# STUDI SIMULASI PENGARUH KARAKTERISTIK *PROPPANT* TERHADAP EFEKTIVITAS *HYDRAULIC FRACTURING*

**Teuku Muhammad Fur'qan[1], Pradini Rahalintar[1*], Trilis Setyo Rahayu[1]**
[1]Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral AKAMIGAS, Jl. Gajah Mada No. 37, Blora, Jawa Tengah, 58312
**pradini.rahalintar@esdm.go.id*

## ABSTRAK

*Hydraulic fracturing* merupakan metode stimulasi yang efektif untuk meningkatkan produktivitas reservoir berpermeabilitas rendah dengan memanfaatkan fluida bertekanan tinggi dan *proppant* sebagai pengganjal rekahan. Penelitian ini menganalisis pengaruh karakteristik proppant terhadap performa *fracture* melalui serangkaian pengujian laboratorium dan simulasi berbasis standar API RP19C. Tiga sampel pasir alam diuji menggunakan ukuran *mesh* 30/50 dan 40/70 untuk menilai parameter *roundness–sphericity, crush resistance, densitas massal, dan turbidity.* Hasil simulasi menunjukkan bahwa ukuran butir berperan penting dalam mempertahankan konduktivitas *fracture,* khususnya pada kondisi tekanan tinggi. Pada tekanan *closure* 3000 psi, hanya sampel 1 dengan *mesh* 40/70 yang mampu mempertahankan *fracture conductivity* signifikan (2752 md.ft), sementara semua sampel *mesh* 30/50 mengalami kegagalan total. Temuan ini menegaskan bahwa *proppant* berukuran lebih kecil dengan bentuk butir lebih seragam memberikan stabilitas rekahan yang lebih baik dan meningkatkan potensi aliran hidrokarbon. Dengan demikian, proppant pasir alam *mesh* 40/70 dari sampel 1 dinilai sebagai kandidat paling optimal untuk aplikasi *hydraulic fracturing* pada *reservoir* bertekanan tinggi.

**Kata kunci:** ***Hydraulic Fracturing, Proppant, Pasir Alam***

## 1. PENDAHULUAN

Hidrokarbon merupakan senyawa yang tersusun dari unsur hidrogen dan karbon[1] dengan berbagai komposisi. Senyawa ini dapat ditemukan dalam bentuk fluida (gas atau cair) maupun padatan di dalam formasi batuan bawah tanah. Dalam industri migas, komponen hidrokarbon di alam terdapat 3 bentuk yaitu gas, cair, dan padat[2].

Selain itu, banyak sumur minyak di Indonesia yang telah memasuki fase tua dengan tingkat water cut yang tinggi. Peningkatan kadar air mengganggu kurva *inflow* dan *outflow*[3] data produksi. Produksi air yang berlebihan dapat disebabkan oleh masalah sumur. Untuk mengatasi kondisi tersebut, dibutuhkan teknologi lanjutan yang mampu meningkatkan perolehan minyak dari reservoir, yaitu *tertiary recovery* atau yang dikenal sebagai *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Metode ini telah terbukti dapat meningkatkan produksi minyak hingga lebih dari 50% dibandingkan dengan metode konvensional. Tujuannya adalah untuk mengubah sifat fisik dan kimia fluida serta batuan sehingga minyak yang tersisa dapat terdorong keluar menuju permukaan[4].

Salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang sering digunakan yaitu *hydraulic fracturing*. *Hydraulic Fracturing* merupakan salah satu metode stimulasi untuk menaikkan produktivitas reservoir minyak atau gas yang memiliki permeabilitas kecil[5] dengan menggunakan *proppant* sebagai pengganjal agar hasil rekahan dari *hydraulic fracturing* tidak tertutup kembali[6]. *Proppant* adalah bahan berupa seperti pasir dengan ukuran partikel seragam yang dicampur dengan *fracturing fluid* selama proses *hydraulic fracturing (fracking)* untuk menahan formasi yang direkahkan agar tidak tertutup kembali[7]. Ada berbagai jenis

proppant, termasuk pasir alami dan *proppant* buatan manusia[8]. Dari hasil Trilis dkk menyebutkan bahwa pengujian karakteristik sampel *proppant* dibutuhkan untuk menilai kualitas dari berbagai sampel[9].

Pasir alam adalah salah satu jenis *proppant* yang sering digunakan karena sifatnya yang melimpah dan biaya yang relatif rendah[10] jika dibandingkan dengan proppant yang terbuat dari keramik atau *resin-coated sand*. Pasir alam yang digunakan sebagai *proppant* sangat bergantung pada kualitas fisik dan kimianya.

Dari hasil pengujian laboratorium Trilis dkk sebelumnya, mereka melakukan pengujian laboratorium terhadap tiga sampel pasir alam sesuai standar API RP19C, dan hasil lab menunjukkan bahwa hanya sampel 1 mesh 40/70 yang memenuhi parameter *roundness–sphericity*, *crush resistance*, *acid solubility*, *turbidity*, serta *bulk density* sehingga dinilai sebagai sampel dengan kualitas proppant terbaik. Studi ini membahas pengaruh karakteristik proppant seperti ukuran butir (*grain size*), densitas, kekuatan hancur (*crush resistance*), dan bentuk butiran terhadap efektivitas terbentuknya rekahan buatan dalam formasi batuan yang bertujuan untuk mengetahui *effective stress* pada *proppant* dalam menerima *closssure stress* dan *pressure fracturing fluid* serta melakukan studi simulasi pada *hydraulic fracturing* menggunakan *software.*

## 2. METODE

Data ini menggunakan 3 sampel *proppant* dari lokasi berbeda yang memiliki karakteristik dan kualitas yang berbeda dan dengan menggunakan *sieve shaker* berukuran 30/50 dan 40/70 pada tiap sampel untuk menentukan ukuran butiran. Maka dilakukan uji coba sampel untuk mengetahui kelayakan sampel sebagai *proppant* dengan mempertimbangkan *Roundness* & *sphericity, crush resistance*, *sand properties* (*acid solubility*, *bulk density*, dan *turbidity*) sebagai parameter. Tahap penelitian dijabarkan pada Gambar 1.

**Gambar 1. Alur Penelitian**

**Tabel 1. Data Lapangan**

| Parameter | Nilai | Satuan | Parameter | Nilai | Satuan |
|---|---|---|---|---|---|
| *Top of Formation.* | 3,420 | bar | *Formation Leak-Off Coefficient.* | 0.0039 | ft/min^1/2 |
| *Hydrocarbon Type.* | oil | | *GOR.* | 200 | Scf/stb |
| *Estimated WC.* | 30 | % | *Production Wellhead Pressure.* | 100 | Psi |
| *Permeability.* | 11 | mD | *Reservoir Pressure.* | 750 | Psig |
| *Net Pay.* | 55 | ft TVD | *Reservoir Temperature.* | 178 | °F |
| *Wellbore Radius (Rw).* | 0.35 | ft | *Estimated Drainage Radius (Re)* | 600 | ft |

Pada tabel 1 di atas dapat dilihat bahwa lapangan ini hanya memiliki *hydrocarbon* berupa minyak dengan estimasi *water cut* 30%, dan *GOR* sebesar 200 scf/stb yang menghasilkan *production wellhead pressure* sebesar 100 psi pada *wellbore radius* sebesar 0.35 ft serta *drainage radius* sebesar 600 ft pada estimasinya. Dan memiliki *permeability* 11 mD, *reservoir pressure* 750 psig, *top of formation* sebesar 3,420 bar, dengan *net pay* sebesar 55 ft TVD dan *reservoir temperature* 178°F pada formasinya. Dari data produksi dan formasi yang telah disebutkan sumur ini juga terdapat *formation leak-off coefficient* sebesar 0.0039 ft/min^1/2.

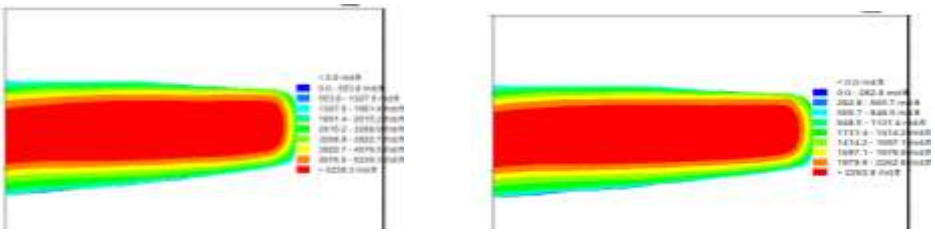
Prosedur penelitian ini menggunakan *software* sebagai simulasi dengan menggunakan standar API RP19C sebagai acuan. Langkah-langkah penelitian yang akan dilakukan adalah mengumpulkan data lapangan untuk digunakan sebagai simulasi *proppant* pada operasi *hydraulic fracturing* dengan menggunakan *software*. Kemudian memasukkan data karakteristik hasil pengujian sampel pasir alam di laboratorium ke dalam simulasi. Lalu me-running data pada *software* untuk mendapatkan hasil kinerja *proppant* pada operasi *hydraulic fracturing.* Menganalisa hasil simulasi menggunakan, lalu menyimpulkan.

## 3. PEMBAHASAN

Tujuan dari penggunaan 3 sampel yang berbeda adalah untuk membandingkan kualitas *proppant* dari 3 lokasi yang berbeda dan sampel mana yang cocok digunakan berdasarkan standar IPA RP19C pada *proppant*. Dari simulasi menggunakan *software* menunjukkan hasil yang berbeda pada tiap sampel dan ukuran *proppant*. Faktor sifat partikel *proppant* juga dapat menghasilkan berbagai peningkatan kinerja selama operasi *hydraulic fracturing*.

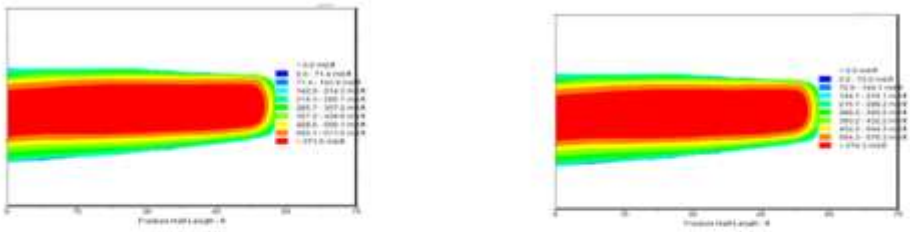
### A. Analisis Hasil Simulasi 2000 psi

### A.1 *Fracture Profile and Fracture Conductivity Distribution*



**Gambar 2. Sampel 1 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

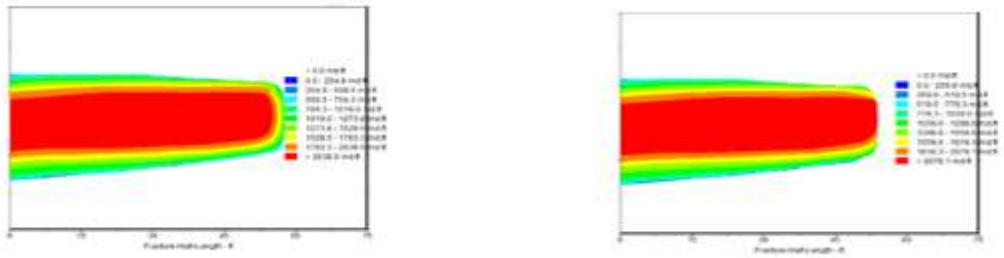
Perbandingan antara gambar (a) dan gambar (b) menunjukkan bahwa keduanya memiliki konduktivitas tinggi dan merata, menandakan distribusi *proppant* yang baik. Pada gambar (a), konduktivitas tinggi terlihat di seluruh area *fracture* tanpa adanya *collapse*, sedangkan gambar (b) memperkuat hasil tersebut dengan menunjukkan nilai konduktivitas stabil sebesar 2275 md.ft dari sumur hingga ujung rekahan. Hal ini membuktikan bahwa *proppant* mesh 40/70 dari lokasi 1 memiliki kekuatan tekan dan sebaran yang optimal, mampu menjaga jalur aliran tetap terbuka, serta mendukung aliran fluida dan produktivitas reservoir secara efisien.



(a) (b)

**Gambar 3. Sampel 2 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

Perbandingan antara gambar (a) dan gambar (b) menunjukkan adanya perbedaan dalam efektivitas distribusi *proppant* dan hasil konduktivitas *fracture*. Pada gambar (a), proppant terkonsentrasi tinggi di dekat *wellbore* (warna merah > 1.0 lb/ft²), namun konsentrasinya menurun menuju ujung *fracture* (zona hijau–biru), menandakan keterbatasan daya dorong *proppant* dan panjang sebaran efektif hanya sekitar 61,6 ft. Sebaliknya, gambar (b) menunjukkan konduktivitas tinggi sebesar 571 md.ft yang merata di sepanjang *fracture*, menandakan distribusi *proppant* tetap cukup baik dan mampu menjaga jalur alir tetap terbuka. Secara keseluruhan, meskipun Gambar 4.21 menunjukkan distribusi *proppant* belum mencapai ujung *fracture* sepenuhnya, gambar (a) membuktikan bahwa konduktivitas *fracture* tetap efektif dan stabil untuk *proppant mesh* 40/70.



(a) (b)

**Gambar 4. Sampel 3 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

Perbandingan antara gambar (a) dan gambar (b) menunjukkan bahwa kedua sampel memiliki konduktivitas *fracture* yang sangat tinggi dan distribusi *proppant* yang merata, namun dengan tingkat efektivitas yang berbeda. Pada gambar (a) (*mesh* 30/50), warna merah pekat di bagian tengah fracture menunjukkan konduktivitas >2000 md.ft dengan penyebaran lateral dan vertikal yang seragam, menandakan tekanan dan pengendapan *proppant* berlangsung merata. Sementara pada gambar 4.30 (*mesh* 40/70), konduktivitas lebih tinggi dan stabil (2082–2802 md.ft) di sepanjang *fracture* tanpa penurunan di ujung, menandakan *fracture* tetap terbuka sepenuhnya dengan distribusi *proppant* 1.01 lb/ft² yang optimal dan tanpa *bridging*. Secara

keseluruhan, kedua sampel menunjukkan performa sangat baik, namun *mesh* 40/70 memiliki keunggulan dalam menjaga *fracture* tetap konduktif hingga ujung, sehingga berpotensi meningkatkan aliran hidrokarbon lebih efektif.

### A.2 *Fracture Profile and Change in Proppant Concentration Along its Length*

**(a)** **(b)**

**Gambar 5. Sampel 1 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

Pada gambar (a) terlihat distribusi *proppant* yang sangat merata dan menyebar hingga mendekati ujung *fracture* sekitar 61,6 ft, dengan warna merah yang mendominasi menandakan tidak adanya bridging maupun *screenout*. Konsentrasi tertinggi berada di tengah *fracture* dan tersebar baik secara horizontal, menunjukkan kemampuan distribusi yang optimal. Sementara itu, pada gambar (b), warna merah dengan nilai lebih dari 1.0 lb/ft² juga menunjukkan sebaran *proppant* yang merata dan konsentrasi tinggi di sepanjang *fracture*. Perbedaan utama antara keduanya terletak pada fokusnya yaitu gambar (a) menekankan sebaran spasial dan jarak penyebaran *proppant* hingga ke ujung *fracture*, sedangkan gambar (b) menyoroti tingkat konsentrasi massa *proppant* yang lebih detail sepanjang jalur *fracture*. Keduanya sama-sama menggambarkan kondisi penyebaran *proppant* yang ideal, tanpa indikasi *bridging* atau penumpukan di zona awal.

**(a)** **(b)**

**Gambar 6. Sampel 2 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

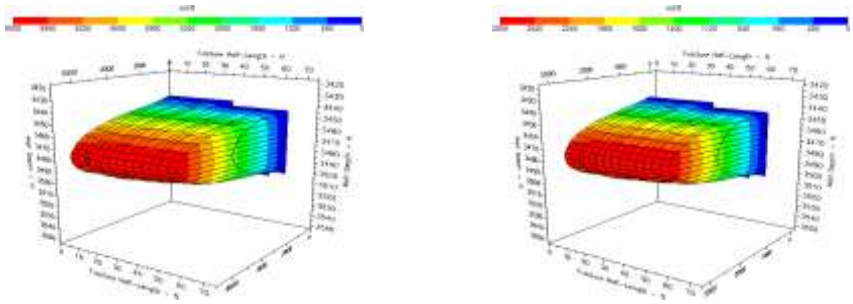
Pada Gambar (a) terlihat bahwa distribusi *proppant* tertinggi (warna merah > 1.0 lb/ft²) terkonsentrasi di area dekat *wellbore*, sementara ke arah ujung *fracture* warnanya berubah menjadi hijau hingga biru, menandakan penurunan konsentrasi akibat terbatasnya daya dorong *proppant*. Kondisi ini sesuai dengan data *summary* yang menunjukkan panjang *proppant* sekitar 61,6 ft, sehingga tidak seluruh *fracture* terisi sempurna. Sebaliknya, pada gambar (b) dominasi warna merah dan jingga (0.6–>1.0 lb/ft²) memperlihatkan bahwa *proppant* mesh 40/70 memiliki kemampuan sebar yang lebih baik, mampu mencapai hampir seluruh panjang *fracture*. Ukurannya yang lebih kecil membuat proppant ini lebih mudah terbawa fluida, sehingga menghasilkan distribusi yang lebih merata dan mendukung terbentuknya *fracture* yang panjang serta konduktif. Perbedaan utama antara keduanya adalah pada efektivitas sebaran adalah gambar (a) menunjukkan keterbatasan penyebaran, sedangkan Gambar (b) menampilkan penyebaran optimal hingga mendekati ujung fracture.

**(a)** **(b)**

**Gambar 7. Sampel 3 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

Pada gambar (a) terlihat bahwa distribusi *proppant* sangat padat dengan dominasi warna merah (>1.0 lb/ft²), menandakan konduktivitas yang tinggi dan efisiensi transportasi *proppant* yang baik hingga hampir seluruh panjang *fracture* (61,6 ft), meskipun menggunakan partikel berukuran lebih besar. Sementara itu, gambar (b) menunjukkan distribusi yang juga merata dengan warna merah dominan di zona utama *fracture*, menunjukkan konsentrasi sekitar 1.0 lb/ft² tanpa adanya penumpukan di dekat sumur (*screenout*). Perbedaan utamanya terletak pada penyebab keberhasilan distribusi. Pada gambar (a) disebabkan oleh kemampuan aliran membawa partikel besar secara efisien, sedangkan pada Gambar (b) keberhasilan distribusi dipengaruhi oleh viskositas fluida gel dan desain injeksi yang optimal, sehingga konsentrasi tinggi 1.01 lb/ft² dapat dipertahankan secara stabil di seluruh zona *fracture*.

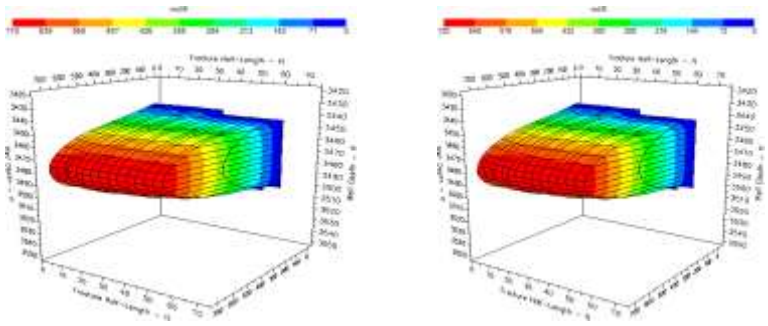
### A.3 *Concentration Contour of Proppant and Fracture Conductivity Model* – P3D Model



**(a)** **(b)**

**Gambar 8. Sampel 1 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

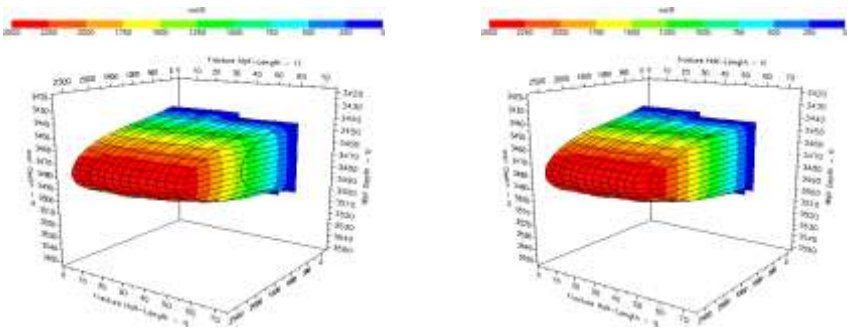
Pada Gambar (a) terlihat bahwa sampel 1 dengan *mesh* 30/50 menunjukkan sebaran warna merah luas di bagian tengah, menandakan distribusi *proppant* yang merata dan stabil di zona produktif utama. *Proppant* mampu menjaga aliran fluida tetap terbuka dengan baik, menghasilkan nilai konduktivitas tinggi sebesar 5131 md.ft. Di bagian tepi *fracture*, konduktivitas mulai menurun akibat berkurangnya konsentrasi *proppant* atau efek tekanan yang menyebabkan sebagian *fracture* menutup. Distribusi ini tidak hanya meluas secara horizontal, tetapi juga vertikal, menandakan penyebaran proppant yang merata ke seluruh tinggi rekahan. Sementara itu, Gambar (b) memperlihatkan warna merah yang mendominasi seluruh volume utama *fracture*, menunjukkan konduktivitas tinggi terbentuk secara menyeluruh tanpa adanya zona biru atau hijau pada area produktif. *Fracture* terlihat simetris, penuh, dan terbuka sempurna, mengindikasikan efisiensi distribusi *proppant* yang optimal tanpa kehilangan fluida selama proses injeksi.



**(a)** **(b)**

**Gambar 9. Sampel 2 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

Pada gambar (a), sampel 2 dengan *mesh* 30/50 menunjukkan perkembangan *fracture* secara horizontal dengan pola konduktivitas yang menurun dari bagian depan ke belakang. Warna merah yang mendominasi di bagian tengah *fracture* menandakan area utama dengan konduktivitas tinggi. Geometri *fracture* terlihat seragam tanpa gangguan besar seperti *bridging*, meskipun terdapat catatan kecil di log (*bridging* pada 60 ft, *stage* 5) yang tidak berpengaruh signifikan terhadap hasil keseluruhan. Sementara itu, pada gambar (b) dengan *mesh* 40/70, visualisasi 3D memperlihatkan distribusi konduktivitas yang dominan merah hingga kuning di pusat zona produksi. Hal ini menunjukkan bahwa *proppant* mesh 40/70 mampu menjaga jalur alir hidrokarbon secara lebih efisien dengan resistensi rendah, menegaskan performanya yang lebih baik dalam mempertahankan konduktivitas di seluruh *fracture* dibanding mesh 30/50.



**(a)** **(b)**

**Gambar 10. Sampel 3 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

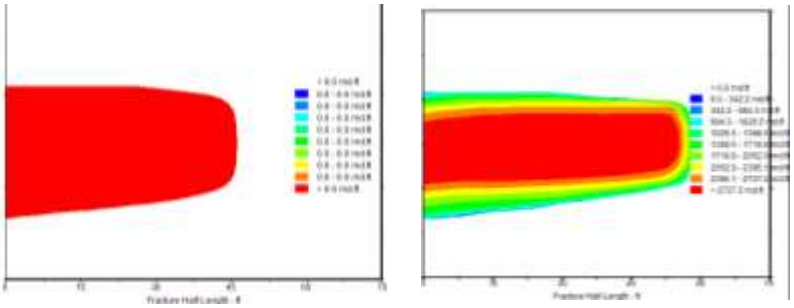
Pada gambar (a), sampel 3 dengan mesh 30/50 memperlihatkan perkembangan *fracture* secara horizontal dan vertikal dengan bentuk yang lebih lebar dan tebal, menunjukkan integritas struktur *fracture* yang sangat baik. Dominasi warna merah pada grafik 3D menandakan konduktivitas maksimum yang tercapai hampir di seluruh volume *fracture*. Sementara itu, pada gambar (b) dengan mesh 40/70, tampilan tiga dimensi menunjukkan warna merah dan kuning yang mencakup sebagian besar volume *fracture*, menandakan sebaran *proppant* yang merata di seluruh zona produktif. *Fracture* terlihat proporsional tanpa adanya area kosong atau abu-abu, yang menunjukkan bahwa *proppant* berhasil terdistribusi hingga ke bagian terdalam *fracture*, menghasilkan sistem rekahan yang efisien dan konduktif secara menyeluruh.

**Tabel 2 Hasil Simulasi *Software* (*Closure Stress* 2000 psi)**

| Sampel | *Mesh* | *Reservoir Pressure* | *Frac. Half-Length* | *Avg. Width* | *Conduct.* | *Proppant Concent.* | *Eff.* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | psi | ft | inch | md. ft | lb/ ft2 | |
| 1 | 30/50 | 1626 | 61.6 | 0.095 | 5131 | 0.99 | 0.411 |
| | 40/70 | 1626 | 61.6 | 0.095 | 2752 | 0.99 | 0.412 |
| 2 | 30/50 | 1626 | 61.6 | 0.094 | 564 | 0.99 | 0.410 |
| | 40/70 | 1626 | 61.6 | 0.094 | 571 | 0.99 | 0.410 |
| 3 | 30/50 | 1626 | 61.6 | 0.095 | 2000 | 0.99 | 0.412 |
| | 40/70 | 1626 | 61.6 | 0.096 | 2082 | 1.01 | 0.414 |

## B. Analisis Hasil Simulasi 3000 psi

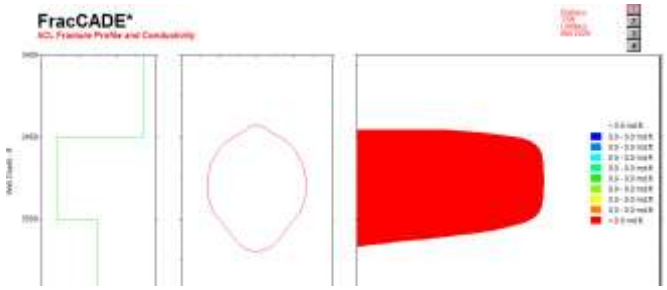
### B.1 *Fracture Profile and Fracture Conductivity Distribution*



**(a)** **(b)**

**Gambar 11. Sampel 1 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

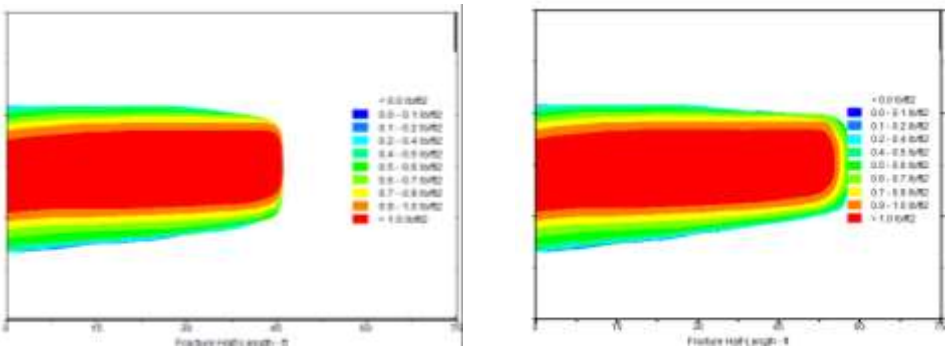
Pada gambar (a), sampel 1 dengan mesh 30/50 menunjukkan grafik konduktivitas yang didominasi warna merah di sisi kanan, namun tidak menandakan adanya *fracture* yang benar-benar terbuka secara konduktif. Kondisi ini menggambarkan bahwa *fracture* tampak terbentuk secara geometri, tetapi tidak terjadi secara nyata di lapangan, sehingga aliran fluida tidak optimal. Sebaliknya, pada gambar (b) dengan mesh 40/70, warna merah dominan (≥ 2737,2 md.ft) terlihat jelas di bagian tengah *fracture*, menandakan konduktivitas sangat tinggi dan distribusi *proppant* yang merata di sepanjang panjang *fracture* (61,6 ft). Nilai konduktivitas maksimum sebesar 2752 md.ft memperlihatkan efektivitas tinggi proppant mesh 40/70 dalam menjaga aliran fluida dan mempertahankan integritas *fracture*. Dengan demikian, perbandingan kedua gambar menunjukkan bahwa *proppant* 40/70 memiliki kinerja jauh lebih baik dibanding 30/50 dalam menciptakan jalur aliran yang konduktif dan stabil di zona produksi.




**Gambar 12. Sampel 3 *mesh* 40/70**

Pada sampel ini menunjukkan warna merah penuh di sisi kanan, tapi sebenarnya tidak ada *fracture* yang benar-benar terbuka dan mengalir. Jadi, rekahan itu hanya terlihat terbentuk di model atau simulasi saja, bukan terjadi secara nyata di lapangan.

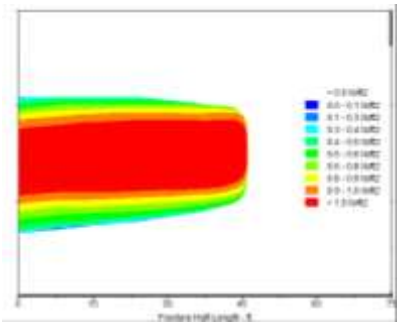
### B.2 *Fracture Profile and Change in Proppant Concentration Along its Length*



**(a)** **(b)**

**Gambar 13. Sampel 1 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

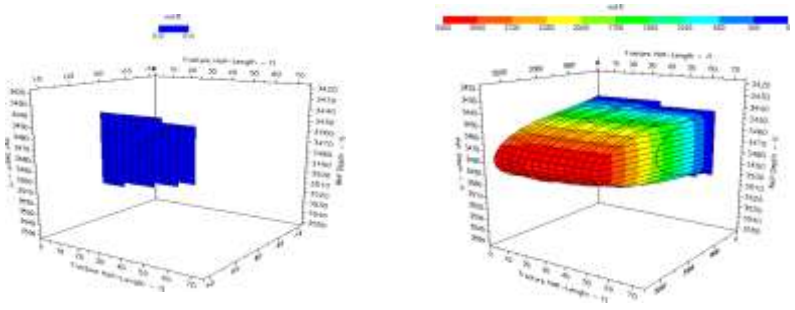
Pada gambar (a) terlihat bahwa distribusi *proppant* hanya terjadi pada model simulasi dan tidak tercapai dalam praktik, karena efisiensinya bernilai nol. Hal ini menunjukkan bahwa dengan viskositas fluida yang nol, *proppant* tidak mampu masuk ke dalam *fracture* secara nyata. Sementara itu, pada gambar (b) terlihat dominasi warna merah dengan konsentrasi *proppant* lebih dari 1.0 lb/ft², sesuai dengan data *summary* sebesar 1.0 lb/ft². *Fracture* sepanjang sekitar 60 ft memperlihatkan penyebaran *proppant* yang merata dan stabil, terutama di bagian tengah hingga ujung *fracture*, tanpa adanya area kosong atau zona under-packed. Kondisi ini menunjukkan bahwa desain fluida dengan konsentrasi gel 659.3 lb/mgal bekerja secara efisien dalam mengangkut dan mendistribusikan *proppant*. Secara keseluruhan, distribusi *proppant* pada gambar (b) sangat baik dan sesuai dengan target desain, sehingga meningkatkan efektivitas transportasi dan penyimpanan proppant baik secara vertikal maupun lateral di dalam fracture.



**Gambar 14. Sampel 3 *mesh* 40/70**

Pada gambar ini terlihat bahwa penyebaran *proppant* hanya terjadi di model simulasi dan tidak benar-benar terjadi di lapangan karena efisiensinya nol. Hal ini menunjukkan bahwa tanpa viskositas pada fluida, *proppant* kemungkinan besar tidak masuk sama sekali ke dalam *fracture* saat proses berlangsung.

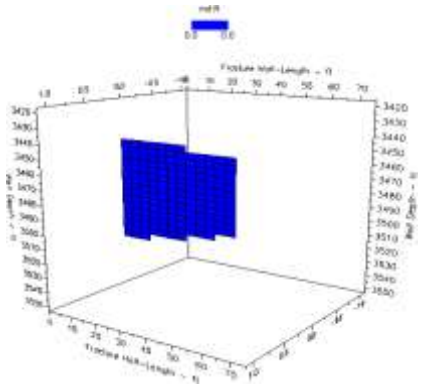
### B.3 *Concentration Contour of Proppant and Fracture Conductivity Model* – P3D Model



**(a)** **(b)**

**Gambar 15. Sampel 1 (a) *mesh* 30/50, (b) *mesh* 40/70**

Pada gambar (a) terlihat seluruh area berwarna biru (0 md.ft), yang berarti tidak ada *proppant* yang tersisa dan tidak terbentuk jalur aliran sama sekali. Sebaliknya, pada gambar (b) warna merah tua mendominasi bagian tengah *fracture*, menunjukkan konduktivitas maksimum di kisaran 2700–2800 md.ft di sepanjang *fracture* 3D. Bentuk sayap *fracture* tampak menyebar dengan baik ke arah lateral dari *wellbore*, dan tinggi *fracture* sekitar 50 ft juga terlihat merata. Hal ini menunjukkan bahwa proses pembentukan dan pengisian *proppant* berjalan optimal, sehingga *fracture* berada dalam kondisi ideal untuk mendukung aliran fluida di zona produksi.Gambar 16 menunjukkan bahwa semua berwarna biru (0 md. ft), tidak ada *proppant* tertinggal, tidak ada jalur aliran terbentuk.



**Gambar 16. Sampel 3 *mesh* 40/70**

**Tabel 3. Hasil Simulasi FracCade (*Closure Stress* 3000 psi)**

| Sampel | *Mesh* | *Reservoir Pressure* | *Frac. Half-Length* | *Avg. Width* | *Conduct.* | *Proppant Concent.* | *Eff.* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | psi | ft | inch | md. ft | lb/ ft2 | |
| **1** | 30/50 | 1626 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 40/70 | 1626 | 61.6 | 0.095 | 2752 | 0.99 | 0.412 |
| **2** | 30/50 | 1626 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 40/70 | 1626 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **3** | 30/50 | 1626 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 40/70 | 1626 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

## 4. KESIMPULAN

Hasil simulasi menunjukkan bahwa performa *proppant* sangat dipengaruhi oleh kekuatan material dan bentuk fisiknya. Sampel 1 *mesh* 40/70 terbukti paling layak digunakan karena memenuhi kriteria API 19C, memiliki *crush resistance* rendah, *turbidity* baik, serta bentuk butiran yang stabil setelah uji tekan. Pada simulasi tekanan 3000 psi, hanya sampel 1 *mesh 40/70* yang mampu mempertahankan *fracture conductivity* dengan baik, sementara semua *mesh 30/50* mengalami kegagalan total tanpa jalur aliran terbentuk. Kondisi ini menunjukkan bahwa ukuran butir yang lebih kecil dan bentuk yang lebih bulat membantu distribusi beban dan kestabilan rekahan pada tekanan tinggi. Dengan demikian, sampel 1 dengan ukuran *mesh* 40/70 dinilai sebagai kandidat terbaik untuk digunakan sebagai *proppant* dalam aplikasi *hydraulic fracturing*, karena mampu menghasilkan *fracture* terbuka yang konduktif dan efisien, sedangkan *mesh 30/50* hanya layak digunakan secara terbatas pada kondisi tekanan tertentu.

## 5. DAFTAR PUSTAKA

[1] K. K. Purwanto, "ANALYSIS ON STUDENTS' UNDERSTANDING OF HYDROCARBON COMPOUNDS IN ORGANIC CHEMISTRY II COURSE," vol. 6, no. 2, 2021, doi: 10.30870/educhemia.v6i1.10727.

[2] Najamudin, Analisa Pengaruh Penambahan Zat Aditif Alami Pada Bensin Terhadap Emisi Gas Buang Untuk Sepeda Motor 4 Langkah. Bandar Lampung: Universitas Bandar Lampung, 2018, pp. 8.

[3] D. Kristanto, D. Rukmana, A. Amperianto, and W. Paradhita, "Evaluation and Reactivation Strategy of Shut-In Wells Due to High Water Cut to Improve Oil Production in Bayu Field: Case Study of Bayu-N3 Well," *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, vol. 10, no. 1, p. 31, 2022, doi: 10.11648/j.ogce.20221001.13.

[4] D. H. Siami, D. Novi, and H. Yono, "Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): Alternatif Peningkatan Produksi Migas di Indonesia."

[5] T. Penulis *et al.*, *Kerusakan Formasi Pada Kegiatan Hydraulic Fracturing Dengan Menggunakan Fluida Perekah Berbahan Dasar Air*.

[6] D. Effendi and A. N. Firdaus, "Penggunaan Pasir Proppant Sebagai Media Hydraulic Fracturing Menggunakan Standar Api-Rp 19C," Oktober, 2023. [Online]. Available: http://journal.itsb.ac.id/index.php/JAPPS

[7] J. Li *et al.*, "Influence of proppant physical properties on sand accumulation in hydraulic fractures," *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 12, no. 6, pp. 1625–1632, Jun. 2022, doi: 10.1007/s13202-021-01423-8.

[8] A. Fadl, "Proppants Categories for Hydraulic Fracturing Process of Petroleum Wells: A Review," *Global Journal of Engineering Sciences*, vol. 2, no. 2, May 2019, doi: 10.33552/gjes.2019.02.000532.

[9] T. Setyo Rahayu, R. Kartini, D. Chandra Adhitya, P. Rahalintar, D. Rosiani, and A. R. Ibnu Satria, "SCREENING PASIR ALAM SEBAGAI PROPPANT BERDASARKAN STANDART API RP19C," *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, vol. 58, no. 3, pp. 147–161, Feb. 2025, doi: 10.29017/lpmgb.58.3.1698.

[10] Novrianti, R. Indra, D. F. Putra, and M. R. Fikri, "Potensi Mineral Silika Pulau Rupat sebagai Proppant Alami Berdasarkan Kriteria API 19C," *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi*, vol. 59, no. 2, pp. 1–10, Sep. 2025, doi: 10.29017/lpmgb.59.2.1810.