

OPERASI PROGRAM STIMULASI *HYDRAULIC FRACTURING* PADA SUMUR XYZ-01 PADA LAPANGAN PEM

Chentika Anugra Cenia Bunga¹, Miftahul Alim Muslim¹, Febrianda A.S¹, Gilang Bagaskara Halis¹, Purnomosidi¹

¹Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Cepu Jawa Tengah, 58315

*E-mail: chentikab@gmail.com

ABSTRAK

Sumur XYZ-01 berada di lapangan PEM yang letaknya ada di daerah Kabupaten Indramayu, Jawa Barat. Sumur ini adalah sumur minyak yang diproduksi di Lapisan XYZ-01 dengan Formasi *Reservoir Sandstone*. Lapisan S yang diproduksi pada sumur XYZ-01 ini memiliki permeabilitas yang tergolong rendah, yaitu 5 mD. Selain itu nilai *skin* yang tinggi. Dengan keadaan tersebut, stimulasi sumur seharusnya dilakukan untuk meningkatkan laju produksi dari sumur XYZ-01. Salah satu jenis stimulasi yang mungkin bisa dilakukan ialah *hydraulic fracturing*, karena dianggap bisa meningkatkan permeabilitas dari lapisan S sehingga nantinya akan meningkatkan produksi dari sumur XYZ-01. Penelitian ini akan disusun dengan menggunakan metode yang biasa digunakan untuk mengevaluasi efek dari stimulasi *hydraulic fracturing* pada Sumur XYZ-01 di Lapangan PEM. Pendekatan ini melibatkan pengumpulan data *reservoir*, kompleksitas, dan produksi, diikuti dengan analisis menggunakan perangkat lunak *FracCade 5.1*. Dengan hasil setelah dilakukan simulasi geometri rekahan menggunakan metode PKN 2D pada *software FracCade 5.1*, didapatkan lebar rekahan aktual mencapai 0.126 in, dengan panjang rekahan sebesar 274,9 ft dan tinggi rekahan sebesar 138,0 ft. Nilai permeabilitas yang rendah sebesar 5mD dapat meningkat menjadi 30 mD. Kerusakan pada sumur berupa nilai *skin* yang tinggi sebesar +8.6 berhasil diatasi, dengan menurunnya nilai *skin* menjadi -5,3. Evaluasi terhadap hasil *hydraulic fracturing* terhadap sumur XYZ-01 menunjukkan kesuksesan dengan peningkatan nilai permeabilitas, penurunan nilai *skin*, dan peningkatan produksi sumur.

Kata kunci: *Hydraulic Fracturing, Permeabilitas, Reservoir*

1. PENDAHULUAN

Sumur XYZ-01 berada di lapangan PEM yang letaknya ada di daerah Kabupaten Indramayu, Jawa Barat. Sumur ini adalah sumur minyak yang diproduksi di Lapisan S dengan *Reservoir Sandstone*. Lapisan S yang diproduksi pada sumur XYZ-01 ini memiliki permeabilitas yang tergolong rendah, yaitu 5 mD. Dengan keadaan tersebut, stimulasi sumur seharusnya dilakukan untuk meningkatkan laju produksi dari Sumur XYZ-01. Salah satu jenis stimulasi yang mungkin bisa dilakukan ialah *Hydraulic Fracturing*, karena dianggap bisa meningkatkan permeabilitas dari lapisan S sehingga nantinya akan meningkatkan produksi dari Sumur X.

Metode stimulasi yang sering dilakukan untuk meningkatkan produktivitas pada sumur yang mengalami kerusakan formasi adalah dengan melakukan pengasaman (*acidizing*) ataupun perekahan hidrolis (*hydraulic fracturing*) [1]. *Hydraulic fracturing* didefinisikan sebagai suatu proses pembuatan rekahan didalam media porous dengan menginjeksikan fluida (*proppant*) bertekanan tertentu menuju lubang sumur yang bertujuan untuk meningkatkan zona permeabilitas formasi dan meningkatkan produktivitas sumur [2].

Hydraulic Fracturing pada dasarnya adalah teknik stimulasi sumur yang umum digunakan pada sumur minyak dan gas. Teknik ini melibatkan injeksi fluida bertekanan tinggi ke dalam sumur dengan tujuan untuk membuat batuan *reservoir* retak. Kemudian, *proppant* akan ditempatkan di dalam retakan yang telah terbentuk untuk mencegahnya adanya menutup kembali.

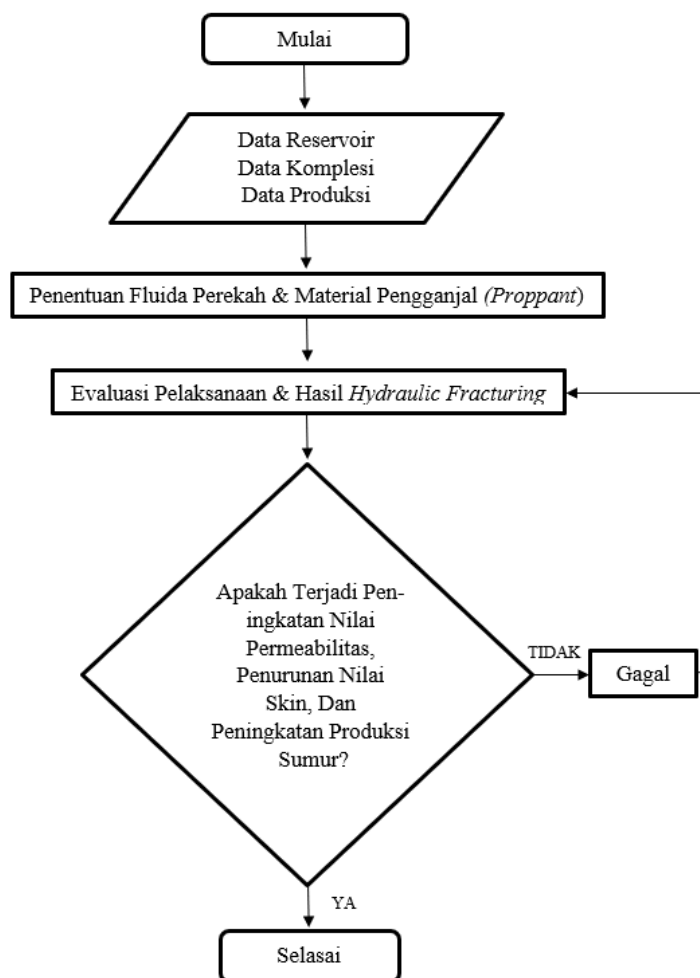
Pemilihan *proppant* harus sesuai dengan tekanan retakan formasi, keseragaman butir, kehalusan permukaan, dan ukuran lubang perforasi [3]. Tujuan utama dari operasi *hydraulic fracturing* adalah untuk meningkatkan produktivitas sumur dengan memperbesar jari-jari efektif sumur (rw') dan meningkatkan kapasitas aliran fluida di sekitar lubang sumur, sehingga permeabilitas yang lebih besar dapat dicapai [4].

Metode *hydraulic fracturing* terdiri dari 3 tahap yaitu *step rate test*, *minifrac / calibration test*, dan *main fracturing*. *Step rate test* dan *minifrac* dilakukan untuk mengumpulkan data yang aktual sebelum melakukan desain *hydraulic fracturing*. Dengan data yang aktual, desain yang direncanakan akan optimum dan sesuai dengan keadaan aktual formasi target. Pada akhirnya, desain ini akan dieksekusi ketika *main fracturing* [5].

Secara umum, fluida yang diinjeksikan pada *hydraulic fracturing* berupa 90% air, 9% *proppant*, dan 1% kimia lainnya [6]. Meskipun kualitas dan kuantitas dari komponen *hydraulic fracturing* dapat berbeda-beda, volume air setiap *well* pada *hydraulic fracturing* dapat terpengaruhi oleh aspek geologi dari berbagai *reservoir*, performa operator lapangan, total panjang *well*, dan faktor operasional lainnya [7]. Dengan basis data-data terkini, jumlah tipikal air yang digunakan dalam *hydraulic fracturing* antara 2 hingga 6 mil gal. Beberapa studi mengindikasikan hal yang sama dalam penggunaan air pada setiap *well* [8].

2. METODE

Metode yang digunakan pada penelitian adalah mengumpulkan data yang *data well profile*, *well test*, *post job report hydraulic fracturing*, *mini frac analysis* dan *production performance*. Selanjutnya, data ini dianalisis untuk mengetahui hasil dan perbedaan sebelum dan sesudah *hydraulic fracturing* pada sumur XYZ-01. Selain itu, perhitungan akan dilakukan untuk menentukan apakah *hydraulic fracturing* yang dilakukan berhasil atau tidak dari segi produksi [9]. Proses evaluasi dimulai dengan penjelasan tentang alasan dilakukannya *hydraulic fracturing*, preparasi data, pemilihan fluida perekah dan yang digunakan, evaluasi *geometry fracturing*, evaluasi produksi, analisa perbandingan kurva *Inflow Performance Relationship* pada sumur XYZ-01 dengan menggunakan simulator FracCade 5.1 dan perhitungan Microsoft Excel. Adapun langkah-langkah metode seperti pada Gambar 1 sebagai berikut:



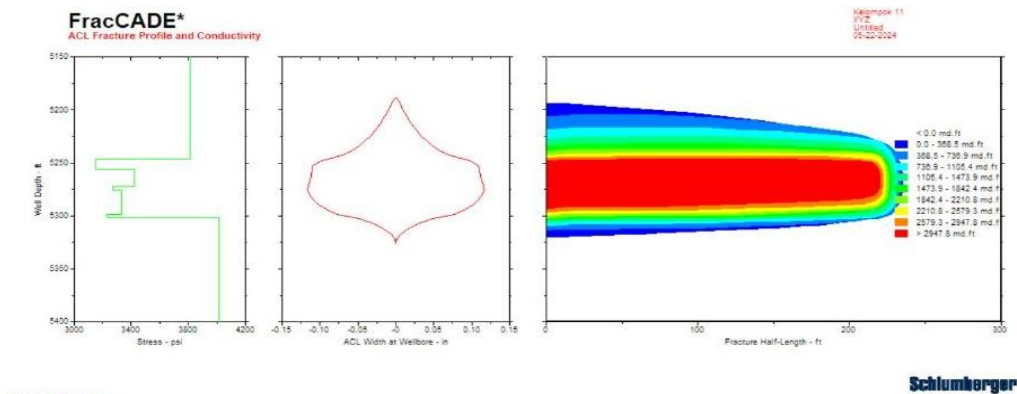
Gambar 1 Flowchart Metode Kerja

3. PEMBAHASAN

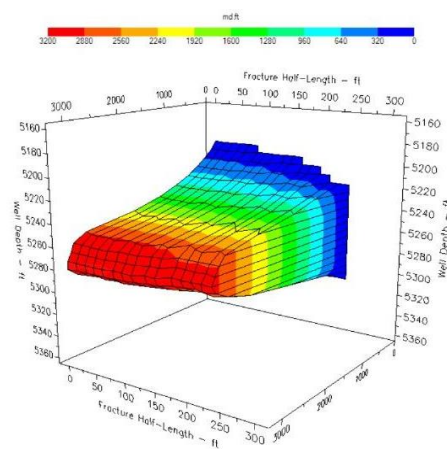
Kegiatan pekerjaan stimulasi *hydraulic fracturing* yang dilaksanakan pada sumur XYZ-01 didasarkan atas alasan yaitu, Kerusakan formasi disebabkan adanya *formation damage*, akibatnya menurunkan produktivitas sumur. Akan tetapi masih terdapat cadangan hidrokarbon yang dapat diekstraksi. Pada sumur XYZ-01 yang memiliki tekanan reservoir (Pr) 1700 psi, permeabilitas 5 mD dengan porositas 13%, lapisan S pada sumur XYZ-01 yang mengalami kerusakan, dan nilai indeks epidermis sebesar 8,6. Sejarah Sumur inilah yang menjadi dasar pembahasan mengenai rekahan hidrolis sumur XYZ-01. *hydraulic fracturing* yang dilakukan diharapkan dapat memperbaiki area yang rusak dan menciptakan jalur konduktif baru, sehingga hidrokarbon lebih mudah mengalir dari formasi produksi ke dalam lubang sumur, sehingga meningkatkan produktivitas lubang sumur.

Analisa dan penilaian *hydraulic fracturing* dilakukan pada sumur XYZ-01 lapisan S dengan ketebalan 3 m (9,84 ft) dan suhu 236°F. Sumur ini berada pada interval 1599–1616 m TVD dan *sandstone*. Stimulasi *hydraulic fracturing* dilakukan menggunakan fluida perekah YF540.1HT, atau fluida berbasis air, fluida ini terdiri dari air dengan 4% komponen dasar KCL *Slick Water*, diikuti dengan proppant *Arizona Sand 20/40*. Kualitas, ukuran, kekuatan, dan bentuk butiran *proppant* menentukan pemilihan *proppant* [10]. *Proppant* yang dipilih harus sesuai dengan *completion* dan cocok dengan formasi yang akan direkahkan. Berikut Gambar 2.

Kombinasi desain geometri rekahan sumur XYZ-01 dan Gambar 3. Desain 3D geometri rekahan sumur XYZ-01.



Gambar 2. Desain Geometri Rekahan Sumur XYZ-01 (FracCade 5.1)



Gambar 3. Desain 3D Geometri Rekahan Sumur XYZ-01 (FracCade 5.1)

Desain pemodelan dilakukan menggunakan software FracCade 5.1 milik Schlumberger dengan metode pemodelan geometri rekah menggunakan Perkins, Kern & Nordgren (PKN) dalam bentuk 2D. Berdasarkan hasilkan geometri rekahan dengan panjang 274,9 m, tinggi 42 m, dan lebar rata-rata 0,126 in. Dengan dilaksanakannya simulasi *hydraulic fracturing* ini sangat diharapkan dapat membentuk saluran konduktif rekahan agar dapat meningkatkan laju alir sehingga produktivitas sumur dapat meningkat dan tentunya mengatasi *damage* yang terdapat disekitar *wellbore*.

Lapisan S pada sumur XYZ-01 Lapangan PEM merupakan lapisan yang saat ini berproduksi dengan dominasi *sandstone* diantara *shalestone*. Bentuk dari sumur ini merupakan sumur vertikal dengan interval perforasi pada kedalaman 5246 – 5256 ft TVD. Reservoir dari sumur ini memiliki *pressure* sebesar 2457 psi, *temperature* sebesar 236 °F, porositas sebesar 13%, ketebalan formasi produktif sebesar 9.84 ft, permeabilitas batuan 5 mD dan nilai skin sebesar +8,6. Kecilnya nilai permeabilitas, dan tingginya nilai skin juga jenis batuan pada lapisan S menjadi alasan mengapa diperlukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*. Diharapkan setelah pekerjaan ini selesai, nilai permeabilitas akan bertambah, sehingga produksi minyak akan mengalami kenaikan. Metode pemodelan geometri rekahan yang digunakan adalah PKN 2D.

Untuk melihat keberhasilan dalam melakukan *hydraulic fracturing* dapat dilihat dari parameter penting yang terdiri dari panjang rekahan (X_f) dan konduktifitas rekahan (W_{kf}) harus seimbang. Kedua parameter ini dapat digabungkan untuk menentukan rasio keberhasilan dan dikenal sebagai FCD, atau " *Dimensionless Fracture Conductivity* " [11].

Tabel 1. Hasil Geometri Aktual Software FracCade 5.1

Parameter	Nilai	Satuan
Panjang Rekahan (Xf)	83,789	M
	274,9	Ft
Tinggi Rekahan (Hf)	42,062	M
	138,0	Ft
Lebar Rekahan Rata-Rata	0,12	In
	0,03	Ft
Konduktivitas Rekahan	13,204	mD-ft
Efektivitas FCD	74,5	
Skin	-5,3	

Setelah dilakukan stimulasi dengan *software FracCade 5.1* dan dilakukan *pressure matching*, dapat diperkirakan bahwa geometri rekahan yang terbentuk seperti pada Tabel 1. mendapatkan hasil konduktivitas rekahan sebesar 13.204 mD-ft dan hasil geometri rekahan aktual yang terbentuk dengan metode PKN 2D. Metode ini dipilih karena lapisan S memiliki nilai permeabilitas yang kecil yaitu 5 mD. Selain itu juga pada kondisi aktual dengan menggunakan *software FracCade 5.1*, geometri P3D menunjukkan hasil panjang rekahan bernilai lebih besar daripada tinggi rekahan ($xf \gg hf$).

Sehingga dapat dilihat pada Tabel 1. diperoleh hasil panjang rekahan sebesar 274,9 m lebar rekahan sebesar 0.120 in; dan tinggi rekahan sebesar 138 ft. Dari hasil pemodelan tersebut, permeabilitas setelah perekahan dapat dihitung menggunakan metode *howard and fast*, dan diperoleh hasil sebesar 30 mD, meningkat sebesar 6 kali lipat jika dibandingkan dengan permeabilitas sebelum perekahan. Setelah perhitungan permeabilitas, perhitungan nilai skin dan *productivity index* (PI). Nilai skin menunjukkan penurunan yang cukup signifikan sebesar -5,3 yang menandakan bahwa sumur telah berhasil diperbaiki.

Analisis dan perhitungan hasil produksi dilakukan untuk mengevaluasi keberhasilan dan kegagalan dari penerapan *hydraulic fracturing* terhadap produktivitas sumur. Parameter yang digunakan dalam analisis ini mencakup permeabilitas pada formasi, laju produksi aktual, perbandingan *Productivity Index*, serta perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah stimulasi *hydraulic fracturing*. *Productivity Index* adalah angka yang menunjukkan kemampuan suatu formasi untuk memproduksi. Secara teori, indeks produktivitas diharapkan meningkat setelah perekahan hidrolis dilakukan [12]. Selanjutnya, akan dijelaskan perhitungan perbandingan *Productivity Index* setelah perekahan hidrolis dilaksanakan. Sebelum stimulasi dilakukan, diperoleh nilai *Productivity Index* seperti Tabel 2 sebagai berikut.

Tabel 2. Hasil Pwf' dan Qf Sebelum Stimulasi Hydraulic Fracturing

Pwf Asumsi (psi)	Pwf'	Qf (BFPD)
0	884	52,8
250	1007	46,7

500	1126,5	40,3
750	1246	33
1000	1365,4	25,4
1250	1484,9	16,7
1500	1604	7,7
1700	1700	0

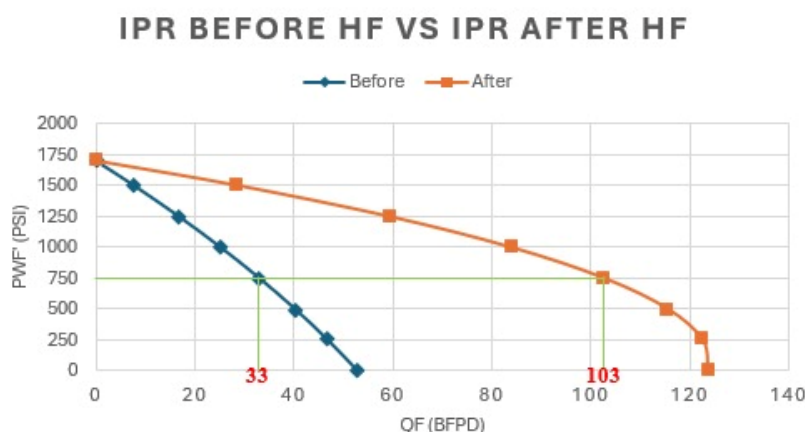
Tabel 3. Hasil Pwf' dan Qf Setelah Stimulasi *Hydraulic Fracturing*

Pwf Asumsi (psi)	Pwf'	Qf (BFPD)
0	111	123,6
250	284	122,5
500	306	115,5
750	579	102,7
1000	874	83,9
1250	1169	59,2
1500	1464	28,6
1700	1700	0

Berdasarkan Tabel 2 dan Tabel 3 diatas, dapat disimpulkan bahwa nilai Qmax sebelum dilakukan stimulasi bernilai 52,8 BFPD mengalami kenaikan menjadi 123,6 BFPD setelah dilakukan stimulasi *hydraulic fracturing*. Berikut adalah data hasil perhitungan Pwf' dan Qf sebelum dan sesudah dilakukan stimulasi *hydraulic fracturing*. Dan pada Tabel 3. Terdapat perubahan nilai pada Pwf' sebelum dan setelah dikarenakan adanya pengaruh nilai *flow efficiency* yang terpengaruh dari nilai *skin* (setelah stimulasi) yang dimana hal sesuai dengan tujuan dari dilakukannya *hydraulic fracturing* yaitu menurunkan nilai *skin* sehingga didapatkan nilai Pwf' yang berubah.

Ditinjau dari hasil pekerjaan *hydraulic fracturing* yang telah dilakukan, diperoleh model geometri rekahan yang cukup baik, dibuktikan dengan nilai *skin* yang menurun, juga nilai *productivity index* dan nilai permeabilitas yang meningkat. Maka dari itu, dapat disimpulkan bahwa pekerjaan *hydraulic fracturing* pada lapisan S sumur XYZ lapangan PEM telah berhasil dilakukan.

Sesuai dengan Gambar 3. Yang mana menjelaskan bahwa setelah ditabulasi mengenai hasil perhitungan Pwf' dan Q pada kondisi sebelum dan setelah *hydraulic fracturing*, maka angka-angka tersebut di *plot* kedalam kurva IPR agar lebih mudah dibaca. Sebelum dilakukan stimulasi, sumur XYZ-01 memiliki nilai Qmax mengalami peningkatan menjadi 126,29 BFPD. Seiring dengan peningkatan yang terjadi pada produksi sumur, maka meningkat pula jumlah *water cut* yang semula hanya 22,7% menjadi 40%. Hal ini dikarenakan oleh proses perforasi pada sumur ini mendekati zona *aquifer*. Nilai *productivity index* (PI) juga mengalami peningkatan sebesar 3,11 kali lipat lebih tinggi dari yang sebelumnya setelah dilakukan perhitungan menggunakan metode Cinco-Ley, Samaniego & Dominique, menandakan bahwa jumlah produksi sumur meningkat.



Gambar. 3 Perbandingan Kurva IPR Sebelum dan Setelah Stimulasi

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil dari penelitian yang telah dijabarkan pada bab-bab sebelumnya terdapat beberapa kesimpulan yaitu:

1. *Hydraulic Fracturing* merupakan stimulasi sumur yang tepat dilakukan karena sumur XYZ-01 memiliki nilai permeabilitas yang rendah yaitu 5 mD, sehingga setelah di stimulasi menjadi 30 mD.
2. Terdapat *wellbore damage* berupa *skin* +8.6 dan setelah dilakukan stimulasi *hydraulic fracturing* *skin* menjadi -5.3.
3. Hasil perhitungan geometri rekahan menggunakan metode PKN 2D dengan hasil aktual pada *software FracCade 5.1*. Hal ini dapat dilihat dari pada lebar rekahan aktual 0.126 in, sementara panjang rekahan aktual sebesar 274,9 ft dan tinggi 138,0 ft.
4. Evaluasi hasil stimulasi terhadap sumur XYZ-01 terbukti berhasil terlihat dari nilai permeabilitas yang meningkat, Laju alir yang meningkat, berkurangnya nilai *skin* dan meningkatkan produksi sumur.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] K. H. S. M. Sampath, M. S. A. Perera, and P. G. Ranjith, "Theoretical overview of hydraulic fracturing break-down pressure," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 58, pp. 251–265, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.012>.
- [2] K. Abdelgawad, A. Essam, S. Sakthivel, and A. Farid Ibrahim, "Optimizing Recovery of Fracturing Fluid in Unconventional and Tight Gas Reservoirs Through Innovative Environmentally Friendly Flowback Additives," *J. Mol. Liq.*, vol. 403, p. 124877, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2024.124877>.
- [3] R. Amalia, "Sensitivitas Konsentrasi Proppant Terhadap Peningkatan Indeks Produktivitas (Pi) Pada Stimulasi Hydraulic Fracturing," *J. Pertamb.*, vol. 3(3), pp. 20–26, 2019.
- [4] T. . Allen and A. . Robert, "Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation," *Oil Gas Consult. Int.*, vol. 2, no. Inc. Tulsa., 1989.
- [5] J. Economides, Michael, and K. . Nolte., "Reservoir Stimulation 3 rd Edition," *Schlumberger Educ. Serv.*, no. Houston, Texas, 2000.
- [6] B. Cahyaningsih, U. A. Prabu, W. Herlina, J. T. Pertambangan, F. Teknik, and U. Sriwijaya, "Evaluasi Hasil Aplikasi Hydraulic Fracturing Pada Reservoir Karbonat Sumur Bcn-28 Di Struktur App Pt Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field Evaluation Of Application Hydraulic

- Fracturing Result At Carbonate Reservoir Bcn-28 Well App Structure In Pt Pertamina,” 2012.
- [7] H. Cinco Ley, S. V.F., and D. A.N., “Mechanics of Hydraulic Fracturing,” *Texas Gulf Publ. Co.*, 1978.
- [8] C. R. Fast, “A Study of The Permanence of Production Increases due to Hydraulic Fracture Treatments,” *Stanolind Oil Gas Co. Tulsa, Oklahoma.*, 1952.
- [9] N. Esmailirad, C. Terry, H. Kennedy, A. Prior, and K. Carlson, “Recycling Fracturing Flowback Water For Use In Hydraulic Fracturing: Influence Of Organic Matter On Stability Of Carboxyl-Methyl-Cellulose- Based Fracturing Fluids,” *Spe J.*, vol. 21(04), pp. 1358–1369, 2016.
- [10] Economides and J. Michaels, “Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production,” *BJ Serv. Company, Houston, Texas.*, 2007.
- [11] Suwardi, “Evaluasi Hydraulic Fracturing Dalam Rangka Meningkatkan Produktivitas Formasi,” *J. Ilmu Kebumihan Teknol. Miner.*, vol. 22, no. 2, pp. 182–191, 2009.
- [12] W. J. McGuire and V. J. Sikora, “The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity,” *Soc. Pet. Eng. AIME, Dallas, Texas.*, 1960.

Daftar Simbol

Xf	=	Panjang rekahan satu sayap yang terbentuk, ft
Hf	=	Tinggi rekahan, ft
Wfacg	=	Lebar rekahan rata-rata yang terbentuk, in
Wkf	=	Konduktivitas Rekahan, mD-ft.
Fcd	=	<i>Dimensionless fracture conductivity</i>
Pwf	=	Tekanan alir dasar sumur akibat pengaruh skin, psia
Pwf	=	Tekanan alir dasar sumur, psia
Qo	=	Laju alir produksi minyak, BOPD
Pr	=	Tekanan reservoir, psi
Qmax	=	Laju alir maksimum, bopd
TVD	=	<i>True vertical depth</i>
Qf	=	Hubungan Qo dengan Pwf, bfpd
Pwf	=	Tekanan alir dasar sumur akibat pengaruh skin, psia
S	=	Skin factor
k	=	Permeabilitas formasi, ft
PI	=	<i>Productivity index</i>
IPR	=	<i>Inflow performance relationship</i>