



## Desain *Hydraulic Fracturing* Sebagai upaya Peningkatan Produktivitas Sumur X Lapangan Y

Salsabila Berliana Dewi<sup>1\*)</sup>, Hadziqul Abror<sup>2)</sup>, Welayaturromadhona<sup>3)</sup>

<sup>1), 2), 3)</sup> Teknik Perminyakan, Universitas Jember

\* corresponding email: [s.berliana22@gmail.com](mailto:s.berliana22@gmail.com)

### ABSTRACT

*The decline in oil production due to aging wells and formation damage has become a critical challenge in the petroleum industry. This study focuses on the design of hydraulic fracturing to improve Well X's productivity in the Telisa Formation, Central Sumatra Basin. The research utilized FracCADE 7.0 software to simulate hydraulic fracturing scenarios and optimize fracture geometry and conductivity. The parameters investigated included variations in fracturing fluid volume, proppant types, and injection methods, culminating in 12 simulation scenarios. The geomechanical analysis revealed that the Telisa Formation, dominated by low Young's modulus ( $<3 \times 10^6$  psi) and low Poisson's ratio, is favorable for fracturing, as it tends to generate wider fractures at lower pumping pressures. However, higher Young's modulus layers at greater depths showed the potential for longer but narrower fractures, albeit requiring higher pumping pressures. These characteristics guided the selection of fracturing intervals and operational parameters to optimize stimulation results. The results showed that the optimal scenario utilized 32,239 gallons of fracturing fluid, Brady Sand as the proppant, and the Proppant Concentration Step-Wise Increasing (PCSI) injection method. This configuration produced fractures with a half-length of 171 ft, width of 0.149 inches, height of 253.3 ft, and fracture conductivity of 13,592 mD.ft, resulting in a Fold of Increase (FOI) of 6.82. Economically, this scenario required a total cost of \$574,576.47 and achieved a pay-out time (POT) of 48 days, with a net present value (NPV) of \$3,534,073.21 after one year. This research highlights the technical and economic advantages of hydraulic fracturing in maximizing well productivity. It provides a detailed recommendation for future stimulation activities in Well X, emphasizing the balance between production enhancement and cost efficiency.*

**Keywords:** Geomechanical Analysis, Hydraulic Fracturing, FracCADE 7.0.

### I. PENDAHULUAN

Industri minyak dan gas berperan penting dalam mendukung ekspansi ekonomi baik internasional maupun nasional. Di Indonesia, sektor migas terus berperan penting dalam mendukung ekonomi nasional, tidak hanya sebagai sumber utama pendapatan dari ekspor tetapi juga sebagai penyedia energi untuk konsumsi domestik [1]. Seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi global dan menipisnya cadangan minyak dan gas konvensional, industri migas menghadapi tantangan besar untuk mengembangkan sumberdaya hidrokarbon dari reservoir non-konvensional (meliputi *tight reservoir* dan *shale reservoir*). Reservoir non-konvensional umumnya dicirikan dengan permeabilitas yang sangat kecil ( $<0,1$  md) namun memiliki potensi cadangan hidrokarbon yang signifikan [2].

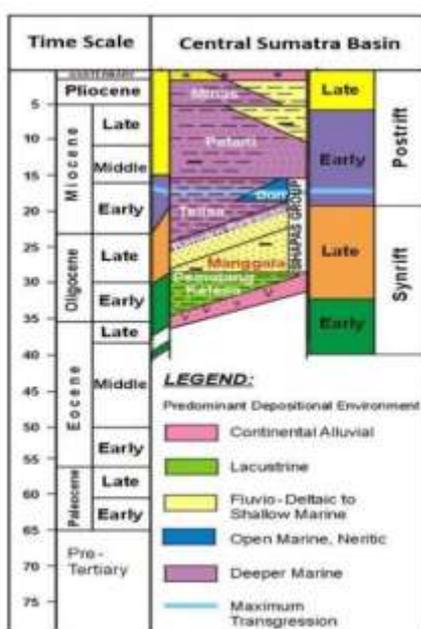
Sumur X yang terletak di cekungan Sumatera Tengah dan berada pada formasi Telisa merupakan sumur tua yang telah diproduksi dalam waktu yang lama. Seiring dengan lamanya waktu produksi, sumur X secara alami terus mengalami penurunan produksi. Pada masa awal produksinya, sumur X mampu untuk memproduksi minyak hingga ratusan barrel perhari namun saat ini hanya mampu untuk memproduksi puluhan barrel perhari. Selain itu terdapat indikasi kerusakan formasi pada sumur X yang ditunjukkan oleh besarnya nilai faktor skin yaitu sebesar +14. Oleh sebab itu, diperlukan teknik stimulasi untuk meningkatkan produktivitasnya.

Penelitian ini berfokus pada perencanaan desain *hydraulic fracturing* pada sumur X di Formasi Telisa untuk meningkatkan *productivity index* dengan menggunakan simulasi FracCADE 7.0. Penelitian ini bertujuan untuk membuat simulasi desain *hydraulic fracturing* sehingga menghasilkan nilai PI yang optimal. Dengan mempertimbangkan pengaruh parameter-parameter seperti dimensi rekahan, jenis *proppant*, serta volume *fracturing fluid* yang diinjeksikan terhadap konduktivitas rekahan dan performa sumur X. Pada simulasi ini peneliti menggunakan duabelas skenario yang berbeda untuk mendapatkan hasil dimensi dan konduktivitas rekahan yang optimal sehingga dapat meningkatkan peningkatan produksi yang paling tinggi pada sumur X. Skenario tersebut menggunakan 2 variasi jumlah volume *fracturing fluid* yang

berbeda untuk meningkatkan dimensi rekahan dan juga menggunakan 3 jenis *proppant* yang berbeda untuk meningkatkan konduktivitas *fracture* dan 2 variasi jenis metode injeksi *proppant* untuk melihat pengaruhnya terhadap *fracture* yang terbentuk. Peningkatan produksi kemudian dihitung berdasarkan hasil dari skenario tersebut dan hasil yang terbaik kemudian akan direkomendasikan untuk stimulasi pada sumur X. Penelitian ini juga akan memberikan perkiraan waktu yang dibutuhkan untuk pengembalian biaya selama stimulasi *hydraulic fracturing*. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi dalam perencanaan stimulasi pada sumur X dengan memberikan rekomendasi desain rekahan yang dapat meningkatkan produksi minyak secara optimal.

## II. METODOLOGI PENELITIAN

Lapangan Y terletak di cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan dengan cadangan hidrokarbon terbesar di Indonesia. Cekungan ini terbentuk pada periode Eosen hingga saat ini. Cekungan ini memiliki luas 120.000 km<sup>2</sup> dan mengandung sedimen tersier dengan kedalaman 12.000 meter. Cekungan Sumatera Tengah secara struktural dibatasi oleh Pegunungan Barisan di sebelah barat, Paparan Sunda di sebelah timur, Busur Asahan di utara dan Tinggian Tigapuluh di Selatan [3]. Struktur stratigrafi dar Cekungan Sumatera Tengah terlihat pada gambar 1 berikut.



**Gambar 1. Cekungan Sumatera Tengah**

Prosedur penelitian ini diawali dengan studi literatur untuk memperoleh informasi yang relevan dengan topik penelitian dan mengidentifikasi permasalahan berdasarkan hasil studi tersebut. Selanjutnya, dilakukan pengumpulan data yang meliputi data kompleksi (*casing, tubing, perforasi, dan lainnya*), data geomekanika formasi (seperti *fracture gradient, in-situ stress, dan young modulus*), data reservoir (tekanan, temperatur, permeabilitas, dan lainnya), serta data PVT (seperti GOR, API, dan *bubble point pressure*). Data yang diperoleh kemudian dimasukkan ke dalam *software* FracCADE 7.0 untuk digunakan dalam proses desain *hydraulic fracturing*. Tahap berikutnya adalah *screening* jenis fluida perekah dan *proppant* yang sesuai dengan kondisi sumur berdasarkan data base *software* tersebut. Parameter operasi seperti model geometri, konsentrasi *proppant*, dan volume fluida perekah ditentukan, kemudian disimulasikan dengan berbagai skenario. Skenario yang direncanakan melibatkan dua variasi volume fluida, tiga variasi jenis *proppant*, dan dua metode injeksi *proppant*, sehingga menghasilkan 12 skenario berbeda untuk mendapatkan hasil rekahan yang paling optimal. Hasil simulasi, seperti dimensi rekahan, konduktivitas rekahan, dan parameter lainnya, dianalisis menggunakan FracCADE. Perhitungan peningkatan produksi (FOI) dilakukan berdasarkan metode Cinco-Ley, Samaniego, dan Dominique, serta analisis pengaruh dimensi dan konduktivitas rekahan terhadap FOI. Akhirnya, estimasi waktu pengembalian biaya stimulasi (*pay out time*) dihitung berdasarkan hasil perhitungan FOI tersebut. Rancangan penelitian ini sebagai berikut:



**Gambar 2. Flowchart Penelitian**

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 3.1. Analisa Geomekanika

Analisa geomekanika adalah proses evaluasi sifat mekanik batuan seperti *in-situ stress*, *young's modulus* dan *poisson's ratio*. Pada proses *hydraulic fracturing*, analisa geomekanika dilakukan untuk memahami respon batuan terhadap *hydraulic fracturing*. Tujuannya adalah untuk mengoptimalkan desain rekahan, menentukan zona target yang tepat dan memastikan operasi dilakukan secara aman dan efisien [4].

**Tabel 1. Data Geomekanika Sumur X**

<i>Zone Name</i>	<i>Top TVD</i> (ft)	<i>Zone Height</i> (ft)	<i>Frac Grad,</i> (psi/ft)	<i>Insitu Stress</i> (psi)	<i>Young's Modulus</i> (psi)	<i>Poisson's Ratio</i>
<i>Dirty Sandstone</i>	2250,0	10,0	0,570	1285	2,180E+6	0,29
<i>Dirty Sandstone</i>	2260,0	15,0	0,540	1224	2,690E+6	0,26
<i>Clean Sandstone</i>	2275,0	10,0	0,530	1208	2,630E+6	0,24
<i>Dirty Sandstone</i>	2285,0	10,0	0,550	1260	2,750E+6	0,28
<i>Clean Sandstone</i>	2295,0	5,0	0,500	1149	2,500E+6	0,20
<i>Dirty Sandstone</i>	2300,0	15,0	0,570	1315	2,810E+6	0,29
<i>Clean Sandstone</i>	2315,0	15,0	0,530	1231	2,630E+6	0,24



<i>Dirty Sandstone</i>	2330,0	10,0	0,550	1284	2,750E+6	0,28
<i>Dirty Sandstone</i>	2340,0	5,0	0,540	1265	2,690E+6	0,26
<i>Dirty Sandstone</i>	2345,0	5,0	0,550	1291	2,750E+6	0,28
<i>Clean Sandstone</i>	2350,0	15,0	0,530	1249	2,630E+6	0,24
<i>Dirty Sandstone</i>	2365,0	15,0	0,550	1305	2,750E+6	0,28
<i>Clean Sandstone</i>	2380,0	25,0	0,510	1220	2,560E+6	0,22
<i>Clean Sandstone</i>	2405,0	10,0	0,530	1277	2,630E+6	0,24
<i>Clean Sandstone</i>	2415,0	10,0	0,510	1234	2,560E+6	0,22
<i>Dirty Sandstone</i>	2425,0	5,0	0,550	1335	2,750E+6	0,28
<i>Clean Sandstone</i>	2430,0	2,0	0,510	1240	2,560E+6	0,22
<i>Dirty Sandstone</i>	2432,0	6,0	0,550	1339	2,750E+6	0,28
<i>Clean Sandstone</i>	2438,0	7,0	0,530	1294	2,630E+6	0,24
<i>Shale</i>	2445,0	15,0	0,580	1422	2,880E+6	0,31
<i>Clean Sandstone</i>	2460,0	20,0	0,530	1309	2,630E+6	0,24
<i>Dirty Sandstone</i>	2480,0	2,0	0,540	1340	2,690E+6	0,26
<i>Clean Sandstone</i>	2482,0	8,0	0,510	1268	2,560E+6	0,22
<i>Clean Sandstone</i>	2490,0	10,0	0,530	1322	2,630E+6	0,24
<i>Shale</i>	2500,0	40,0	0,590	1487	2,940E+6	0,33
<i>Dirty Sandstone</i>	2540,0	10,0	0,570	1451	2,810E+6	0,29
<i>Shale</i>	2550,0	110,0	0,600	1563	3,000E+6	0,35
<i>Dirty Sandstone</i>	2660,0	100,0	0,570	1545	2,250E+6	0,25

Berdasarkan tabel 1. Formasi Telisa pada kedalaman 2250 hingga 2490 ft merupakan lapisan dengan *low young's modulus* ( $E < 3 \times 10^6$  psi) lapisan dengan *young's modulus* yang rendah cenderung memiliki tendensi untuk mendeformasi batuan dan menghasilkan rekahan dengan karakteristik yang pendek namun lebar. *In-situ stress* dan *poisson's ratio* pada kedalaman tersebut juga cenderung kecil yang biasanya ditargetkan jika mempertimbangkan keekonomisan dalam melakukan *hydraulic fracturing* karena memerlukan tekanan pompa yang jauh lebih kecil sehingga lebih ekonomis. Pada lapisan kedalaman 2445-2460 dan 2500-2550 ft termasuk kedalam kategori *hard rock* karena memiliki *young's modulus* yang tinggi ( $E > 3 \times 10^6$  psi) yang disebabkan oleh dominansi *shale* pada lapisan tersebut. Batuan *hard rock* cenderung memiliki tendensi untuk mentransmisi *stress* yang diberikan ketika dilakukan *hydraulic fracturing* ke batuan di sekitarnya sehingga memudahkan terjadinya *fracture*. Geometri *fracture* yang dihasilkan pada lapisan *hard rock* cenderung lebih panjang tetapi memiliki lebar yang lebih kecil. Tantangan ketika akan melakukan *hydraulic fracturing* pada lapisan *hard rock* adalah diperlukan *pumping pressure* yang tinggi untuk dapat merekahkan batuan sehingga dapat meningkatkan biaya operasional (Zheng et al., 2020). Hal ini sesuai dengan model geometri yang terbentuk yaitu pada kedalaman 2445-2460 terbentuk rekahan dengan panjang yang jauh lebih besar daripada lapisan di atasnya. Pada kedalaman 2500-2550 ft tidak terlihat adanya *fracture* yang terbentuk. Hal tersebut dapat terjadi karena lapisan tersebut jauh dari pusat injeksi (interval



perforasi) sehingga energi dari *fracturing fluid* sudah jauh berkurang dan tekanannya tidak mampu untuk menembus lapisan *hard rock* pada kedalaman tersebut. Untuk melakukan *fracturing* pada kedalaman 2500-2550 ft (untuk menghasilkan rekahan dengan jangkauan yang lebih panjang) disarankan untuk melakukan re-perforasi.

### 3.2. Historis Sumur X

Sumur X memiliki kedalaman total 2.991 *feet*, sehingga dapat diklasifikasikan sebagai *intermediate* reservoir atau reservoir dengan kedalaman sedang karena kedalamannya lebih dari 2.000 *feet* sesuai dengan kategori umum dalam klasifikasi reservoir [5]. Sumur X termasuk kedalam kategori sumur tua atau sumur *mature*. Pada masa awal produksinya sumur ini mampu untuk memproduksi ratusan *barrel oil* dalam sehari. Namun seiring waktu, sumur ini terus mengalami penurunan produksi (*natural decline*) hingga saat ini hanya mampu untuk memproduksi minyak sebanyak puluhan *barrel* per harinya dengan metode *artificial lift electric submersible pump* (ESP). Sumur ini merupakan jenis *cased hole*, dengan *casing* yang memiliki inner diameter (ID) sebesar 7 inci. Selain itu, tubing dipasang hingga kedalaman 2.348 kaki dengan ID sebesar 2,99 inci. Konfigurasi *casing* dan *tubing* tersebut dirancang untuk memastikan stabilitas struktur sumur serta mendukung efisiensi dalam operasi produksi. Perforasi sumur X berada pada interval kedalaman 2.378-2.398 *feet* dengan diameter perforasi sebesar 0,34 inci.

### 3.3. Desain Hydraulic Fracturing

#### 3.3.1 Pemilihan jenis fluida perekah

Fluida perekah merupakan fluida bertekanan yang diinjeksikan pada proses *hydraulic fracturing*. Komposisi fluida perekah merupakan campuran bahan kimia yang terdiri dari air, *proppant* dan *additive* lain (acid, bahan pengental, dan surfaktan). Fluida ini berfungsi untuk membuka rekahan pada Formasi dan juga membawa *proppant* [6]. Fluida *fracturing* yang akan digunakan sebagai *main fluid* pada simulasi *hydraulic fracturing* ini adalah *Yield Frac* (YF) 130.IHTD. Fluida perekah jenis ini memiliki komposisi utama polimer viskositas tinggi dengan campuran air dan bahan aditif lain. YF memiliki stabilitas viskositas yang tinggi bahkan pada temperatur yang sangat tinggi sekalipun. Hal tersebut dikarenakan jenis fluida perekah ini merupakan fluida bertipe *crosslinker* sehingga memiliki struktur yang lebih stabil dan kental. Fluida perekah jenis *Yield Frac* cocok untuk digunakan pada reservoir dengan *temperature* tinggi hingga sedang atau berkisar antara 104-325°F dan cocok untuk digunakan pada permeabilitas yang rendah [5].

Fluida *fluid fracturing* jenis *yield fract* memiliki efektivitas yang tinggi dalam meningkatkan produksi hidrokarbon namun seringkali meninggalkan residu di dalam formasi setelah proses *fracturing* selesai. Residu ini dapat berupa partikel *proppant* yang tersumbat, gel *fracturing* yang belum terurai sempurna, atau bahan kimia tambahan yang digunakan dalam fluida *fracturing*. Residu dalam proses *fracturing* ini dapat merusak formasi jika dibiarkan terlalu lama. Oleh sebab itu, diperlukan adanya *clean up* untuk membersihkan formasi dari residu-residu tersebut. Proses *clean up* pada sumur X menggunakan fluida injeksi jenis *water fract* (WF), jenis fluida ini merupakan yang paling sederhana dan sering digunakan. Fluida *fracturing* jenis *water fract* memiliki sifat yang sederhana dan umumnya tidak mengandung bahan kimia yang kompleks seperti fluida *fracturing* lainnya. Fluida *fracturing* jenis ini biasanya menjadi pilihan pertama untuk digunakan pada tahap *clean up*. Fluida *fracturing* yang digunakan pada tahap *clean up* pada simulasi *hydraulic fracturing* sumur X adalah jenis WF 130 fluida jenis ini memiliki viskositas yang jauh lebih rendah daripada fluida utama yang digunakan yaitu YF 130. Penggunaan fluida dengan viskositas yang lebih rendah bertujuan agar fluida *clean up* dapat mengangkut partikel-partikel residu pada area-area yang sulit dijangkau oleh fluida *fracturing* yang lebih kental sehingga mencegah terjadinya penyumbatan. Spesifikasi fluida yang digunakan dapat dilihat pada tabel 2 berikut:

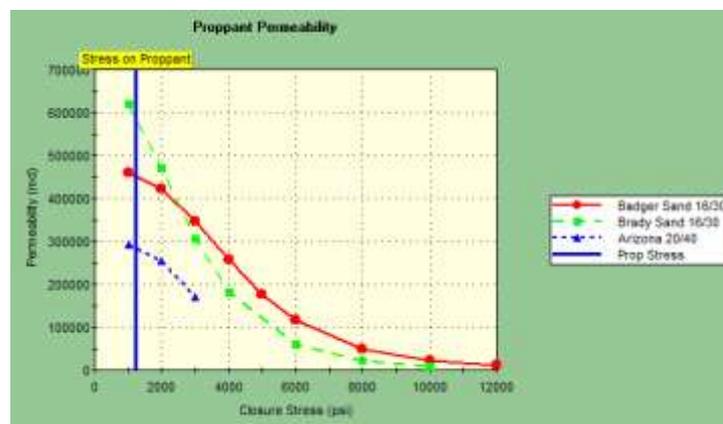
Tabel 2. Spesifikasi fluida *fracturing* yang digunakan

Parameter	YF130.HTD	WF130
n base gel	0,39	1,00
k base gel (lbf.s <sup>n</sup> /ft <sup>2</sup> )	2,28E-1	2,09E-5
Viscosity (cP)	494,110	1,00
Biocide (lb/mgal)	0,30	0,50

<b>ClayStabiliz (lb/mgal)</b>	166,00	166,00
<b>GellingAgt (gal/mgal)</b>	6,75	6,80
<b>Activator (gal/mgal)</b>	2,00	-
<b>Crosslinker (gal/mgal)</b>	1,25	-

### 3.3.2 Pemilihan Jenis Proppant

*Proppant* merupakan material *granular* yang berfungsi untuk menjaga rekahan yang telah dibuat tetap terbuka setelah keluarnya fluida *fracking* dari formasi (flowback) [7]. Penentuan jenis *proppant* yang digunakan berdasarkan grafik perbandingan kekuatan berbagai jenis proppant pada gambar 2.4. Besar *closure pressure* pada smur X adalah 1.477 psi, oleh karena itu peneliti menggunakan *proppant* jenis natural sand. Peneliti menggunakan tiga macam proppant jenis natural sand berupa *badger sand*, *arizona sand* dan juga *braddy sand*. Gambar 3 adalah grafik *proppant permeability* untuk ketiga jenis *proppant* yang digunakan:



**Gambar 3.** Grafik perbandingan proppant permeability yang digunakan

Ukuran *proppant* harus disesuaikan agar lebih kecil dari diameter perforasi untuk mencegah penyumbatan aliran fluida di sekitar perforasi. Sumur X memiliki diameter perforasi sebesar 0,34 inch sehingga ukuran *proppant* yang sesuai untuk sumur x yaitu ukuran *proppant* dengan mesh 16/30 atau 20/40. Spesifikasi *proppant* yang akan digunakan pada simulasi *hydraulic fracturing* sumur X dapat dilihat pada tabel 3 berikut.

**Tabel 3.** Spesifikasi *proppant* yang digunakan

<b>Parameter</b>	<b><i>Badger Sand</i></b>	<b><i>braddy Sand</i></b>	<b><i>Arizona Sand</i></b>
<b>Ukuran (Mesh Size)</b>	16/30	16/30	20/40
<b>Specific Gravity</b>	2,64	2,64	2,64
<b>Mean Diameter (in)</b>	0,031	0,033	0,027
<b>Pack Porosity (%)</b>	35	35	35
<b>Permeabilitas (md)</b>	455508	594408	288618



### 3.3.3 Penentuan Model Geometri Rekahan

Model geometri rekahan yang digunakan pada simulasi *hydraulic fracturing* sumur X adalah model *pseudo three-dimensional* (P3D). Model ini dipilih karena lebih akurat dalam memprediksi pertumbuhan tinggi rekahan dan distribusi tekanan dibanding model PKN, serta sesuai untuk *intermediate* reservoir dengan pengaruh besar dari tekanan horizontal terhadap arah rekahan. Data mekanika batuan dan formasi *transmissibility* mendukung pemodelan ini. Pada sumur X, rekahan diperkirakan terbentuk searah tegangan horizontal maksimum, menghasilkan rekahan horizontal dengan panjang lebih besar daripada tingginya.

### 3.3.4 Penentuan schedule mainfrac

*Schedule mainfrac* dalam *hydraulic fracturing* merujuk pada rencana injeksi fluida dan *proppant*, termasuk penentuan volume fluida, konsentrasi *proppant*, dan *pump rate* melalui metode *trial and error*. Pada sumur X, digunakan dua metode: *proppant concentration constant* (PCC), di mana konsentrasi *proppant* dijaga konstan, dan *proppant concentration step-wise increasing* (PCSI), di mana konsentrasi *proppant* meningkat secara bertahap. Penelitian ini bertujuan menganalisis efektivitas kedua metode dalam meningkatkan produktivitas sumur X, sekaligus mempertimbangkan faktor keekonomian untuk menentukan pendekatan yang paling optimal. Salah satu *schedule mainfrac* pada penelitian ini terlihat pada tabel 4 serta skenario-skenario yang akan digunakan pada penelitian ini dilihat pada tabel 5 sebagai berikut:

Tabel 4. *Schedule mainfrac* skenario 1-3

<i>Stage Name</i>	<i>Pump Rate (bpm)</i>	<i>Fluid Name</i>	<i>Gel Conc (lb/mgal)</i>	<i>Fluid Volume (gal)</i>	<i>Prop Conc (PPA)</i>	<i>Prop Mass (lb)</i>	<i>Slurry Volume (bbl)</i>	<i>Pump Time (min)</i>
<i>PAD</i>	20	YF130.1HTD	30	10000	0	0	238,1	11,9
<i>SLURRY</i>	20	YF130.1HTD	30	6000	2	12000	155,8	7,8
<i>SLURRY</i>	20	YF130.1HTD	30	5000	4	20000	140,7	7
<i>SLURRY</i>	20	YF130.1HTD	30	4000	5	24000	121,2	6,1
<i>SLURRY</i>	20	YF130.1HTD	30	3000	8	24000	97,4	4,9
<i>SLURRY</i>	20	YF130.1HTD	30	2500	10	25000	86,6	4,3
<i>CLEAN UP</i>	20	WF 130	30,2	882	0	0	21	1,1
<i>FLUSH</i>	20	Brine (2% KCl)	0	882	0	0	21	1,1
<b>Total</b>				<b>32264</b>		<b>105000</b>	<b>881,8</b>	<b>44,2</b>



**Tabel 5. Skenario simulasi hydraulic fracturing yang digunakan**

Skenario	Total Fluid Volume (galon)	Jenis Proppant	Metode Injeksi Proppant
1	32239	<i>Badger Sand</i>	<i>Proppant Concentration Step-wise Increase (PCSI)</i>
2		<i>Braddy Sand</i>	
3		<i>Arizona Sand</i>	
4		<i>Badger Sand</i>	
5	60739	<i>Braddy Sand</i>	<i>Proppant Concentration Constant (PCC)</i>
6		<i>Arizona Sand</i>	
7		<i>Badger Sand</i>	
8		<i>Braddy Sand</i>	
9	60739	<i>Arizona Sand</i>	<i>Proppant Concentration Step-wise Increase (PCSI)</i>
10		<i>Badger Sand</i>	
11		<i>Braddy Sand</i>	
12		<i>Arizona Sand</i>	

### 3.4. Hasil Simulasi *Hydraulic Fracturing*

Parameter utama dalam keberhasilan operasi *hydraulic fracturing* adalah dimensi rekahan (seperti panjang, lebar dan tinggi), *fracture conductivity* dan *fracture permeability*. Parameter-parameter tersebut kemudian dapat digunakan untuk menentukan index keberhasilan lain dari pekerjaan *hydraulic fracturing*, seperti radius sumur pasca *hydraulic fracturing*, lipatan peningkatan *productivity index* suatu sumur dan estimasi produksi setelah dilakukannya *hydraulic fracturing*. Hasil Simulasi *Hydraulic fracturing* dapat dilihat pada tabel 6 berikut:

**Tabel 6. Hasil simulasi *Hydraulic Fracturing* berbagai skenario**

Skenario	Half length (ft)	Width Fracture (in)	Height Fracture (ft)	Fracture Conductivity (md.ft)	FCD
1	172	0,154	255	11447	6,7
2	171	0,149	253,3	13592	8,1
3	173,9	0,146	259,9	8259	4,8
4	140,2	0,204	247,9	11319	8,1
5	140,2	0,204	247,7	14757	10,6
6	140,2	0,208	244,8	12651	9,1
7	199,4	0,209	298,2	17527	8,8



8	199,4	0,209	298,2	21977	11
9	204,3	0,205	308,6	11410	5,6
10	183,3	0,293	289	20820	11,4
11	189	0,288	289,3	26325	13,9
12	183,3	0,298	288,9	15556	8,5

Hasil dari parameter-parameter pasca dilakukannya *hydraulic fracturing* tersebut kemudian digunakan untuk melakukan perhitungan radius sumur pasca *hydraulic fracturing* ( $rw'$ ), *productivity index* (PI), lipatan peningkatan *productivity index* (FOI) dan peningkatan *skin*. *Productivity index* (PI) adalah parameter yang menggambarkan kemampuan sumur untuk mengalirkan fluida per unit tekanan diferensial antara tekanan reservoir dan tekanan sumur. PI digunakan untuk mengevaluasi kinerja sumur dan efektivitas teknik stimulasi [8]. FOI merupakan parameter yang menggambarkan peningkatan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi sebelum dan setelah dilakukannya stimulasi [9]. Persamaan untuk menentukan PI dan FOI dapat dilihat pada persamaan 7. Hasil dari perhitungan tersebut dapat dilihat pada tabel berikut:

**Tabel 7. Hasil estimasi perhitungan peningkatan produktivitas Sumur X**

Skenario	$rw'$ (ft)	<i>Fracture Permeability</i> (mD)	PI after HF (bbl/d/psi)	FOI	<i>Skin</i>	Q (BOPD)
1	172	74331,2	1,15145	6,62377	-6	435,25
2	177,84	91221,5	1,11806	6,82158	-7	422,629
3	163,466	56568,5	1,20234	6,34342	-6	454,486
4	145,808	55485,3	1,31666	5,79267	-6	497,697
5	151,416	72338,2	1,27892	5,96361	-6	483,431
6	148,612	60822,1	1,29761	5,87771	-6	490,497
7	210,168	83861,2	0,95104	8,01958	-7	359,495
8	219,34	105153	0,90833	8,39674	-7	343,347
9	198,171	55658,5	1,00982	7,55281	-7	381,712
10	203,463	71058	0,98347	7,75521	-7	371,75
11	219,24	91406,3	0,90878	8,39252	-7	343,52
12	192,465	52201,3	1,03903	7,34044	-7	392,755



### 3.5. Hasil Simulasi *Hydraulic Fracturing* Terhadap *Fracture* yang Terbentuk

Penelitian ini menggunakan dua variasi volume fluida injeksi untuk *hydraulic fracturing* berdasarkan acuan [10] untuk melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* sehingga menghasilkan *fracture* yang efektif membutuhkan setidaknya 20.000-100.000 galon total volume *fracture fluid* yang dibutuhkan. Penulis menggunakan metode *trial and error* untuk menentukan volume fluida injeksi yang paling efektif dan efisien untuk sumur X dengan acuan tersebut. Didapatkan volume fluida injeksi sebesar 32.239 galon yang dapat menghasilkan *fracture* dengan penyebaran konduktivitas rekahan yang baik. Kemudian dibuat volume variasi fluida *fracturing* dengan estimasi volume hampir 2 kali lipat dari yang dibutuhkan sebelumnya yaitu sebesar 60.739 galon.

Volume fluida *fracturing* yang lebih besar menghasilkan dimensi rekahan lebih besar (panjang, lebar, dan tinggi). Dengan volume fluida 32.239 galon, panjang rekahan mencapai 140,2–173,9 ft, lebih kecil dibandingkan 199,4–204,3 ft pada 60.739 galon. Lebar rekahan meningkat dari 0,146–0,208 inci menjadi 0,205–0,298 inci, dan tinggi rekahan dari 247,7–259,9 ft menjadi 308,6 ft. Volume fluida yang lebih besar juga mendukung distribusi *proppant* yang lebih merata, meningkatkan *fracture conductivity* dari 11.319–14.757 md.ft menjadi 17.527–26.325 md.ft, sesuai penelitian [10]. Permeabilitas *fracture* dipengaruhi oleh ukuran dan jenis *proppant* serta volume fluida *fracturing*. Volume fluida yang lebih besar cenderung meningkatkan permeabilitas *fracture* dengan menyediakan energi lebih untuk membuka dan memperpanjang rekahan, memungkinkan distribusi *proppant* yang lebih merata. Namun, rekahan yang lebih panjang dapat menyebabkan hilangnya energi fluida, mengurangi kemampuan membawa *proppant* ke ujung rekahan sehingga rekahan tidak terbuka optimal, menurunkan permeabilitas efektif, dan menyebabkan *productivity index* (PI) lebih rendah. FOI tidak selalu sebanding dengan PI absolut, tetapi akan meningkat dengan FCD hingga mencapai nilai optimal pada rentang 8-11 [5].

Volume fluida yang lebih besar memungkinkan pembentukan rekahan dengan dimensi lebih panjang, lebar, dan tinggi. Rekahan yang lebih besar menciptakan jalur aliran fluida yang lebih efisien, mengurangi resistensi aliran (*flow resistance*) dari reservoir ke sumur. Pada penelitian ini *Skin* pada volume 60.739 galon berkisar -7 dibandingkan dengan 32.239 galon yang berkisar -6. Karena nilai *skin* menggambarkan resistensi aliran fluida akibat kerusakan formasi atau hambatan mekanis, rekahan yang lebih besar mengurangi hambatan ini secara signifikan. Selain itu, volume fluida yang lebih besar memberikan energi tambahan untuk mengatasi kerusakan *near-wellbore*, seperti partikel yang menyumbat pori atau perubahan permeabilitas akibat interaksi fluida formasi [11].

### 3.6. Analisa Variasi Jenis *Proppant* yang Digunakan dan Metode Injeksi *Proppant* yang Dilakukan Terhadap *Fracture* yang Terbentuk

Pada penelitian ini penggunaan jenis *proppant* mengacu pada penelitian yang telah dilakukan sebelumnya oleh [5] yaitu menggunakan jenis *proppant badger sand*, *braddy sand* dan *arizona sand*. Pemilihan ukuran *mesh proppant* disesuaikan dengan ukuran diameter perforasi. Penulis memutuskan untuk menggunakan ukuran *mesh* 16/30 setelah dilakukan percobaan untuk melihat ukuran mana yang menghasilkan *fracture* yang lebih besar jika dibandingkan dengan ukuran *mesh* 20/40. Namun pada *proppant* jenis *arizona sand* tidak ditemukan ukuran *mesh* 16/30 pada data base *software* FracCADE sehingga menggunakan ukuran *mesh* 20/40. Penggunaan variasi metode injeksi merujuk pada penelitian yang dilakukan oleh [12], yang mana terdapat dua metode injeksi *proppant* yaitu *proppant concentration step-wise increased* (PCSI) dan *proppant concentration constant* (PCC).

Penelitian ini menunjukkan bahwa jenis *proppant* tidak secara signifikan memengaruhi dimensi *fracture* (panjang, lebar, dan tinggi) karena volume fluida *fracturing* menjadi faktor utama. *Braddy sand* menghasilkan *fracture conductivity* tertinggi (13.592–26.325 md.ft) karena permeabilitasnya yang tinggi (594.408 mD) dan karakteristik fisik seperti *sphericity* dan *roundness* yang optimal. *Badger sand* menghasilkan *conductivity* menengah (11.319–20.820 md.ft), sedangkan *Arizona sand* terendah (8.259–15.556 md.ft). *Fracture conductivity dimensionless* (FCD) tertinggi juga dihasilkan oleh *braddy sand* (8,1–13,9), diikuti *badger sand* (6,7–11,4) dan *Arizona sand* (4,8–9,1). Meski *braddy sand* memiliki kekuatan lebih rendah dibanding *badger* dan *Arizona sand*, kekuatannya tetap cocok untuk sumur X dengan *closure pressure* rendah (<2000 psi). *Fracture permeability* tertinggi juga dihasilkan oleh *braddy sand* (72.338–105.153 mD), diikuti *badger sand* (55.485–83.861 mD) dan *Arizona sand* (52.201–60.822 mD), yang mencerminkan distribusi ukuran butir dan karakteristik kekuatan masing-masing *proppant*.

Metode *Proppant Concentration Stepwise Increased* (PCSI) dan *Proppant Concentration Constant* (PCC) memengaruhi geometri rekahan secara berbeda. PCSI menghasilkan rekahan lebih panjang (171–204,3 ft) dibanding PCC (140,2–189 ft), tetapi PCC menghasilkan rekahan lebih lebar (0,204–0,298 in) dibanding PCSI (0,146–0,209 in). Tinggi rekahan relatif sama untuk kedua metode. PCC memiliki keunggulan dalam *fracture conductivity* yang lebih tinggi dan



merata, tetapi PCSI unggul dalam distribusi *proppant* yang lebih homogen, karena konsentrasi *proppant* meningkat bertahap sepanjang waktu. Sebaliknya, PCC dengan konsentrasi tetap cenderung menyebabkan penumpukan *proppant* di dekat sumur dan menurunkan konduktivitas di ujung rekahan.

### 3.7. Analisa Kelayakan Ekonomi Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* Pada Sumur X

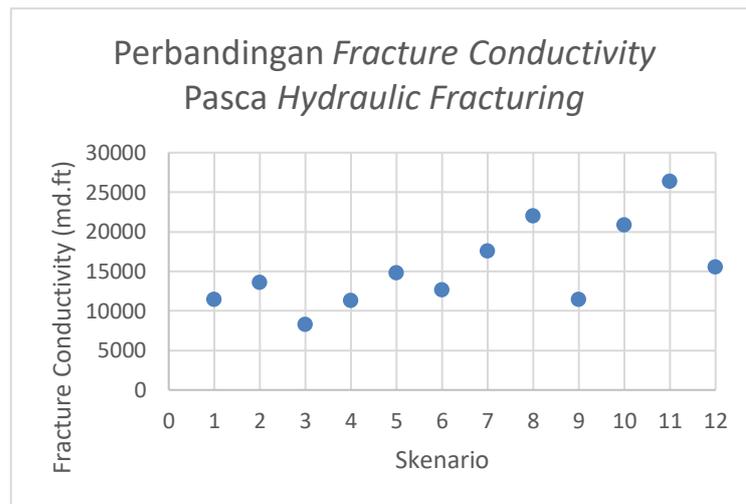
Aspek kelayakan ekonomi untuk pekerjaan *hydraulic fracturing* yang dilakukan pada sumur X meliputi biaya material (*proppant* dan fluida perekah, biaya *equipment* dan personel, biaya *rig service*, *fuel* dan *lubricant*, biaya peralatan dan *lost production* serta pendapatan setelah dilakukannya *hydraulic fracturing*. Harga-harga yang digunakan pada penelitian ini merujuk pada pekerjaan *hydraulic fracturing* yang telah dikerjakan di Field Limau [13]. Estimasi penurunan produksi merujuk pada penelitian yang dilakukan oleh [14] dengan analisa menggunakan *metode decline curve analysis* (DCA) dan diestimasi penurunan produksi pada tahun pertama sebesar 45%. Hasil perhitungan kelayakan ekonomi ditunjukkan pada tabel 8 sebagai berikut:

**Tabel 8. Hasil perhitungan kelayakan ekonomi pekerjaan *Hydraulic Fracturing* berbagai skenario pada sumur X**

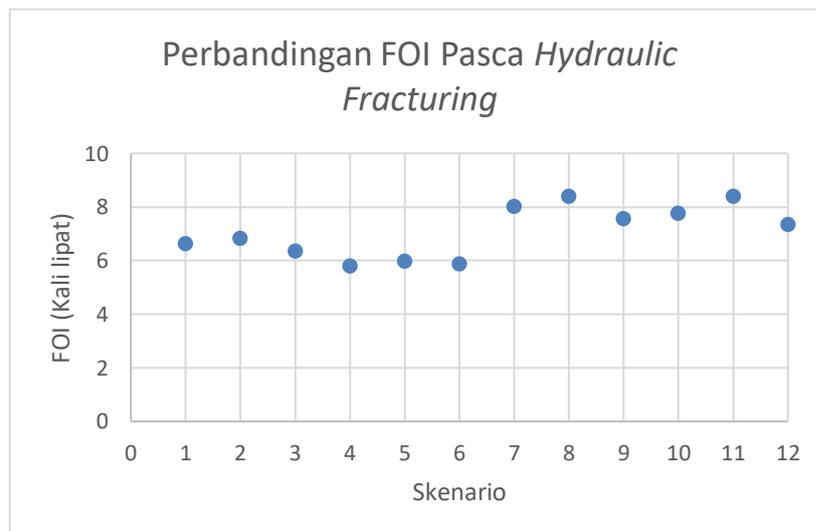
Skenario	Cost (US\$)	Total produksi 1 Tahun	Biaya Operasi/Year	Gross Revenue (US\$)	Net Revenue (US\$)	NPV (US\$)	POT (Day)
1	600.569	87376,42	270.255,26	5.565.877,83	4.695.053,52	3.667.661,42	47
2	597.419	84842,68	262.418,42	5.404.478,95	4.544.641,48	3.534.073,21	48
3	598.469	91238,09	282.199,41	5.811.866,23	4.931.197,77	3.884.438,01	44
4	603.809	99912,66	309.029,86	6.364.436,43	5.451.597,52	4.352.188,70	40
5	600.119	97048,79	300.171,91	6.182.008,02	5.281.717,06	4.201.441,92	41
6	601.349	98467,22	304.559,10	6.272.361,66	5.366.453,51	4.277.245,05	41
7	625.739	72168,54	223.217,30	4.597.136,17	3.748.179,82	2.781.697,15	61
8	619.439	68926,97	213.191,12	4.390.648,11	3.558.017,94	2.615.122,71	64
9	621.539	76628,60	237.012,25	4.881.241,60	4.022.690,30	3.035.452,13	56
10	632.219	74628,77	230.826,79	4.753.852,79	3.890.806,94	2.904.878,17	59
11	624.839	68961,58	213.298,15	4.392.852,40	3.554.715,19	2.606.720,22	64
12	627.299	78845,61	243.869,46	5.022.465,16	4.151.296,65	3.146.607,00	55

### 3.8 Analisa Kelayakan Ekonomi Pekerjaan *Hydraulic Fracturing* Pada Sumur X

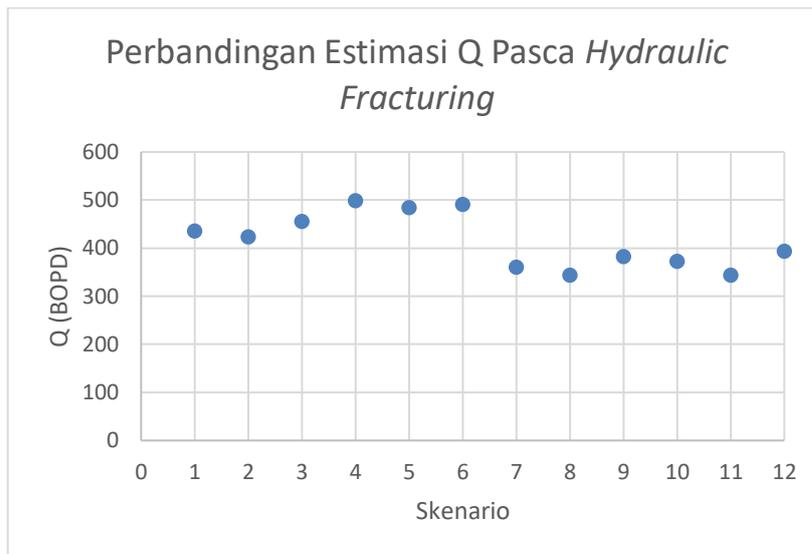
Berdasarkan analisa hasil penelitian yang telah dijelaskan sebelumnya, skenario 2 menjadi skenario yang paling optimal sebagai desain *hydraulic fracturing* untuk di terapkan pada sumur X. Skenario 2 yang merupakan kombinasi antara volume fluida injeksi yang lebih rendah (32.239 galon), penggunaan jenis *proppant braddy sand* dan metode injeksi PCSI dapat menghasilkan dimensi *fracture* dengan *halflength* 171 ft, lebar 0,149 in, dan tinggi 253,3 ft. Pada gambar 5. menunjukkan meskipun dimensi *fracture* yang terbentuk tidak sebesar skenario yang lain, namun *fracture conductivity* yang terbentuk cukup tinggi yaitu sebesar 13.592 mD yang menunjukkan bahwa *fracture* tersebut memiliki kemampuan yang sangat baik dalam mengalirkan fluida. Selain itu, skenario ini menghasilkan rekahan dengan FCD yang tinggi yaitu 8,1 yang menunjukkan bahwa *proppant* dapat mempertahankan *fracture* dalam jangka waktu yang cukup lama.



Gambar 4. Grafik perbandingan *fracture conductivity* dari berbagai skenario

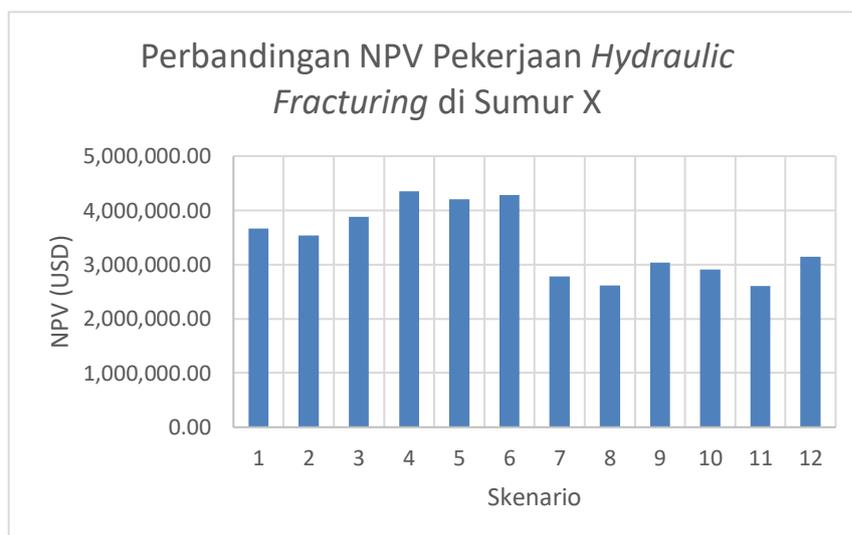


Gambar 5. Grafik perbandingan FOI berbagai skenario

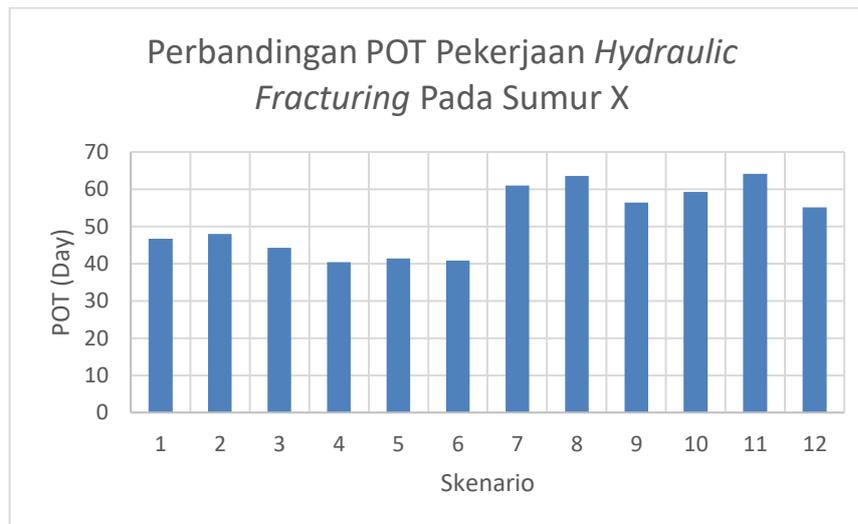


**Gambar 6. Grafik perbandingan estimasi laju alir pasca *Hydraulic Fracturing* setiap skenario**

Dari sisi produktivitas, Skenario 2 menunjukkan kinerja tinggi dengan *Productivity Index* (PI) setelah *hydraulic fracturing* sebesar 1,11806 bbl/d/psi, laju produksi mencapai 422,629 BOPD, dan *skin factor* sebesar -7. Nilai FOI yang paling tinggi pada penggunaan volume fluida rendah yaitu sebesar 6,82 juga mendukung peningkatan produktivitas yang signifikan. Aspek ekonomi pun menjadi keunggulan utama, dengan biaya total yang paling rendah yaitu sebesar \$597.419 USD yang lebih ekonomis dibandingkan skenario dengan volume tinggi. Waktu pengembalian modal pada skenario ini juga tergolong cukup cepat yaitu 48 hari dengan penghasilan bersih setelah satu tahun sebesar \$4.544.641,48 USD dan nilai net present value (NPV) sebesar \$3.534.073,21 USD. Keunggulan utama pada skenario ini yaitu karena metode injeksi yang digunakan adalah metode PCSI, pada ujung rekahan terbentuk konduktivitas yang tinggi dan merata serta bentuk model geometri sesuai dengan literatur (dapat dilihat pada gambar 4 dan 5). Secara keseluruhan, skenario ini memberikan keseimbangan terbaik antara kinerja teknis dan aspek ekonomi, sehingga menghasilkan peningkatan produktivitas yang signifikan dengan biaya yang efisien. Perbandingan NPV dan POT untuk setiap skenario dapat dilihat pada gambar 7 dan 8.



**Gambar 7. Grafik Perbandingan NPV dari berbagai Skenario**



Gambar 8. Grafik perbandingan POT dari berbagai skenario

#### IV. KESIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pada Formasi Telisa, lapisan dengan *Young's modulus* rendah ( $<3 \times 10^6$  psi) ditemukan pada kedalaman 2250–2490 ft, menghasilkan rekahan pendek namun lebar, dengan tekanan pompa yang lebih kecil sehingga ekonomis. Sebaliknya, lapisan keras dengan *Young's modulus* tinggi ( $>3 \times 10^6$  psi) di kedalaman 2445–2460 ft dan 2500–2550 ft cenderung menghasilkan rekahan panjang tetapi sempit, membutuhkan tekanan pompa tinggi, yang meningkatkan biaya operasi. Pada kedalaman 2500–2550 ft, rekahan tidak terbentuk karena lokasi jauh dari interval perforasi; disarankan dilakukan re-perforasi untuk meningkatkan efektivitas *fracturing*.
2. Penelitian ini menunjukkan bahwa kombinasi optimal desain *hydraulic fracturing* di sumur X menggunakan volume *fracturing fluid* sebesar 32.239 galon, *proppant* jenis *Braddy Sand*, dan metode injeksi *Proppant Concentration Step-Wise Increasing* (PCSI). Kombinasi ini menghasilkan rekahan dengan half-length 171 ft, lebar 0,149 in, tinggi 253,3 ft, konduktivitas 13.592 mD.ft, dan *Fracture Conductivity Dimensionless* (FCD) sebesar 8,1. Desain ini meningkatkan produksi minyak hingga 422,63 BOPD, dengan *Productivity Index* (PI) sebesar 1,11806 bbl/d/psi, dan menurunkan *skin factor* menjadi -7. Skenario ini mampu untuk meningkatkan produktivitas sebanyak (FOI) 6,82 kali lebih besar dibandingkan sebelum dilakukannya *hydraulic fracturing*. Nilai tersebut merupakan peningkatan produktivitas yang paling tinggi dibandingkan skenario lainnya dengan volume fluida yang rendah. FOI sangat dipengaruhi oleh dimensi dan juga kualitas *fracture* yang terbentuk.
3. Waktu pengembalian modal (POT) untuk biaya stimulasi *hydraulic fracturing* pada sumur X berkisar antara 40 hingga 64 hari, tergantung pada skenario yang digunakan. NPV untuk setiap skenario menunjukkan hasil yang positif, dengan nilai tertinggi pada skenario 4 sebesar 4.352.188,70 USD. Hal ini menunjukkan bahwa investasi pada pekerjaan *hydraulic fracturing* memberikan keuntungan ekonomis yang signifikan. Rekomendasi skenario optimal jatuh pada skenario 2, karena memberikan keseimbangan terbaik antara aspek teknis dan ekonomis. Nilai NPV pada skenario ini sebesar 3.534.073,21 USD, dan waktu pengembalian modal 48 hari.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Biro Riset LM FEUI. 2021. Analisis Industri Minyak Dan Gas Di Indonesia: Masukan bagi Pengelola BUMN Biro Riset LM FEUI.
- [2] P. A. Surya, A. Purna, and P. Oktaviani,. 2022. Studi Pengaruh Desorpsi N<sub>2</sub> pada Simulasi Reservoir Lapangan Shale Gas N<sub>2</sub> Desorption Effect Study on Shale Gas Field Reservoir Simulation.
- [3] P. R. Ordas, Abdurrokhim, Y. A. Sendjaja, and T. B. Nainggolan. 2023. Analisis Lingkungan Pengendapan dan Sistem Petroleum Berdasarkan Integrasi Data Seismik dan Sumur di Pesisir Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Ilmu dan Teknologi Kelautan Tropis*, vol. 15, no. 2, pp. 149–165. doi: 10.29244/jitkt.v15i2.43145.



- [4] S. Buseti, W. Jiao, and Z. Reches. 2014. Geomechanics of hydraulic fracturing microseismicity: Part 1. Shear, hybrid, and tensile events. *Am Assoc Pet Geol Bull*, vol. 98, no. 11, pp. 2439–2457. doi: 10.1306/05141413123.
- [5] H. Suwarta. 2021. Analisis Variasi Frac Fluid dan Proppant Terhadap Nilai Fracture Conductivity Dimensionless dan Fold of Increase dengan Menggunakan Simulator FracPro. Universitas Islam Riau.
- [6] R. Barati and J. T. Liang. 2014. A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *John Wiley and Sons Inc.* doi: 10.1002/app.40735.
- [7] J. M. Terracina, J. M. Turner, D. H. Collins, and S. E. Spillars. 2010. Proppant Selection and Its Effect on the Results of Fracturing Treatments Performed in Shale Formations. SPE. pp. 19–22. doi: 10.2118/135502-MS.
- [8] M. Talha Baig, S. Alnuaim, and M. H. Rammay. 2015. Productivity Increase Estimation for Multi Stage Fracturing in Horizontal Wells for Tight Oil Reservoirs.
- [9] I. Kurniawan. 2015. Evaluasi Perekahan Hidrolik Pada Sumur G. *Seminar Nasional Cendekiawan*.
- [10] A. Zhang *et al.* 2020. An evaluation method of volume fracturing effects for vertical wells in low permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, vol. 47, no. 2, pp. 441–448. doi: 10.1016/S1876-3804(20)60061-1.
- [11] M. E. Hanson, R. J. Shaffer, and G. D. Anderson. 1981. Effects of Various Parameters on Hydraulic Fracturing Geometry. *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 21, no. 04, pp. 435–443. doi: 10.2118/8942-PA.
- [12] M. Lv *et al.* 2024. Study on the pump schedule impact in hydraulic fracturing of unconventional reservoirs on proppant transport law. *Energy*, vol. 286. doi: 10.1016/j.energy.2023.129569.
- [13] N. S. Faizah. 2021. Analisis Keekonomian Pekerjaan Hydraulic Fracturing Pada Sumur SK-01, SK-08 Dan SK-09 Di Lapangan JH Berdasarkan Kontrak Gross Split,” SKRIPSI, Universitas Islam Riau.
- [14] V. A. Pratiwi, U. Anwar Prabu, W. Herlina, and J. T. Pertambangan. 2014. Perencanaan Design Dan Simulasi Hydraulic Fracturing Dengan Permodelan Simulator Fraccade 5.1 Serta Keekonomiannya Pada Formasi Lapisan W3 Sumur Kajian Va Struktur Limau Barat PT Pertamina Ep Asset 2 Field Limau.
- [15] Zheng, H., Zhang, J., & Qi, Y. (2020). Geology and geomechanics of hydraulic fracturing in the Marcellus shale gas play and their potential applications to the Fuling shale gas development. *Energy Geoscience*, <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.05.002>