

OPTIMASI PANJANG *HYDRAULIC FRACTURE* PADA RESERVOIR NON-KONVENSIONAL DENGAN METODE *UNIFORM CONDUCTIVITY RECTANGULAR FRACTURE*

Eriska Eklezia D.S.¹, Hadziqul Abror¹

¹Staf Pengajar Prodi Teknik Perminyakan Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Jember Jl. Kalimantan 37 Jember 68121

Email: eriska.eklezia@unej.ac.id

ABSTRACT

Energy needs in the future will continue to grow along with the growth of the population. The solution to this need is the development of unconventional oil and gas reserves, the tight sand gas reservoir. Gas from the tight sand gas reservoir can be produced by the hydraulic fracturing method. Hydraulic fracturing is a method of well stimulation in which rocks are fractured using a compressed fluid and then propane is injected to hold the fracture open. The cost required for this fracturing activity is relatively expensive, so it is necessary to choose the right hydraulic fracturing design. This study aims to determine the effect of fracture properties, namely the length and width of the fracture on hydrocarbon recovery. The data used are the volume of shale, porosity, permeability, and water saturation from well log data. This data becomes input data in a simple reservoir model to be built. In the reservoir model, the fracture will be modeled according to the hydraulic fracture design with a certain length, width, and permeability using the Uniform Conductivity Rectangular Fracture method. The simulation continues with the use of different fracture length designs. From the simulation results, it can be concluded that the relationship between the fracture length and the recovery factor is an exponential equation.

Keywords: Hydraulic Fracture, Reservoir Modelling, Reservoir Simulation

PENDAHULUAN

Potensi migas non-konvensional di Indonesia terbilang sangat menjanjikan. Berdasarkan catatan Kementerian ESDM, cadangan shale gas yang terkandung di Indonesia mencapai 574,07 triliun kaki kubik (TCF) dan potensi cadangan gas metana baubara mencapai 453 TCF. Hingga saat ini, potensi shale gas diperkirakan berada di pulau Sumatera, Jawa, Kalimantan, dan Papua. Sedangkan gas metana batubara diduga berada di wilayah Provinsi Sumatera Selatan dan Kalimantan Timur.

Dalam mengeksploitasi migas non-konvensional diperlukan metode dan teknologi tersendiri. Metode yang digunakan berbeda dengan proses eksploitasi migas konvensional lainnya. Untuk shale hydrocarbon, diperlukan metode perekahan lapisan batuan (*fracturing*) untuk membuat celah/rekahan pada batuan agar cadangan dapat mengalir ke sumur [1]. Sedangkan untuk gas metana batubara, diperlukan metode *fracturing* dan proses *dewatering* agar gas dapat terdesorpsi dan terambil.

Di Indonesia pengembangan migas non-konvensional belum menunjukkan perkembangan yang berarti. Kendala utamanya terletak pada tingginya biaya operasional, mulai dari biaya

propan sebagai bahan yang digunakan untuk mengisi *fracture* agar tidak menutup kembali, berapa tahapan proses perekahan yang diperlukan untuk ketinggian *fracture* yang diinginkan sampai biaya yang dikeluarkan untuk waktu yang tidak produktif pada saat mempersiapkan proses perekahan. Banyak penelitian yang telah dilakukan untuk mengefisiensi biaya perekahan. Pemilihan propan sebagai bahan yang menahan terbukanya *fracture* harus memperhatikan ketahanan propan terhadap temperatur dan tekanan serta permeabilitasnya saat berada dalam reservoir [2]. Ada juga penelitian terhadap jumlah tahapan (*stage*) dalam proses perekahan, yaitu untuk tinggi rekahan sama dengan dua kali panjang sayap rekahan, minimal diperlukan 2 tahap perekahan [3]. Dalam penelitian ini, tinggi rekahan didesain kurang dari panjang sayap rekahan sehingga diasumsikan bahwa hanya diperlukan satu tahap perekahan. Dengan mengasumsikan salah satu parameter, maka penelitian ini berfokus pada desain panjang dan lebar rekahan.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui pengaruh properti rekahan yaitu panjang dan lebar rekahan terhadap perolehan hidrokarbon.

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini meliputi dua tahapan, yaitu (1) pembuatan model dan inialisasi hasil pengolahan data log sumuran pada model dan (2) optimasi panjang hydraulic fracture pada model terhadap perolehan hidrokarbon. Penelitian ini menggunakan *CMG Reservoir Simulation Software*.

1. Pembuatan model dan inialisasi hasil data log sumuran

1. Model reservoir yang dibuat berupa geometri sederhana (kotak) dengan jumlah grid yang akan ditentukan sesuai dengan data log dan keakuratan yang ingin dicapai;
2. Sumur dimodelkan tepat di tengah-tengah reservoir dengan perforasi sesuai dengan data kedalaman yang ada;
3. Data log berupa *properties* dari reservoir yaitu shale volume, porositas, permeabilitas dan saturasi diinisialisasi pada model.

2. Optimasi panjang hydraulic fracture

1. Desain rekahan ditentukan dengan melihat grafik hubungan produktivitas index terhadap konduktiviti rekahan untuk jumlah propan tertentu;
2. Desain ini dimodelkan pada model reservoir yang telah dibuat pada tahapan pertama;
3. Model *hydraulic fracture* disimulasikan terhadap waktu, didapatkan perolehan hidrokarbon terhadap waktu.
4. Simulasi terus berlanjut dengan menggunakan panjang fracture yang berbeda.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pembuatan model dan inialisasi hasil data log sumuran

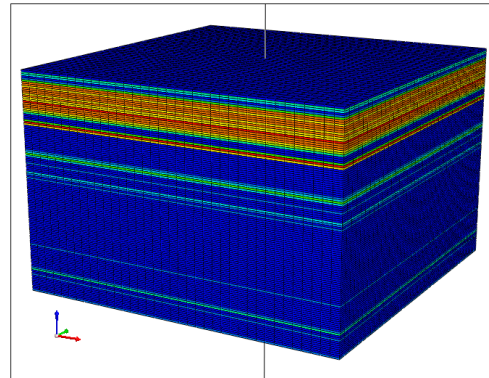
Nilai *property* batuan sangat mempengaruhi model dari *hydraulic fracture* [4]. Setelah memperhitungkan nilai *properties* batuan terhadap kedalaman, maka model reservoir sederhana yang dibuat berupa kubus dengan spesifikasi pada tabel 1.

Tabel 1. Spesifikasi Model Reservoir Sederhana

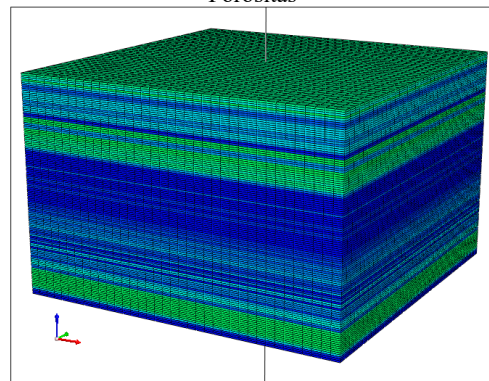
| Model | Gas-Water |
|----------------|---------------|
| Luas Reservoir | 33 acre |
| Tipe Grid | Cartesian |
| Ukuran Grid | 37 x 37 x 290 |
| Tipe Porositas | Single |

Jenis porositas yang digunakan pada permodelan reservoir adalah single porosity, yaitu dianggap tidak ada rekahan alami [1]. Setelah model reservoir terbentuk maka dilakukan tahapan inialisasi. Tahap inialisasi adalah tahapan mensubstitusikan/ mendistribusikan nilai

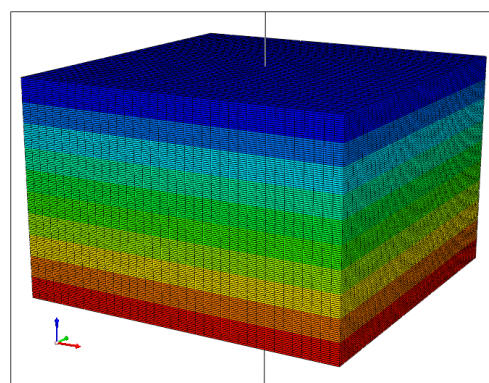
properties batuan seperti porositas, saturasi air, permeabilitas dan tekanan ke dalam model [5]. Karena data *properties* batuan didapatkan hanya dari satu sumur maka hasil sebaran *properties* batuan hanya berdasarkan kedalaman. Model reservoir setelah inialisasi terlihat pada Gambar 1-3.



Gambar 1. Model Reservoir dengan Tampilan Data Porositas



Gambar 2. Model Reservoir dengan Tampilan Data Saturasi Air

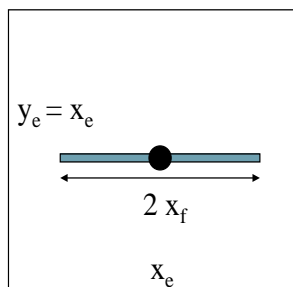


Gambar 3. Model Reservoir dengan Tampilan Data Tekanan

Optimasi panjang hydraulic fracture

Sebelum membuat model *hydraulic fracture* pada model reservoir hasil tahap pertama,

penentuan kombinasi panjang, lebar serta permeabilitas hydraulic fracture akan dilakukan. Karena model yang digunakan adalah model reservoir sederhana berupa kubus, proses penentuan kombinasi properti rekahan mengikuti model pada Gambar 4 [1]. Setelah menentukan panjang dan lebar fracture, maka nilai produktivitas index dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (1), dan nilai *dimensionless fracture conductivity* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2). Kedua nilai ini digunakan untuk menentukan jumlah propan yang diperlukan untuk desain rekahan yang digunakan, persamaan (3).



Gambar 4. Model *Hydraulic Fracture* pada Reservoir Kubus

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \dots\dots\dots (1)$$

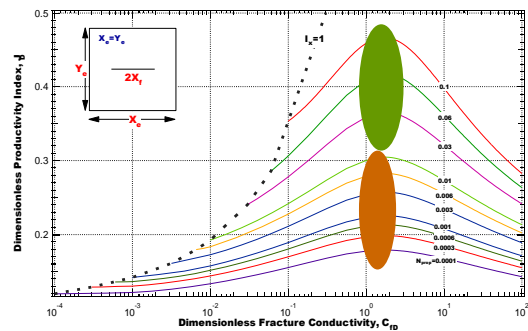
$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \dots\dots\dots (2)$$

$$N_{prop} = (I_x)^2 C_{fD} \dots\dots\dots (3)$$

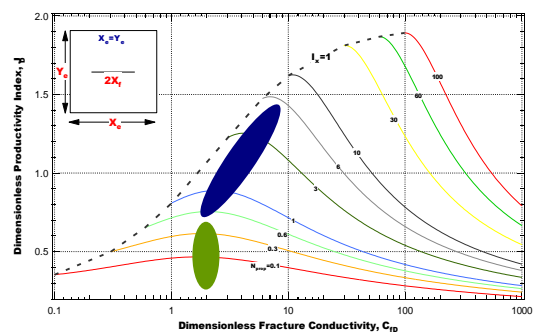
Keterangan:

- x_e = panjang reservoir
- x_f = panjang setengah sayap *fracture*
- k_f = permeabilitas *fracture*
- k = permeabilitas reservoir
- w = lebar *fracture*
- N_{prop} = jumlah proppant
- I_x = *Productivity Index*
- C_{fD} = *Dimensionless Fracture Conductivity*

Kombinasi panjang, lebar dan permeabilitas dari *fracture* untuk nilai N_{prop} tertentu ditunjukkan oleh grafik dasar sebagai berikut:



Gambar 5. Grafik Hubungan *Productivity Index* terhadap *Fracture Conductivity* untuk $N_{prop} < 0.1$



Gambar 6. Grafik Hubungan *Productivity Index* terhadap *Fracture Conductivity* untuk $N_{prop} > 0.1$

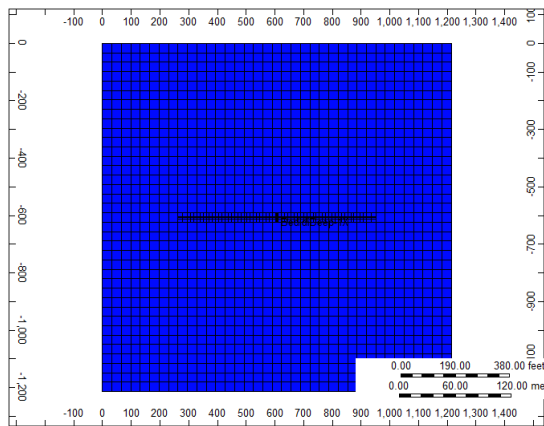
Kombinasi geometri *fracture* yang didesain haruslah berada pada puncak-puncak dari grafik pada Gambar 5 dan 6 karena pada puncak itulah *productivity index* dari *fracture* maksimal untuk jumlah propan tertentu. Setelah mempertimbangkan hal tersebut, maka didapatkan kombinasi geometri *fracture* yang ditampilkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Kombinasi Geometri *Fracture*

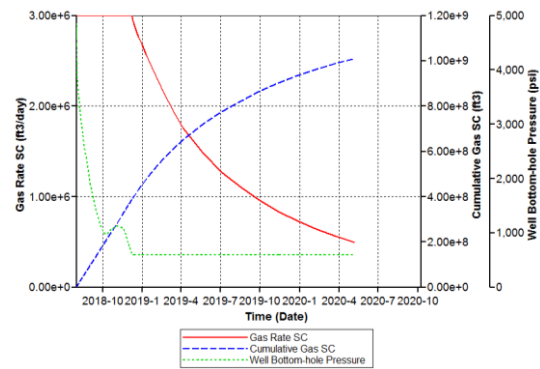
| x_f (ft) | w_f (inch) | h_f (ft) |
|------------|--------------|------------|
| 326.7 | 0.09 | 95.1 |
| 422.4 | 0.13 | 95.1 |
| 474.5 | 0.18 | 95.1 |
| 498.4 | 0.23 | 95.1 |
| 519.3 | 0.27 | 95.1 |
| 401.3 | 0.07 | 95.1 |
| 485.6 | 0.12 | 95.1 |
| 522.7 | 0.17 | 95.1 |
| 548.6 | 0.21 | 95.1 |
| 565.1 | 0.26 | 95.1 |

Geometri *fracture* dimodelkan pada model reservoir sederhana yang telah dibuat sebelumnya. *Hydraulic fracture* pada penelitian ini dibuat menggunakan metode *Uniform Conductivity Rectangular Fracture* [6]. Prinsipnya adalah membuat *cell-cell* dengan ukuran yang

lebih kecil di sekitar sumur secara memanjang menyerupai *fracture* [7]. Hasil dari proses ini dapat dilihat pada Gambar 7. Model ini disimulasikan dengan laju alir sumur 3 MMScFD (*million standard cubic feet per day*) dan 5 MMScFD. Tujuan digunakan 2 nilai laju alir adalah untuk melihat *plateau time* produksi dan *recovery factor* yang dihasilkan. Plateu time adalah kondisi dimana laju produksi tetap sesuai/sama dengan laju produksi yang direncanakan sebelumnya [1]. Hasil dari simulasi dapat dilihat pada Gambar 8. Langkah ini diulangi untuk kesepuluh kombinasi geometri *fracture*.



Gambar 7. Permodelan Fracture pada Model Reservoir Sederhana



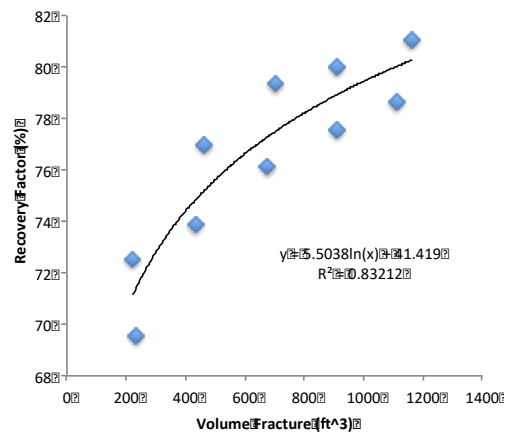
Gambar 8. Hasil Simulasi Produksi Gas terhadap Waktu

Rangkuman hasil simulasi untuk setiap kombinasi geometri *fracture* dapat dilihat pada tabel 3 berikut:

Tabel 3. Rangkuman Hasil Simulasi

| Scenario Fracturing | Q _{max} (MMSCF) | Q _{min} (MMSCF) | P _{wb} (psi) | Plateau Time (days) | Recovery Factor (%) |
|---------------------|--------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 5 | 0.5 | 250 | 12.4 | 69.5 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 36.6 | 69.2 |
| 2 | 5 | 0.5 | 250 | 16.3 | 73.9 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 57.3 | 73.4 |
| 3 | 5 | 0.5 | 250 | 23.8 | 76.1 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 93.3 | 76.0 |
| 4 | 5 | 0.5 | 250 | 34.3 | 77.5 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 191.5 | 77.9 |
| 5 | 5 | 0.5 | 250 | 46.2 | 78.6 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 219.8 | 79.0 |
| 6 | 5 | 0.5 | 250 | 15.1 | 72.5 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 48.2 | 72.1 |
| 7 | 5 | 0.5 | 250 | 28.3 | 77.0 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 110.2 | 77.0 |
| 8 | 5 | 0.5 | 250 | 51.7 | 79.4 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 224.4 | 79.0 |
| 9 | 5 | 0.5 | 250 | 72.1 | 80.0 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 246.2 | 80.2 |
| 10 | 5 | 0.5 | 250 | 99.0 | 81.1 |
| | 3 | 0.5 | 250 | 267.0 | 81.4 |

Dari tabel 3 dapat dilihat bahwa semakin panjang sayap hydraulic fracture maka semakin besar plateau time dan recovery factor gas yang dihasilkan. Pada tahap ini panjang fracture optimum tidak dapat ditentukan/disimpulkan dikarenakan tidak ada faktor biaya yang diperhitungkan. Dengan mengasumsikan biaya sewa peralatan untuk proses fracture dan biaya teknis lapangan sama untuk setiap skenario, maka yang membedakan adalah biaya pembelian propan. Biaya ini berhubungan langsung dengan jumlah propan yang dapat diwakili dengan volume fracture pada model. Oleh karena itu, dibuatlah suatu grafik yang menghubungkan antara volume fracture terhadap recovery factor.



Gambar 9. Grafik Hubungan Volume Fracture terhadap Recovery Factor

Pada gambar 9, terlihat bahwa hubungan antara volume fracture dan recovery factor berupa persamaan eksponensial. Karena tinggi dari fracture untuk setiap skenario sama dan lebar dari fracture dapat diabaikan nilainya jika dibandingkan dengan panjang fracture, maka hubungan antara panjang fracture dan recovery factor berupa grafik eksponensial. Dari grafik terlihat untuk penambahan volume sebesar 200 ft³ dari 200 ft³ ke 400 ft³, terjadi penambahan

recovery factor sebesar $\pm 3\%$, sedangkan untuk penambahan jumlah volume fracture yang sama dari 1000 ft³ ke 1200 ft³, penambahan recovery factor hanya sebesar $\pm 1\%$. Hal ini menunjukkan bahwa terdapat nilai panjang fracture yang optimum ditinjau dari penambahan recovery factor yang diperoleh.

KESIMPULAN

Dari hasil simulasi dapat disimpulkan bahwa hubungan antara panjang *fracture* dan *recovery factor* berupa persamaan eksponensial. Nilai panjang fracture yang optimum ditinjau dari penambahan recovery factor dapat ditentukan sesuai dengan justifikasi engineer di lapangan.

SARAN

Saran yang diajukan agar penelitian berikutnya dapat lebih baik dan menyempurnakan penelitian yang telah dilakukan, yaitu: pengembangan penelitian terhadap variasi ketinggian rekahan, mengingat tinggi rekahan sangat dipengaruhi oleh *stress* batuan [8]. *Update* model *hydraulic fracture* berdasarkan kondisi di lapangan juga perlu dilakukan untuk menghasilkan peramalan produksi 10 sampai 20 tahun kedepan [9]. Selain itu, variasi aliran yang terjadi pada daerah fracture [10] juga perlu ditambahkan agar model merepresentasikan kondisi nyata.

DAFTAR PUSTAKA

[1] Economides, Michael J., Nolte, Kenneth G. 2000. *Reservoir Simulation Third Edition. Basic of Hydraulic Fracturing*. 5:1-27.;

- [2] Yang, M., Economides, M. J., Wei, C., & Gao, C. 2013. Hydraulic Fracture Design Flaws-Proppant Selection. Society of Petroleum Engineers Journal.
- [3] Wilson, A. 2015. *Hydraulic-Fracture Design: Optimization Under Uncertainty*. Journal of Petroleum Technology. 20: 94-97.;
- [4] Zhang, Z., Du, J., & Mavko, G. M. 2019. Rock physics of hydraulic fractures. Society of Exploration Geophysicists Journal.
- [5] Chudnovsky, A., Fan, F., Shulkin, Y., Zhang, H., Dudley, J. W., & Wong, G. K. 2008. *Hydraulic Fracture Simulation Revisited*. American Rock Mechanics Association Journal.
- [6] Rahman, Khalil., He, Wei., Gui, Feng. 2014. *Reservoir Simulation with Hydraulic Fracture: Does It Really Matter How We Model Fracture?*. Society of Petroleum Engineers Journal.
- [7] Morrill, J., & Miskimins, J. L. 2012. Optimization of Hydraulic Fracture Spacing in Unconventional Shales. Society of Petroleum Engineers Journal.
- [8] Fisher, M. K., & Warpinski, N. R. 2012. *Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data*. Society of Petroleum Engineers Journal.
- [9] Cipolla, C.L., Williams, M.J. 2010. *Hydraulic Fracture Monitoring to Reservoir Simulation: Maximizing Value*. Society of Petroleum Engineers Journal.
- [10] Weijermars, R., van Harmelen, A., Zuo, L., Alves, I. N., & Yu, W. 2018. *Flow Interference Between Hydraulic Fractures*. Society of Petroleum Engineers Journal.