pasir 100-mesh, *silica fluor* (325-mesh), yang cocok untuk

rekahan kecil secara alami (*silica fluor 200-mesh* untuk rekahan kecil dengan diameter <50 mikron dan *100-mesh* untuk rekahan dengan diameter >50 mikron), *oil soluble resins*, *adomite regain (corn strach)*, diesel 2-5% (emulsifikasi), *unrefined guar* dan *karaya gums*.

f. Surfactant

Surfactant memiliki dua sisi yang memungkinkan pencampuran antara dua fluida yang tidak bercampur; satu sisi berinteraksi dengan fluida pertama dan sisi lainnya berinteraksi dengan fluida kedua, sehingga mengurangi tegangan di permukaan kedua fluida dengan konsentrasi yang rendah. Penggunaannya termasuk dalam pembentukan *foam*. Selain itu, *fluorocarbon* surfactant akan mengurangi tegangan permukaan, memudahkan penghilangan air dari permukaan formasi, dan mempermudah pembentukan rekahan karena sifatnya yang nonionik (Gidley, 1989).

g. Buffers

Buffers berfungsi untuk mengatur atau mengubah pH menjadi lebih tinggi atau lebih rendah. Buffer juga bertugas untuk mempercepat proses hidrasi pada polimer dan menjaga kisaran pH tertentu di mana *crosslinker* dapat bekerja secara optimal. Contoh *buffer* meliputi NaOH, NH₄OH, dan asam asetat.

h. Radioactive Tracers

Elemen radioaktif seperti *Antimon*, *Iridium*, dan *Scandium* akan dicampur dalam kisaran 0,5 hingga 1,0 *millicuries* per 1.000 lb *proppant*. Tujuannya untuk menentukan zona rekahan yang dapat diidentifikasi dengan menggunakan log *gamma ray*.

i. Biocides atau Bactericides

Bakteri yang menyerang ikatan karbohidrat dalam fluida perekah akan menyebabkan kerusakan pada ikatan molekulnya, yang pada akhirnya akan mengurangi viskositasnya. Oleh karena itu, diperlukan penambahan antibakteri seperti *glutaraldehyde*, *chloropenates*, *guaternary amines*, dan *isothiazoline*. Penggunaan bahan *biocide* ini dicampurkan dengan air sebelum mencampurkannya dengan polimer saat masih berada di dalam tangki.

j. Friction reducers

Semua polimer berfungsi untuk mengurangi kemungkinan terjadinya turbulensi. Turbulensi dapat mengakibatkan kehilangan tekanan yang besar. Polimer juga cenderung mengurangi kehilangan tekanan. Untuk mengurangi kehilangan tekanan, bahan seperti *anionic* dan *cationic polyacrylamide* untuk fluida dasar air, air tawar, atau asam, biasanya digunakan dalam jumlah 1/4 hingga 1 gal/mgal. *Friction reducer* ini hanya diperlukan jika aliran berpotensi menjadi turbulen, sementara tidak diperlukan untuk aliran laminar.

k. Clay Stabilizer

Jika tidak dikelola dengan baik, fluida perekah terutama yang berbasis air, dapat menyebabkan pembengkakan atau pembengkakan pada formasi *clay*. Ini disebabkan oleh aliran fluida perekah yang mengalami perubahan tekanan, suhu, atau lingkungan ion, yang dapat mengeluarkan *clay* dan merusak formasi. Oleh karena itu, digunakan *clay stabilizer* untuk mencegah pembengkakan, migrasi, dan degradasi mineral-mineral *clay* seperti kaolinit, illit, klorit, atau

smektit dan montmorilonit. Contoh *additive* yang termasuk dalam *clay stabilizer* meliputi garam *potassium chloride*, *zirconium chloride*, *polyamines*, dan *polymeric hydroxaluminium*.

l. *Crosslinker control agents*

Penambahan *additive* ini bertujuan untuk mengatur waktu *crosslink*, misalnya, dengan menghambat atau mempercepat terjadinya *crosslink*, terutama pada *crosslink* dengan menggunakan *Acetinate*. Pada temperatur rendah, waktu *crosslink* dapat dipercepat, sementara pada temperatur tinggi, waktu *crosslink* dapat diperlambat. Atau bisa juga digunakan campuran kedua metode tersebut untuk mengatur waktu *crosslink*.

m. *Iron control agents*

Keberadaan ion Fe^{3+} harus dihindari karena dapat menyebabkan pengendapan, seperti yang terjadi selama proses pengasaman. Beberapa bahan yang digunakan dari *additive* ini meliputi Asam Sitrat dan EDTA, atau kombinasi Asam Asetat dengan Asam Sitrat, Asam *Crythrobic*, dan lainnya.

n. *Paraffin Control*

Untuk mencegah pengendapan *paraffin* di tubing, dapat digunakan *paraffin dispersant* atau dipanaskan. Kombinasi dari *paraffin inhibitor* dan *dispersant* juga bisa diterapkan.

o. *Scale Inhibitors*

Scale inhibitors biasanya digunakan untuk mengurangi pembentukan endapan *scale* yang terjadi sebagai akibat reaksi yang terjadi antara fluida perekah dan fluida formasi. Jika endapan *scale* terbentuk, hal

itu dapat merusak atau mengurangi permeabilitas batuan reservoir. Penghambat *scale* biasanya adalah *phosponate* atau *acrylate*.

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

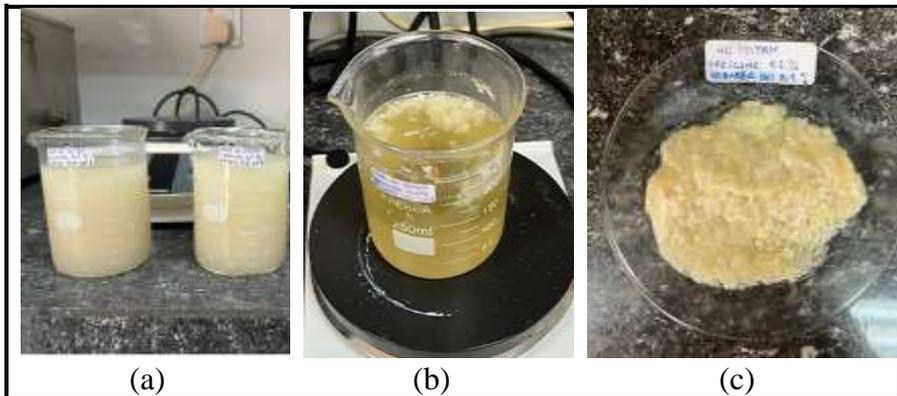
Bahan-bahan ini biasanya terdiri dari nitrogen, karbon dioksida, alkohol, atau EGMBE (*mutual solvent*), yang merupakan jenis pelarut saling bergantung. Setelah tahap perekahan selesai, bahan-bahan ini digunakan untuk memudahkan proses produksi kembali, terutama dalam kasus tekanan dasar sumur rendah. Hal ini memungkinkan energi yang tersedia untuk lebih efisien mengeluarkan sisa material perekahan sehingga dapat menghindari kerusakan pada formasi. Selain itu, gas-gas tersebut mengurangi terjadinya *fluid loss*. *Mutual solvent* juga membantu dalam meningkatkan aliran fase minyak dari formasi.

BAB III KERUSAKAN FORMASI AKIBAT *HYDRAULIC FRACTURING*

3.1 Residu

Residu merupakan material yang tidak lagi terlarut didalam fluida pererah setelah proses pererkahan. Material ini membentuk endapan dan dapat tertinggal di pori-pori batuan pada zona yang terinvansi fluida pererah dan menyebabkan penurunan permeabilitas setelah pererkahan. Residu ini dihasilkan dari proses polimer *break* yang tidak sempurna sehingga menyisakan sebagian material polimer di dalam fluida pererah.

Dewi dkk., (2022) telah melakukan pengujian terhadap residu dari fluida pererah berbahan dasar air formasi. Residu dihasilkan dnegan menimbang endapan yang dihasilkan setelah proses *break*. Diketahui bahwa penambahan *crosslinker* sebagai aditif penambah viskositas memberikan efek *proppant carrying capacity* yang bagus, namun di sisi lain memberikan dampak buruk pada dihasilkannya residu yang selanjutnya dapat merusak formasi.



Gambar 3.1 Fluida perakah secara visual (a) sebelum *break*, (b) setelah *break*, (c) residu yang dihasilkan (Dewi dkk., 2022)

3.2 Interaksi Mineral Lempung dengan Fluida Perekah

Imbibisi menggambarkan pergeseran fluida yang tak bercampur dari dalam matriks formasi. Dalam konteks topik ini, fluida dalam matriks formasi adalah hidrokarbon dan larutan garam, sedangkan fluida yang menyerang adalah fluida perakah batuan hidrolik, sebagian besar berupa air. Pergeseran yang dijelaskan di atas terjadi saat fluida perakah batuan mencapai permukaan formasi dan menciptakan ketidakseimbangan. Untuk mencapai keseimbangan, fluida perakah batuan ditarik masuk ke dalam matriks secara spontan, tanpa penerapan tekanan apa pun. Fenomena ini dikenal sebagai imbibisi spontan. Handy mendefinisikannya sebagai proses di mana suatu fluida digantikan oleh fluida lain dalam medium berpori akibat pengaruh gaya kapiler saja. Peneliti lain seperti Bear, Bennion, et.al., Hoffman, dan Dutta juga telah menginvestigasi mekanisme imbibisi hidrasi.

Imbibisi air ke dalam matriks serpih telah diidentifikasi sebagai mekanisme retensi air utama saat menggunakan fluida perekah berbahan dasar air. Penelitian tentang faktor-faktor pengendali imbibisi air dalam fluida perekah ke dalam matriks batuan formasi mengungkapkan bahwa faktor-faktor ini adalah fungsi dari beberapa parameter yang secara singkat dibahas berikut ini:

a. Sifat Fluida dan Batuan

Sifat-sifat fluida dan batuan telah diidentifikasi sebagai faktor penentu jumlah dan laju imbibisi. Ma et al. melaporkan bahwa ketika air menggeser minyak dan gas dalam formasi, laju imbibisi menjadi sebanding lurus dengan viskositas air. Ukuran pori formasi mempengaruhi imbibisi secara terbalik karena ukuran pori yang lebih kecil menghasilkan tekanan kapiler yang lebih besar dan, oleh karena itu, imbibisi yang lebih tinggi.

b. Saturasi Awal Air

Jumlah awal air yang ada dalam matriks batuan telah diselidiki oleh beberapa peneliti untuk memahami dampaknya pada jumlah imbibisi, tetapi temuan-temuan tidak konsisten, sehingga sulit untuk mengambil kesimpulan apa pun.

Sementara Blair dan Li, et al. menemukan bahwa saturasi air awal formasi yang tinggi mengakibatkan volume air yang diimbui menjadi lebih rendah, Cil, et al. dan Zhou, et al. menemukan kebalikannya dalam percobaan mereka. Karya-karya lain oleh Li, et al., Viksund, et al. dan Akin, et al. juga menyimpulkan bahwa saturasi air awal tidak memiliki efek pada imbibisi air oleh formasi. Mereka menjelaskan

bahwa volume air yang diimbui adalah fungsi dari tekanan kapiler dan permeabilitas efektif, tetapi keduanya menunjukkan hubungan terbalik dan hubungan langsung dengan saturasi air masing-masing. Jumlah air yang diimbui oleh karena itu tidak dikendalikan oleh satu parameter tunggal, tetapi akan bergantung pada parameter mana dari kedua variabel yang dominan dalam setiap formasi tertentu. Dalam hal ini, mereka menyimpulkan bahwa pengaruh saturasi awal terhadap imbibisi harus dipahami secara independen untuk setiap formasi.

c. Suhu

Dampak suhu terhadap imbibisi tidak langsung, namun suhu suatu formasi memengaruhi kebasahan dan sifat fluida yang pada gilirannya memengaruhi imbibisi. Investigasi eksperimental oleh Handy, Pooladi-Darvish dan Firoozabadi menyimpulkan bahwa suhu yang lebih tinggi mengakibatkan laju imbibisi yang lebih cepat.

d. Kandungan Lempung

Total kandungan lempung berhubungan langsung dengan efek ukuran pori terhadap laju dan jumlah imbibisi. Karena ukuran pori yang kecil pada batuan yang kaya lempung, kandungan lempung yang lebih tinggi dalam suatu formasi menghasilkan ukuran pori yang lebih kecil, dengan demikian menghasilkan imbibisi yang lebih besar. Posisi ini dikonfirmasi oleh Zhou, et. al. yang melakukan beberapa analisis eksperimental dan numerik pada formasi gas Shale Horn dan menyimpulkan bahwa kandungan lempung yang tinggi dalam suatu formasi menghasilkan volume dan laju imbibisi yang tinggi secara masing-masing.

3.3 Masalah Mekanikal *Proppant*

Perekahan hidrolik adalah teknik yang digunakan untuk merangsang produksi hidrokarbon atau sumber daya lainnya, seperti energi geotermal, setelah sumur bor telah dibuat. *Proppant* dibawa oleh fluida perekah ke dalam rekahan yang baru terbentuk untuk menjaga agar rekahan tetap terbuka setelah tekanan dilepaskan dan memungkinkan hidrokarbon yang terperangkap di dalam batuan mengalir melalui rekahan dengan lebih efisien. Namun, beberapa mekanisme dapat mengakibatkan penurunan konduktivitas rekahan, seperti migrasi partikel halus (*fine grains*), diagenesis *proppant*, penghancuran *proppant*, menyebabkan pengurangan lebar dan konduktivitas rekahan. Oleh karena itu, sangat penting untuk menyelidiki lebih lanjut konduktivitas rekahan setelah perekahan hidrolik.

Di antara mekanisme pengurangan konduktivitas rekahan yang disebutkan di atas, penyelubungan *proppant* telah dipelajari dengan paling intensif, melalui percobaan, simulasi numerik, dan pemodelan analitis. Percobaan laboratorium menunjukkan bahwa penyelubungan *proppant* dalam reservoir pasir gas ketat terkait dengan banyak faktor termasuk pergeseran geser, jenis fluida, keterikatan sambungan, kekuatan geser, sudut geser, dan sudut pelebaran (Tang dan Ranjith). Dari faktor-faktor ini, tegangan penutupan adalah parameter utama yang menentukan penyelubungan, dengan ukuran *proppant* dan viskositas fluida juga penting (Lacy, et al.). Huitt dan Mc Glothlin mengusulkan persamaan untuk menghitung penyelubungan *proppant*, dan dampak tekanan beban, ukuran, dan konsentrasi *proppant*

dievaluasi. Volkert, et.al. melaporkan pengaruh tekanan penutup, ukuran *proppant* dan distribusi ukuran, konsentrasi *proppant*, kekerasan formasi, dan kekasaran permukaan terhadap penyelubungan *proppant* dan mengusulkan persamaan empiris untuk menggambarkan penyelubungan untuk *proppant* yang tidak mengalami penghancuran. Selain itu, jenis dan konsentrasi *proppant* dan jenis batuan juga memiliki dampak besar pada penyelubungan *proppant* dalam rekahan hidrolik (Wenet, et.al.). Mueller dan Amro menggunakan kekerasan indentasi permukaan formasi untuk menghitung penyelubungan. Namun, investigasi eksperimental dibatasi oleh kondisi uji seperti tekanan penutupan yang tinggi dan ukuran sampel batuan. Simulasi numerik telah menjadi alat yang sangat kuat untuk menyelidiki penyelubungan *proppant* terhadap konduktivitas rekahan.

Beberapa peneliti mengembangkan model mekanik yang berbeda seperti solusi analitis, model metode elemen diskret (DEM), dan model berbasis mekanika kontak. Alramahi dan Sundberg menyajikan model analitis untuk memprediksi konduktivitas yang bergantung pada tekanan dari rekahan hidrolik berdasarkan pengukuran sederhana laboratorium penyelubungan *proppant*. Berdasarkan fakta bahwa aperture rekahan berubah dengan tekanan, model matematika baru dibangun untuk menghitung perubahan aperture rekahan, penyelubungan *proppant*, dan deformasi. Hasil numerik menyimpulkan bahwa penyelubungan *proppant* adalah bagian utama yang menyebabkan perubahan aperture rekahan (Gao, et. al.). Guo, et.

al. mengembangkan model analitis untuk menghitung penyelubungan dan konduktivitas.

Faktor-faktor pengendalian pasir dan fitur penyelubungan, lebar sisa, dan konduktivitas juga dianalisis. Chenet, et.al., memodelkan penyelubungan *proppant* sebagai fungsi dari tegangan efektif dengan model kontak Hertz yang telah diubah dan model hukum daya yang diusulkan. Namun, model analitis bersifat ideal dan tidak dapat mewakili kondisi kompleks di bawah permukaan. Deng, et.al, mensimulasikan interaksi lempung-*proppant* dalam perekahan hidrolis dengan model DEM tiga dimensi dan menyelidiki pengaruh sifat lempung, ukuran *proppant*, dan tingkat tekanan pada aperture rekahan. Zhanget, al. 24 secara eksperimental dan numerik mempelajari konduktivitas rekahan yang berkurang akibat penyelubungan *proppant* dalam reservoir lempung. Zhang, et.al.25 menggabungkan DEM/dinamika fluida komputasional untuk memodelkan penyelubungan *proppant* dan konduktivitas rekahan setelah perekahan hidrolis. Selain itu, model mekanika kerusakan Hertz diadopsi untuk menggambarkan penyelubungan *proppant*. Ghanizadeh, et.al. menggunakan uji aliran gas dalam keadaan mantap, resolusi tinggi Pengukuran profil optik, pengamatan mikroskopis, dan kekerasan mekanis (*rebound*) digunakan untuk mengkarakterisasi permeabilitas/konduktivitas rekahan yang tidak diberi *proppant* dan yang diberi *proppant* serta penyelubungan *proppant*. Xu, et. al. menyelidiki efek deformasi dan penyelubungan *proppant* terhadap konduktivitas rekahan setelah hilangnya cairan perekahan hidrolis. Chen, et. al., mengusulkan metode perhitungan baru untuk kedalaman

penyelubungan dengan mempertimbangkan deformasi elastis-plastis berdasarkan mekanisme penyelubungan *proppant*.

Namun, dalam hampir semua studi tentang penyelubungan *proppant*, mungkin ada dua batasan. Pertama, kontras ukuran yang besar antara *proppant* pasir dan batuan reservoir diabaikan. Kedua, batuan reservoir diperlakukan sebagai isotropik. Sebelum pemodelan numerik atau analitis penyelubungan *proppant* dilakukan, satu masalah esensial harus diatasi, yaitu kalibrasi yang tepat dari sifat mekanik batuan reservoir di mana partikel *proppant* tertanam. Dalam studi sebelumnya, sifat mekanik batuan reservoir biasanya dikalibrasi melalui uji kompresi berbasis inti, log petrofisika kecepatan sonik dan densitas, atau ditentukan secara langsung. Sampel batuan biasanya berbentuk silinder dengan dimensi $\phi 25 \times 50$ mm, $\phi 38 \times 76$ mm, atau $\phi 50 \times 100$ mm. Namun, partikel *proppant* dalam industri minyak biasanya berada antara ukuran 8 hingga 140 mesh (105 μm hingga 2,38 mm). Seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 2, *proppant* relatif kecil jika dibandingkan dengan plug batuan. Menurut Benoit Mandelbrot, besarnya kuantitas fisik tidak hanya berkaitan dengan kuantitas yang diukur tetapi juga dengan "penggaris" yang digunakan. Ketika mengatasi masalah khusus penyelubungan *proppant*, tampaknya kalibrasi parameter mekanik dari sampel berbasis inti menggunakan "penggaris yang lebih besar" dari yang diharapkan. Parameter mekanik yang dikalibrasi dari sampel berbasis inti mungkin memadai untuk praktik teknik lainnya; namun, karena kontras skala yang mencolok antara *proppant* pasir dan batuan reservoir, apakah mereka memberikan resolusi yang cukup baik untuk analisis

penyelubungan *proppant* masih diragukan. Sifat mekanik yang diperoleh dari uji kompresi berbasis inti biasanya dianggap isotropik.

Ketika permukaan rekahan terkena cairan perekahan hidrolik, yang merusak batuan reservoir dan membawa *proppant* turun untuk mempertahankan rekahan, batuan reservoir di dekat permukaan rekahan dapat melemah oleh cairan ini. Efek penurunan ini menjadi lebih lemah dengan meningkatnya kedalaman dari permukaan rekahan. Oleh karena itu, sifat mekanik yang dikalibrasi dari plug batuan, yang diidealkan sebagai isotropik, mungkin tidak efisien untuk memodelkan penyelubungan *proppant* ke dalam permukaan batuan berlapis, yang dihasilkan dari deteriorasi cairan, terutama ketika mempertimbangkan perbedaan ukuran antara plug batuan dan partikel *proppant*.

Biasanya, sifat mekanik batuan diukur untuk sampel yang didefinisikan secara geometris dan menggambarkan sifat terintegrasi dari seluruh sampel. Akibatnya, kekuatan tekan sering kali menjadi indikator yang lemah terhadap perilaku penyelubungan yang ditunjukkan oleh *proppant* dalam formasi alami, terutama dalam material lembut seperti shale. Karena kerugian dalam pemodelan penyelubungan *proppant* dengan parameter mekanik yang dikalibrasi dari uji kompresi triaksial atau uniaxial tradisional telah disadari, sampel batuan berukuran tidak standar dengan ketebalan kecil 7,6 mm digunakan untuk meminimalkan kontribusi deformasi sampel terhadap deformasi total dalam studi penyelubungan *proppant*. Dalam studi ini, apakah batuan berlapis heterogen yang dihasilkan dari

deteriorasi cairan dapat sepenuhnya direpresentasikan oleh kondisi isotropik setara dalam pemodelan penyelubungan *proppant* diselidiki secara numerik. Eksperimen numerik uji kompresi uniaxial pertama dilakukan pada batuan heterogen untuk mendapatkan parameter elastis setara dari kondisi isotropik. Dengan parameter setara ini, perbedaan kedalaman penyelubungan antara kondisi heterogen dan kondisi isotropik setara diperiksa melalui simulasi numerik. Kemudian, masalah menyejajarkan batuan heterogen dengan kondisi isotropik dibahas.

BAB IV PERENCANAAN *HYDRAULIC FRACTURING* MENGUNAKAN *SIMULATOR*

FracCADE adalah salah satu *software* simulator peretakan hidrolik yang dikembangkan oleh *Schlumberger*. *FracCADE* dikembangkan menggunakan *principal* fisik yang terbukti dari peretakan hidrolik dan digunakan untuk menganalisa, desain, eksekusi, simulasi dan evaluasi dari operasi peretakan hidrolik. Pada sub-bab ini penulis menyajikan perencanaan *hydraulic fracturing* menggunakan simulator disertai dengan contoh data, simulasi, dan hasil. Berikut tahapan untuk melakukan simulasi peretakan hidrolik pada *software FracCADE* :

4.1 Pengenalan *Software FracCADE*

4.1.1 Memasukkan Data-data (*General Input*)

Data-data yang perlu untuk diinput ketika melakukan simulasi peretakan hidrolik menggunakan *software FracCADE* yaitu sebagai berikut :

- a. *Administration*, terdiri dari nama perusahaan, sumur, lokasi dan tanggal.
- b. *Well*, terbagi menjadi beberapa bagian yaitu *well completion* yang meliputi data kedalaman total sumur, jenis sumur, temperatur reservoir, dan temperatur permukaan. Selanjutnya data *hole survey* yaitu gambaran keadaan dari *bottom hole* hingga ke permukaan, data *tubular* yang meliputi data *tubing* atau *drill pipe* serta data *casing*. Data terakhir yang dimasukkan

ke dalam *well completion* yaitu *perforation* yang meliputi data *top* dan *bottom perforation*, *number of perforation*, serta diameter perforasi.

- c. *Zone*, meliputi nama zona, interval dari setiap zona, jenis litologi dan data geomekanik dari batuan pada setiap zona.
- d. *Reservoir fluid*, meliputi jenis sumur, kandungan gas, karakteristik air formasi dan karakteristik dari fluida hidrokarbon seperti GOR, *API Gravity*, dan tekanan *bubble point*.
- e. *Fluid*, meliputi jenis fluida pererah beserta *additive*, dan *properties* dari fluida pererah yang telah ditentukan.
- f. *Proppant*, meliputi jenis *proppant* dan karakteristik dari *proppant*.

Keenam data yang diperlukan perlu diisi secara tepat. *Software FracCADE* akan memberikan indikator warna yang dapat menunjukkan status dan keterangan tentang data atau angka yang dimasukkan ke dalam program simulasi. Apabila indikator memberikan warna biru maka angka atau data yang tertera merupakan hasil perhitungan internal simulasi dan tidak dapat diubah. Akan tetapi, apabila indikator menunjukkan warna merah, maka angka atau data yang dimasukkan melebihi *range* atau batas sehingga harus diubah sampai berwarna biru agar dapat dilanjutkan ke tahap berikutnya.

4.1.2 ProFrac Placement

Setelah semua data telah dimasukkan dan tidak ada kesalahan dalam data, langkah berikutnya adalah memilih *profrac placement* untuk menyusun generator *pump schedule generator* (PSG) yang mencakup *stage volume*, *pump rate*, konsentrasi *proppant*, jenis *proppant*, dan jenis fluida perekah yang digunakan. *Pump schedule generator* ini juga memungkinkan untuk menentukan model geometri rekahan, seperti PKN, KGD, P3D, atau radial. Setelah *pumping schedule* telah disusun, langkah selanjutnya adalah menjalankan data (*execute*) untuk menghasilkan *output* simulasi perekahan hidrolik.

4.1.3 Data Hasil Perhitungan (*Output Data*)

Data yang diperoleh setelah *execute* dilakukan meliputi informasi seperti fracture half length, lebar rekahan, konduktivitas rekahan, dimensionless fracture conductivity (FCD) hingga efisiensi. Selain itu, dapat diketahui geometri rekahan yang terbentuk dalam model tiga dimensi serta distribusi konduktivitas *proppant* dalam model dua dimensi.

4.2 Perencanaan *Hydraulic Fracturing* Menggunakan Simulator

Simulator dari operasi *hydraulic fracturing* dapat digunakan untuk perencanaan desain perekahan. Simulator *hydraulic fracturing* digunakan untuk mendapatkan hasil berupa model 2D dari simulasi *hydraulic fracturing* yang dilakukan. Pada simulator ini, data-data yang dibutuhkan seperti data *reservoir*, data mekanika batuan, data kompleksitas, data perforasi, data *treatment schedule* agar menghasilkan parameter-parameter seperti panjang rekahan, tinggi rekahan, lebar

rekahan, dan konduktivitas dari rekahan yang terbentuk. Tahapan perencanaan *hydraulic fracturing* secara lengkap dijelaskan pada sub-bab di bawah ini.

4.2.1 Persiapan Data Awal

Perencanaan yang dilakukan sebelum pelaksanaan operasi *hydraulic fracturing* diawali dengan persiapan data awal yang diperlukan seperti data *reservoir* yang meliputi data perforasi dan data kompleks, serta data mekanika batuan. Data-data tersebut dipersiapkan sebagai bahan pertimbangan dalam pengambilan keputusan atas desain yang direncanakan untuk operasi *hydraulic fracturing* serta sebagai parameter penunjang untuk melakukan proses input data pada *hydraulic fracturing software* yang digunakan. Data-data yang diinput pada *software* nantinya akan disimulasikan untuk memperoleh parameter-parameter yang dapat diketahui apabila operasi *hydraulic fracturing* dilakukan. Tabel 4.1 merupakan data yang dibutuhkan dalam simulasi *hydraulic fracturing*.

Tabel 4.1 Kebutuhan Data Simulasi *Hydraulic Fracturing*

Parameter	Unit
Data Reservoir	
Jenis Batuan	
<i>Area Reservoir</i>	acre
<i>Reservoir Volume</i>	acre-ft
Tebal <i>Reservoir</i>	ft
Tekanan <i>Reservoir</i>	psi
Tekanan <i>Bubble Point (Pb)</i>	psi
<i>Pore Gradient</i>	psi/ft
<i>Fracture Gradient</i>	psi/ft

<i>Bottom Hole Temperature</i>	deg F
Porositas	%
Permeabilitas	mD
API Minyak	<i>degree</i>
SG Minyak	-
<i>Closure Pressure</i>	psi
Data Kompleksi Sumur	
Jari-jari Sumur (rw)	ft
Jari-jari Pengurasan (re)	ft
<i>OD Casing</i>	in
<i>ID Casing</i>	in
<i>OD Tubing</i>	in
<i>ID Tubing</i>	in
<i>Top of Perforation (MD)</i>	ft
<i>Bottom of Perforation (MD)</i>	ft
<i>Mid of Perforation (MD)</i>	ft
<i>Shoot Density</i>	SPF
<i>Perforation Number</i>	-
Diameter Perforasi	in
Data Mekanika Batuan	
<i>Rock Type</i>	-
<i>Depth (TVD)</i>	ft
<i>Fracture Gradient</i>	psi/ft
<i>In-situ Stress</i>	psi
<i>Young's Modulus</i>	psi
<i>Poisson's Ratio</i>	-
<i>Fracture Toughness</i>	psi

4.2.2 Perencanaan Simulasi *Hydraulic Fracturing*

Dalam melakukan perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing*, setelah pengumpulan data telah selesai dilakukan, maka diperlukan

perencanaan dalam memilih fluida perekah dan *proppant* yang akan diinjeksikan ke lapisan formasi sebagai target perekahan, penentuan dari *rate* pompa, *pumping schedule*, serta tekanan pompa yang dibutuhkan ketika proses injeksi dilakukan.

a. Penentuan Fluida Perekah

Fluida perekah yang dirancang pada operasi *hydraulic fracturing* disesuaikan dengan karakteristik zona yang produktif pada *reservoir* suatu sumur agar perekahan yang dilakukan tidak menimbulkan kerusakan baru saat digunakan pada proses perekahan. **Sebagai contoh**, suatu formasi lapisan *sandstone* sebagai zona produktif yang mengandung minyak, memiliki permeabilitas rata-rata sebesar 29,2 mD, tekanan *reservoir* 2194 psia dengan temperatur *reservoir* sebesar 220°F.

Fluida perekah yang digunakan dalam perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* yaitu fluida yang terbuat dari bahan dasar air dengan tipe *crosslinked fluid*. Pada Tabel 4.2 dapat dilihat bahwa *borate* merupakan *cross-link agent* memiliki ketahanan pada temperatur di atas 325°F sehingga sesuai apabila digunakan pada kondisi *reservoir* yang memiliki temperatur 220°F.

Tabel 4.2 Karakteristik Jenis Fluida Perekah *Crosslinker*
(Economides & Nolte, 2000)

Crosslinker Crosslinker Polymers	Borate Guar, HPG, CMHPG	Titanate Guar, HPG, CMHPG, CMHEC [†]	Zirconate Guar, [‡] HPG, [‡] CMHPG, CMHHEC [‡]	Aluminium 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
[†] Low-pH (3-5) <i>Crosslinking Only</i>				
[‡] High-pH (7-10) <i>Crosslinking Only</i>				

Pemilihan fluida perekah dengan berbahan dasar air yang telah direncanakan ditambahkan dengan tiga *additive* utama dalam fluida perekah yaitu *borate crosslinker*, *buffering agent*, dan *breaker*. Selain itu *additive* lain juga ditambahkan seperti *pottasium chloride* yang berfungsi sebagai pencegahan respon aktif dari formasi yang mengandung *clay*, *bactericide* yang berfungsi untuk mengontrol pertumbuhan bakteri, *fluid loss additive* untuk mengontrol terjadinya *fluid loss* ke dalam formasi, *surfactant*, serta *friction reducer*.

Sebagai contoh, penulis menyajikan beberapa fluida perekah yang dirancang yaitu YF135.1HTD yang memiliki viskositas tinggi sehingga mampu membawa *proppant* ke dalam rekahan. Properti fluida perekah tersebut ditampilkan pada Tabel 4.3 dengan nilai viskositas, *flow behavior index* (n'), dan *consistency index* (K') yang

berbeda untuk mengetahui variasi pemilihan fluida terhadap konduktivitas rekahan yang terbentuk.

Tabel 4.3 *Fracture Fluid Properties* YF135.1HTD (*Software*)

Parameter	Nilai	Unit
Viskositas	226,359	cp
n'	0,27	-
K'	0,21	-

Berdasarkan data fluida perekah yang disajikan pada Tabel 4.3, selanjutnya ditambahkan aditif untuk fluida perekah di atas. Penambahan aditif dilakukan untuk kondisi temperatur reservoir sebesar 220 °F.

Tabel 4.4 *Additive Fluida Perekah* (*Software*)

Additives	Solid Conc, lb/1000gal	Liquid Conc, gal/1000gal
<i>J506, Borate Crosslinker</i>	0	0,55
<i>U028, Buffering Agent</i>	0	2
<i>J218, Breaker</i>	1	0
<i>J877, Guar Gelling Agent</i>	11,2	0
<i>M117, Potassium Chloride</i>	166	0
<i>M290, Bactericide</i>	0	0,75
<i>J353, High Temperature Gel Stabilizer</i>	5	0
<i>J497, Fluid Loss Additive (Low Perm Additive)</i>	7,5	0
<i>F105, Surfactant</i>	0	3
<i>J507, Friction Reducer</i>	0	1

b. Penentuan *Proppant*

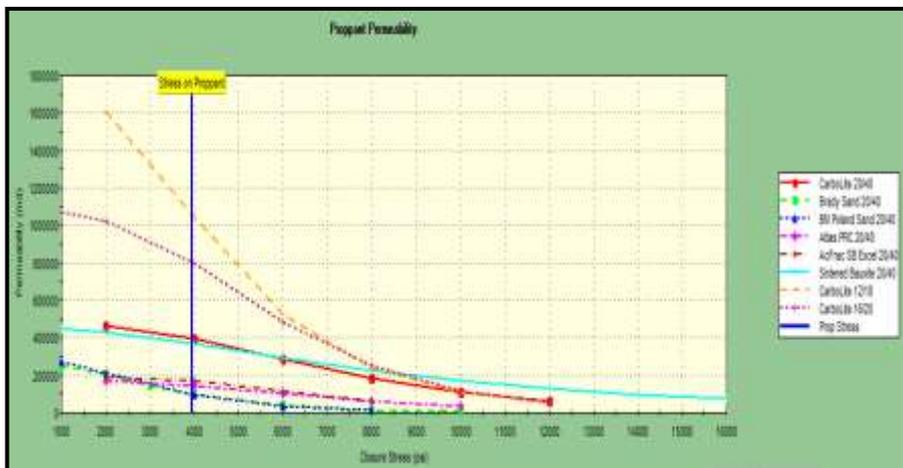
Penentuan *proppant* yang digunakan untuk mengganjal rekahan agar tetap terbuka dilakukan berdasarkan nilai *clossure pressure* dari formasi. Faktor yang menyebabkan *proppant* dapat menahan *clossure pressure* yaitu *proppant strength*. Apabila *proppant* dapat memberikan tahanan yang baik tanpa mengalami *crushing* (hancur) maka *proppant* dapat digunakan. Sehingga *proppant* dirancang agar memiliki kekuatan diatas dari *stress* yang dapat dialami *proppant* ketika berada pada formasi. *Proppant* yang dipilih juga diharapkan dapat membentuk permeabilitas yang tinggi sebagai jalur konduktif bagi aliran fluida dari *reservoir* ke lubang sumur dan dapat memberikan kenaikan konduktivitas dari rekahan yang terbentuk. Tabel 4.5 di bawah ini merupakan **contoh** data tekanan formasi.

Tabel 4.5 Data Tekanan Formasi

<i>Properties</i>	Nilai
<i>Clossure Pressure</i>	3937,16 psi
<i>Stress Gradient</i>	0,77 psi/ft

Proppant yang digunakan pada perencanaan ini didasarkan pada analisa sensitivitas kemampuan *proppant* menahan *clossure pressure* sebesar 3937,16 psi seperti data yang terlihat pada Tabel 4.5. Sehingga *proppant* dengan jenis *ceramic* digunakan karena dapat memberikan nilai resistensi hingga 10.000 psi. *Proppant* ini mampu menahan *clossure pressure* tanpa *crushing effect* serta memiliki ukuran keseragaman butir *proppant* (*roundness* dan *sphericity*) yang baik

yaitu 0,9 sehingga dapat memberikan nilai konduktivitas yang baik pada rekahan. Gambar 4.1 memperlihatkan bahwa *proppant* berjenis *ceramic* dengan tipe Carbolite ukuran 12/18, 16/20, dan 20/40 memberikan permeabilitas yang baik ketika mengalami *stress* pada formasi.



Gambar 4.1 Perbandingan *Proppant Permeability* vs *Closure Pressure* (Software)

Selanjutnya, penulis akan menggunakan *proppant* jenis *carbolite* dengan ukuran mesh yaitu 16/20 yang digunakan dalam perencanaan stimulasi *hydraulic fracturing* disesuaikan dengan diameter perforasi yaitu sebesar 0,4 in. Berdasarkan Tabel 4.6 dapat dilihat bahwa ukuran diameter rata-rata dari *proppant* yang dipilih tersebut melebihi enam kali ukuran dari diameter perforasi. Sehingga, simulasi terhadap *proppant* tipe *Carbolite* dengan ukuran mesh 16/20 dilakukan dengan kombinasi fluida YF135.1HTD untuk mendapatkan hasil

konduktivitas rekahan yang terbentuk dan nilai FOI (*fold of increase*) yang dihasilkan.

Tabel 4.6 *Proppant Carbolite Properties (Software)*

<i>Proppant type</i>	<i>Mesh Size</i>	<i>Mean Diameter (in)</i>	<i>Density (ppg)</i>	<i>SG</i>	<i>Permeabilitas (mD)</i>
<i>Lightweight Carbolite</i>	16/20	0,043	13,87	2,74	820585

c. Penentuan Desain Geometri Rekahan

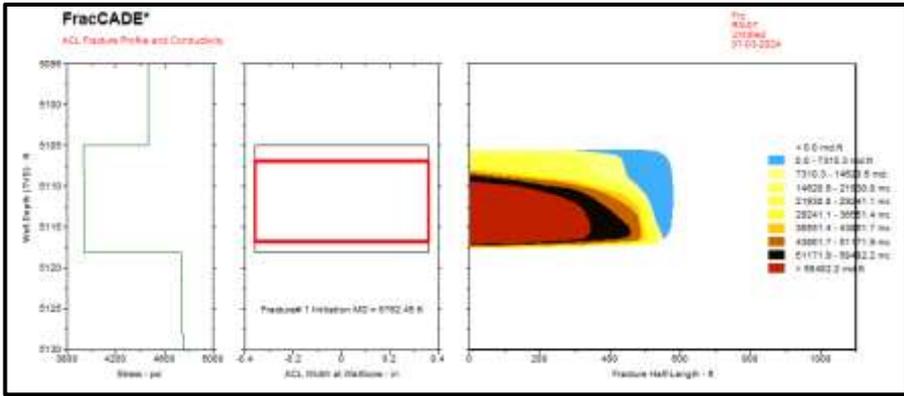
Simulator dari operasi *hydraulic fracturing* dapat digunakan untuk perencanaan desain perekahan. Simulator *hydraulic fracturing* digunakan untuk mendapatkan hasil berupa model 2D dari simulasi *hydraulic fracturing* yang dilakukan. Pada simulator ini, data-data yang dibutuhkan seperti data *reservoir*, data mekanika batuan, data kompleksitas, data perforasi, data *treatment schedule* yang telah dihitung diinput agar menghasilkan parameter-parameter seperti panjang rekahan, tinggi rekahan, lebar rekahan, dan konduktivitas dari rekahan yang terbentuk. Pada Tabel 4.8 disajikan data *treatment scheduling*.

Tabel 4.7 *Pumping Time Schedule Fluida YF135.1HTD (Simulator)*

<i>Step Name</i>	<i>Pump Rate, bbl/min</i>	<i>Fluid Volume, gal</i>	<i>Proppant type</i>	<i>Prop. Conc., PPA</i>	<i>Prop. Mass lb</i>	<i>Slurry volume (bbl)</i>	<i>Pump time (min)</i>
PAD	18	1768	-	0	-	42,1	2,3
1 PPA	18	2666	Carbolite	1,00	2666	66,4	3,7
2 PPA	18	2525	Carbolite	2,00	5050	65,6	3,6
3 PPA	18	2602	Carbolite	3,00	7806	70,5	3,9
4 PPA	18	2271	Carbolite	4,00	9084	64,0	3,6
5 PPA	18	2912	Carbolite	5,00	14558	85,2	4,7

6 PPA	18	2608	Carbolite	6,00	15648	79,2	4,4
7 PPA	18	2350	Carbolite	7,00	16446	73,9	4,1
FLUSH	18	1846	-	0	0	43,9	2,4

Setelah *treatment scheduling* dilakukan menggunakan fluida YF135.1HTD dengan viskositas sebesar 226,359 dengan *proppant Carbolite 16/20 mesh*, maka model 2D dari rekahan serta geometri rekahan akan dihasilkan. Berikut ini ditampilkan hasil model 2D dari rekahan menggunakan simulator untuk sensitivitas menggunakan fluida YF135.1HTD dan *proppant Carbolite 16/20 mesh*.



Gambar 4.2 Hasil Geometri Rekahan Simulasi Fluida YF135.1HTD dengan 16/20 Mesh Carbolite

Gambar 4.2 menunjukkan model 2D dari geometri rekahan yang terbentuk dari skenario pemilihan fluida YF135.1HTD dengan 16/20 Mesh Carbolite. Panjang rekahan (*fracture half length*) yang terbentuk pada skenario tersebut yaitu sebesar 578,6 ft dengan nilai konduktivitas sebesar 77845 md.ft.

4.2.2 Prediksi Peningkatan Produksi setelah Perekahan

Peningkatan produksi setelah operasi *hydraulic fracturing* harus diketahui untuk melihat tingkat keberhasilan atau kegagalannya. Adapun parameter-parameter yang digunakan untuk mengetahui peningkatan produksi sumur setelah *hydraulic fracturing* dilakukan meliputi peningkatan permeabilitas formasi rata-rata, *fold of increase* (FOI), dan *inflow performance relationship* (IPR).

a. Perhitungan Permeabilitas Formasi Rata-Rata

Salah satu parameter untuk menentukan peningkatan produksi sumur yang telah mengalami perekahan hidrolis adalah dengan memproyeksikan nilai permeabilitas yang diperoleh setelah perekahan. Perkiraan nilai permeabilitas setelah perekahan (K_f) dan rata-rata distribusi permeabilitas formasi (K_{avg}) dapat dihitung menggunakan persamaan matematis sebagai berikut:

$$K_f = \frac{(k \times h) + w k_f}{h} \dots\dots\dots(23)$$

Selanjutnya K rata-rata dihitung dengan persamaan:

$$K_{avg} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\frac{1}{k_f} \times \left(\log\frac{x_f}{r_w}\right)\right] + \left[\frac{1}{k} \times \left(\log\frac{r_e}{x_f}\right)\right]} \dots\dots\dots(24)$$

dengan:

- K_{avg} = Permeabilitas formasi rata-rata setelah perekahan, md
- R_e = Radius pengurasan, ft
- R_w = Radius sumur, ft
- K_f = Permeabilitas efektif formasi yang terkena efek perekahan, md
- X_f = Panjang rekahan 1 sayap, ft

- K = Permeabilitas formasi, md
- W_{kf} = Konduktivitas rekahan, md-ft
- H = Tinggi/tebal formasi di sumur, ft

b. Metode Cinco-Ley Samaniego dan Dominique

Metode Cinco-Ley Samaniego dan Dominique adalah metode yang populer untuk menghitung konduktivitas rekahan dan mengestimasi peningkatan produktivitas ganda yang diharapkan (FOI) dalam rekahan hidrolis dengan cepat. Metode ini mempertimbangkan berbagai faktor, termasuk panjang rekahan, permeabilitas, konduktivitas, area pengurasan silinder, dan kondisi kompleks formasi yang *cased hole*.

Konduktivitas rekahan sebenarnya menentukan dimensi dan permeabilitas rekahan. Dalam konteks ini, penilaian akan menggunakan jari-jari sumur yang efektif, disimbolkan dengan *r_w'*. Seiring dengan peningkatan produktivitas sumur, jari-jari sumur akan meningkat. Persamaan *dimensionless fracture conductivity* yaitu:

$$F_{cd} = \frac{w_{kf}}{kX_f} \dots\dots\dots(25)$$

dengan:

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

Secara umum, nilai optimum dari FCD adalah 2. Hal ini hanya berlaku dalam konteks aliran fluida *pseudo radial* di dalam formasi, dan tidak

mencakup aliran keseluruhan dalam reservoir. Hal ini khususnya berlaku untuk peretakan yang lebar namun pendek. Namun, untuk rekahan yang panjang dan sempit, nilai FCD mungkin adalah 1. Untuk mengevaluasi keberhasilan peretakan, nilai *skin* semu (*pseudo skin*) digunakan, yang ditunjukkan dalam grafik yang terlihat pada Gambar 4.3.

$$s = - \ln \left[\frac{r_w^F}{r_w} \right] \dots\dots\dots(26)$$

$$r_w' = r_w - r_w^2 \dots\dots\dots(27)$$

dengan:

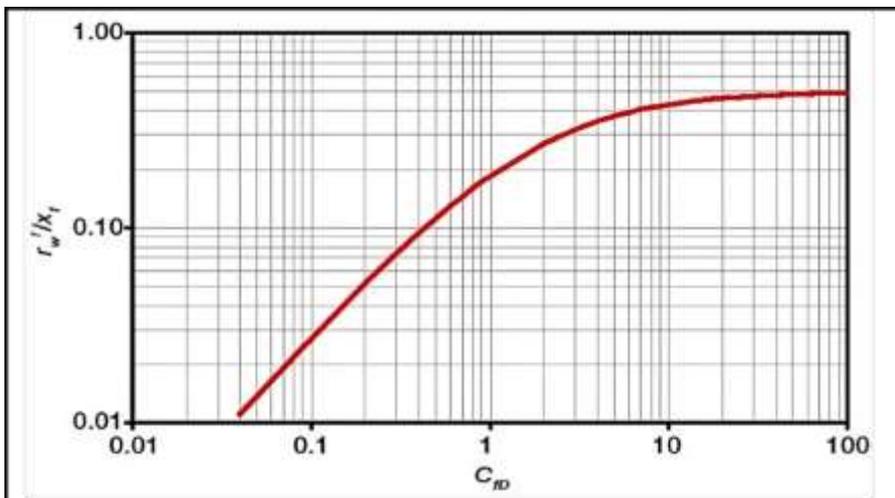
S = Faktor skin

r_w = Well radius, ft

r_w' = Drain radius, ft

Berikut persamaan *folds of increase* (FOI):

$$FOI = \frac{J}{J_0} = \ln \frac{r_e/r_e}{\frac{r_w^F}{r_w^F} + S} \dots\dots\dots(28)$$



Gambar 4. 3 Grafik Hubungan Cinco-Ley r_w dan FCD

DAFTAR PUSTAKA

1. Belyadi, H., Fathi, E., and Belyadi, F. (2017). *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs : Theories, Operations, and Economic Analysis*. Kidlington, Oxford : Gulf Professional Publishing.
2. Braun, J., Beek, P. van der, & Batt, G. (2009). *The complementary error function*. *Quantitative Thermochronology*, 222-223.
3. Cinco L., H., Samaniego V., F., & Dominquez A., N. (1978). *Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite-Conductivity Vertical Fracture*. Soc Pet Eng AIME J.
4. D. Ginger., K. Fielding (2005). *The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association. Thirtieth Annual Conventional & Exhibition, August 2005.
5. Demarchos, A. S., Chomatas, A.S., & Economides, M. J. (2008). *Pushing the Limits in Hydraulic Fracturing*. Houston : Society of Petroleum Engineers.
6. Economides, J. Michael., Nolte., K.G. (2000). *Reservoir Stimulation 2nd Edition*. Houston, Texas : Schlumberger Educational Services.
7. Economides, J. Michael., and Martin T. (2007). *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. Houston, Texas : BJ Services Company.
8. Geertsma J, De Klerk F. (1969). *A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures*. *Journal of petroleum technology* 21:1571-1581
9. Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode, D.E., Veatch, Jr. R.W., (1989). *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas. pp. 216,217.
10. Gruesbeck and Collings. (1978). *Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing*, 1–96

11. Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2017). *Petroleum Production Engineering*. Rio de Janeiro, Brazil : Elsevier Science & Technology Books.
12. Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). *A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block*. South Sumatra, Indonesia : Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention. IPA 93-1.1-179.
13. Howard, G.C., Fast, C. R. (1957). *Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension*. Tulsa, Oklahoma : Pan American Petroleum Corporation.
14. J. B. Clark. (1949). *A Hydraulic Process for Increasing the Productivity of Oil Wells*. AIME Transactions, Vol. 186, No. 1, 1949, pp. 1-8.
15. Montgomery, C. T., & Steanson, R. E. (1985). *Proppant Selection: The Key to Successful Fracture Stimulation*. Society of Petroleum Engineers : Journal of Petroleum Technology.
16. Nordgren, R. (1972). *Propagation of a vertical hydraulic fracture*. Society of Petroleum Engineers Journal 12:306-314.
17. Perkins, T. and Kern, L. (1961). *Widths of Hydraulic Fractures*. Journal of Petroleum Technology, 222, 937-949.
18. Smith, M. B., & Carl T. Montgomery. (2015). *Hydraulic Fracturing*. Florida, United States : CRC Press.
19. Speight J. G. (2016). *Handbook of Hydraulic Fracturing*. John Wiley & Sons, Inc : New Jersey.
20. Williams, R. (1979). *How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient*.

ISBN 978-623-389-344-2



9 786233 893442