

## STUDI ANALISA PENGARUH FLUIDA PEREKAH DAN UKURAN *PROPPANT* TERHADAP *FOLD OF INCREASE* PADA SUMUR RB-14 LAPANGAN “PSD”

Dyah Rini R<sup>1\*</sup>, Edgie Yuda Kaesti<sup>1</sup>, Raden Banu Suryansyah<sup>3</sup>, Muhammad Iqbal Arrizqi Nuzli<sup>4</sup>

<sup>1</sup>) Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN Veteran Yogyakarta

\*email korespondensi: [muhammadiqbalnuzli@gmail.com](mailto:muhammadiqbalnuzli@gmail.com)

### ABSTRAK

Lapangan "PSD" milik formasi Pematang *Group*, Dalam Bengkalis, Cekungan Sumatera Tengah. Sumur RB-14 di lapangan PSD memiliki karakteristik permeabilitas rendah sebesar 0,7 mD, tekanan *reservoir* 3100 psi, produksi pada lapisan ini sebesar 141,363 Bopd dan karakteristik batumannya adalah batupasir. Metode kerja untuk menganalisis pengaruh fluid fracturing dan proppant size terhadap FOI diawali dengan penyiapan data *reservoir*, data mekanika batuan dan data penyelesaian sumur. Setelah itu, masukkan data ke simulator produksi. Pemilihan rekahan fluida dan ukuran proppant didasarkan pada karakteristik *reservoir* berupa temperatur *reservoir* dan juga nilai closure pressure dan overburden pressure pada sumur RB 14. Kemudian menghitung model geometri rekahan menggunakan model PKN 2D. Alasan penggunaan metode PKN 2D didasarkan pada ketebalan formasi 21 ft dan juga formasi yang ditembus adalah batupasir dengan permeabilitas kecil 0,7 mD. Pada kegiatan sensitivitas cairan rekahan dan konsentrasi gel pada penelitian ini menggunakan simulator produksi. Selain melakukan proses simulasi, juga dilakukan proses perhitungan manual seperti geometri rekahan, tekanan injeksi pompa, dan perawatan rekahan rekahan. Kemudian menghitung permeabilitas rata-rata setelah rekahan, menghitung FOI dengan metode Cincoley-Samaniego, faktor kulit setelah rekahan dan menghitung IPR setelah rekahan. Hasil terbaik dari beberapa skenario yang telah dilakukan menggunakan kombinasi fluida rekahan YF130.1HTD dan YF140.1HTD dengan ukuran proppant 12/18, 16/20, dan 20/40 setelah rekahan yaitu kombinasi YF140.1HTD. Fluida perekah YF140.1HTD dikombinasikan dengan ukuran proppant 12/18 menghasilkan rata-rata permeabilitas setelah rekahan sebesar 7,37 mD ; FOI menggunakan metode Cinco ley-Samaniego sebesar 4,229; dan kadar minyak setelah fraktur adalah 608,02 Bopd.

**Kata Kunci:** rekahan hidrolik, rekahan fluida, proppant, geometri rekahan, permeabilitas, FOI

### ABSTRACT

The "PSD" field belongs to the Pematang *Group* formation, Dalam Bengkalis, Central Sumatra Basin. The RB-14 well in the PSD field has low permeability characteristics of 0.7 mD, reservoir pressure of 3100 psi, production in this layer is 141.363 Bopd and the rock characteristics are sandstone. The working method for analyzing the effect of fluid fracturing and proppant size on FOI begins with the preparation of reservoir data, rock mechanics data, and well completion data. After that, enter the data into the production simulator. The choice of fluid fracture and proppant size is based on the characteristics of the reservoir in the form of reservoir temperature and also on the values of closure pressure and overburden pressure in the RB 14 well. Then calculate the fracture geometry model using the 2D PKN model. The reason for using the 2D PKN method is based on the thickness of the formation of 21 ft and the fact that the formation that is penetrated is sandstone with a small permeability of 0.7 mD. In the activity of fracture fluid sensitivity and gel concentration in this study using a production simulator. In addition to carrying out the simulation process, manual calculation processes are also carried out, such as fracture geometry, pump injection pressure, and fracture maintenance. Then calculate the average permeability after the fracture, the FOI with the Cincoley-Samaniego method, the skin factor after the fracture, and the IPR after the fracture. The best results from several scenarios that have been carried out using a combination of YF130.1HTD and YF140.1HTD fracture fluids with proppant sizes of 12/18, 16/20, and 20/40 after fracture, namely the YF140.1HTD combination. YF140.1HTD fracturing fluid combined with a proppant size of 12/18 produces an average permeability after fracture of 7.37 mD; FOI using the Cinco ley-Samaniego method of 4.229; and the oil content after fracture was 608.02 Bopd.

**Keywords:** hydraulic fracturing, fluid fracturing, proppant, fracture geometry, permeability, FOI

## I. PERKENALAN

Stimulasi *hydraulic fracturing* dilakukan dengan tujuan untuk meningkatkan produktivitas sumur dengan cara meningkatkan permeabilitas formasi pada *reservoir*. Beberapa faktor yang mempengaruhi keberhasilan *hydraulic fracturing* adalah desain pemilihan fluida rekahan dan

proppant. Menilai keberhasilan kegiatan *hydraulic fracturing*, parameter FOI (*fold of increase*) dapat digunakan sebagai peningkatan kinerja setelah dan sebelum dilakukan *hydraulic fracturing*. Pembahasan fluida rekahan pada penelitian ini akan difokuskan pada jenis fluida rekahan yang berbahan dasar air, selain merupakan fluida rekahan yang paling banyak digunakan, belakangan ini juga berhasil meningkatkan produktivitas produksi yang lebih besar, menekan biaya operasional dan lebih efisien. Fluida rekahan berbahan dasar air memiliki viskositas yang rendah, sehingga hanya mampu menghasilkan konduktivitas yang rendah dari hasil perengkahan yang dilakukan. Perkembangan cairan rekahan berbahan dasar air kemudian mengarah pada penemuan zat pembentuk gel, yaitu zat aditif yang mampu meningkatkan viskositas. *Cross-linker* juga memberikan kemampuan untuk meningkatkan viskositas pada saat yang sama dengan penggunaan zat pembentuk gel yang menghasilkan ketahanan viskositas pada suhu tinggi. Viskositas penting dalam fluida perekah adalah untuk memberikan hasil konduktivitas yang tinggi dan kemampuan untuk mengangkut proppant dengan baik. Cairan penghancur atau *breaker* dengan viskositas tinggi memberikan lipatan peningkatan (FOI) yang lebih tinggi daripada cairan penghancur dengan viskositas rendah.

Di sisi lain, pengembangan *proppant* semakin banyak dilakukan, mulai dari jenis pasir, kemudian RCS (*resin coated sand*) hingga *proppant* keramik. Pemilihan ukuran *proppant* tidak lepas dari kombinasi desain fluida rekahan yang juga mempengaruhi harga FOI (*fold of rise*). Jenis *proppant* yang dipilih tergantung pada tekanan penutupan dan tekanan *overburden* dari formasi. Semakin besar ukuran *proppant* maka semakin besar permeabilitas yang diperoleh sehingga harga FOI akan semakin besar.

## II. METODOLOGI

Pada sumur RB-14 data lapangan “PSD” tersedia data berupa data *reservoir*, data mekanika batuan, dan data uji sumur. Kemudian dilakukan simulasi menggunakan simulator berdasarkan data *reservoir*, data petrofisika, dan data uji sumur. Kriteria pemilihan atau penyaringan dengan beberapa variasi pemilihan jenis fluida rekahan dan berbagai ukuran *proppant* sebagai variabel kontrol harus dilakukan untuk sensitivitas perlu dilakukan agar diperoleh hasil yang optimal. Analisis hasil simulasi dan perhitungan manual berupa parameter panjang rekahan ( $X_f$ ), lebar rekahan ( $w(o)$ ), tinggi rekahan ( $H_f$ ), permeabilitas rata-rata setelah rekahan, dan konduktivitas efektif ( $W_{kf}$ ) dari berbagai kombinasi pemilihan jenis cairan rekahan dan ukuran *proppant*. Menghitung FOI (*fold of increase*).

## III. HASIL DAN DISKUSI

### ➤ Pemilihan fluida perekah dan proppant

Pemilihan fluida perekah yang digunakan pada pekerjaan rekahan hidrolik didasarkan pada karakteristik *reservoir* agar rekahan berjalan aman, optimal dan tidak menimbulkan kerusakan formasi di sekitar lubang sumur. Sumur RB-14 sebagai zona produktif yang mengandung *reservoir* minyak, temperatur *reservoir* 247°F didominasi oleh batupasir, dengan permeabilitas rata-rata 0,71 mD sehingga termasuk dalam tipe formasi pasir rapat dengan tekanan *reservoir* 3100 psia. Dasar pemilihan fluida rekahan pada sumur RB-14 adalah suhu *reservoir* 247°F. Fluida perekah terdiri dari dua jenis yaitu YF130.1HTD dengan viskositas 17,66 cp dan YF140.1HTD dengan viskositas 204,61 cp. Alasan penggunaan fluida perekah YF adalah karena fluida tersebut bertipe *crosslinker*.

*Crosslinker* adalah kemampuan suatu fluida untuk menahan suhu tinggi. *Crosslinker* sendiri mampu menahan suhu *reservoir* hingga 325°F.

Kemudian untuk *proppant* dipilih jenis *ceramic* dengan ukuran 12/18 Mesh, 16/20 Mesh dan 20/40 Mesh. Alasan penggunaan *proppant ceramic* jenis ini adalah karena dapat memberikan ketahanan yang baik terhadap efek tekanan penutupan yang hancur. Di sumur RB-14 tekanan penutupan adalah 4493 psi. *Proppant* tipe *ceramic* sendiri memiliki ketahanan terhadap tekanan penutupan sebesar 10.000 psi. Selain itu *proppant* jenis ini memiliki ukuran *roundness* dan *sphericity* (keseragaman tiap butir *proppant*) yang baik yaitu sebesar 0,90 sehingga mampu menahan tegangan pada formasi.

#### ➤ Perhitungan Manual Rekahan Hidrolik Sumur RB-14

**Tabel III-1.**  
**Hasil Perhitungan Geometri Rekahan Dari Berbagai Fluida Perekah**

Parameter	Fluida 1 : YF130.1HTD	Fluida 2 : YF140.1HTD
Xf (ft)	472,07	477,88
Wo (kaki)	0,01	0,016
$\bar{w}$ ) kaki)	0,009	0,010
hf (ft)	21	21
Pnet (psia)	3099,83	3276,29
Vf (galon)	1452,50	1573,17
Wkf (md.ft)		
12/18 Jaring 16/20 Jaring	8051,58 6562,31	8614,57
20/40 Jaring	3448,75	7021,14
		3689,88

Pada perhitungan geometri rekahan manual, parameter ukuran *proppant* tidak berpengaruh pada hasil geometri rekahan, kecuali nilai konduktivitas rekahan (*wkf*), sehingga untuk memudahkan perhitungan desain manual dibagi menjadi 2 bagian berdasarkan perbedaan fluida. Menentukan panjang patahan awal iterasi (*Xfiterasi*) berdasarkan asumsi pada model PKN, karena harga minimal panjang patahan harus sama dengan harga tinggi patahan di zona prospek.

#### ➤ Perhitungan Tekanan Injeksi dan Horse Power Pompa



**Tabel III-2.**  
**Hasil Perhitungan Pompa Injeksi Tenaga Kuda untuk Berbagai Fluida Perekahan Sumur RB-14**

Parameter	Fluida 1 : YF130.1HTD	Fluida 2 : YF140.1HTD
<i>ff</i>	0,0025	0,0019
$\Delta P_{\text{pipe}}$ (psi)	2537,61	1950,71
$\Delta P_{\text{perforasi}}$ (psi)	0	0
<i>PH</i> (psi)	2745,21	2745,21
<i>BHTP</i> (psi)	4556,81	4556,81
<i>WHTP</i> (psi)	1811,61	3762,21
HP	888	3137

Karena viskositas yang berbeda dari berbagai fluida perekah, perhitungan tekanan injeksi dalam bentuk tenaga kuda pompa untuk cairan rekahan YF130.1HTD dengan viskositas 17,66 cP dilakukan dengan tekanan tenaga pompa 888 HP dan untuk fluida perekah YF140.1HTD dengan viskositas 204,61 cP dilakukan dengan tekanan tenaga pompa 3137 HP

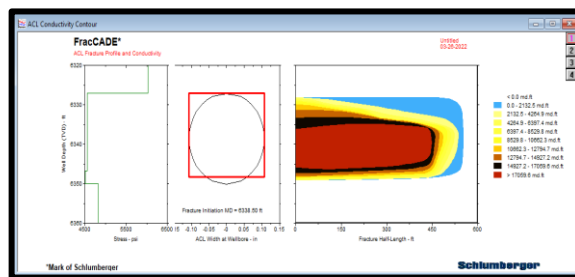
➤ **Perhitungan Jadwal Waktu Pemompaan Simulator Sumur RB-14**

Step	Step Name	Treatment Type	Pump Rate bbl/min	Fluid #	Fluid Name	Gal Conc. lb/ingal	Fluid Volume gal	Prop. #	Prop. Conc. PPA	Prop. Mass lb	Slurry Volume gal	Pump Time min
1	FRD	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	2100	0	0.00	0	2100.0	2.5
2	1.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	860	2	1.00	860	888.9	1.1
3	2.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	920	2	2.00	1840	1004.3	1.2
4	3.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	985	2	3.00	2955	1086.3	1.3
5	4.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	990	2	4.00	3960	1171.5	1.4
6	5.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	1020	2	5.00	5100	1253.7	1.5
7	6.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	1040	2	6.00	6240	1325.9	1.6
8	7.0 PPA	Propped Fracture	20.0	6	YF140.1HTD	40.0	3590	2	7.00	24590	4698.7	5.6
9	FLUSH	Propped Fracture	20.0	8	WF130	30.2	2387	0	0.00	0	2387.3	2.8
10												

Gambar 1. Jadwal Pemompaan Sumur RB-14

Penjadwalan perawatan sangat penting karena disini kita ingin mendesain hasil geometri rekahan menggunakan simulator dimana *proppant* maksimum yang ditambahkan pada akhir tahap adalah 7 PPGA dengan volume pad 2100 gal. Pada tahap 1 sampai 7, cairan rekahan dan proppant dipompa dengan penambahan 1 konsentrasi PPG pada setiap tahap sampai tahap 7 dengan total volume 11508 galon. Tahap terakhir adalah tahap 8 yaitu menginjeksikan flush dengan total volume 2387 galon untuk membersihkan lubang sumur dan memaksa *slurry* masuk ke dalam formasi. Massa *proppant* total yang digunakan dalam kegiatan rekahan hidrolik ini adalah 12443 lbs. Penjadwalan perlakuan untuk setiap pemilihan ukuran proppant tidak berbeda, perbedaannya hanya pada pemilihan fluida rekahan.

➤ **Simulator Sumur MainFrac RB-14**



Gambar 2. MainFrac di RB-14 Well Simulator

Gambar di atas menunjukkan hasil simulasi antara fluida rekahan YF140.1HTD yang dipadukan dengan *proppant* ukuran 12/18, diperoleh panjang rekahan ( $X_f$ ) sebesar 489.20 ft; Tinggi rekahan ( $H_f$ ) 23 ft, Rata-rata lebar rekahan ( $\bar{w}$ ) 0,13, Konduktivitas efektif ( $W_{kf}$ ) 13073.

➤ **Hasil Perhitungan Manual dan Simulasi Setiap Skenario Kombinasi Antara *Fracturing Fluid* dan *Proppant***

Hasil perhitungan manual dan simulasi geometri rekahan untuk setiap skenario kombinasi fluida rekahan YF130.1HTD dan ukuran *proppant* 12/18, 16/20, 20/40.

- Petunjuk :

**Tabel III-3.**

**Hasil Perhitungan Desain Rekahan Untuk Geometri Rekahan Model PKN 2D Secara Manual**

<b>Fluida YF130.1HTD</b>	<b>12/18 Mesh</b>	<b>16/20 Mesh</b>	<b>20/40 Mesh</b>
Xf	472,07	472,07	472,07
HF	21	21	21
$\bar{w}$	0,11	0,11	0,11
Wkf	8051,58	6562,31	3448,75

- Simulasi :

**Tabel III-4.**

**Hasil Perhitungan Rancangan Rekahan Untuk Simulator Model PKN 2D Geometri Fraktur**

<b>Fluida YF130.1HTD</b>	<b>12/18 Mesh</b>	<b>16/20 Mesh</b>	<b>20/40 Mesh</b>
Xf	483,30	483,10	486,50
HF	23	23	23
$\bar{w}$	0,12	0,11	0,10
Wkf	11412	8502	3787

Hasil perhitungan manual dan simulasi geometri rekahan untuk setiap skenario kombinasi fluida rekahan YF140.1HTD dan ukuran *proppant* 12/18, 16/20, 20/40.

- Petunjuk :

**Tabel III-5.**

**Hasil Perhitungan Desain Rekahan Untuk Geometri Rekahan Model PKN 2D Secara Manual**

<b>Fluida YF140.1HTD</b>	<b>12/18 Mesh</b>	<b>16/20 Mesh</b>	<b>20/40 mesh</b>
Xf	477,87	477,87	477,87
HF	21	21	21
$\bar{w}$	0,12	0,12	0,12
Wkf	8614,57	7021,14	3689,88

- Simulasi :

**Tabel III-6.**

**Hasil Perhitungan Rancangan Rekahan Untuk Simulator Model PKN 2D Geometri Rekahan**

<b>Fluida YF140.1HTD</b>	<b>12/18 Mesh</b>	<b>16/20 Mesh</b>	<b>20/40 Mesh</b>
Xf	489,20	488,80	488,80
HF	23	23	23
$\bar{w}$	0,13	0,13	0,13
Wkf	13073	10215	5241

### ➤ **Prediksi Peningkatan Kinerja Setelah Rekahan**

#### **1. Peningkatan Permeabilitas Rata-Rata Formasi**

Perhitungan permeabilitas rekahan (kf) dan permeabilitas rata-rata formasi (kavg) menggunakan persamaan Howard dan Fast.

a. Permeabilitas fraktur (kf)

$$Kf = \frac{(k \times h) + Wkf}{h}$$

$$Kf = \frac{(0,7 \times 23) + 13073}{23}$$

$$Kf = 569,09\text{mD}$$

b. Permeabilitas formasi rata-rata (Kavg)

$$Kavg = \frac{\log\left(\frac{re}{rw}\right)}{\left[\frac{1}{kf} \times \left(\log\frac{xf}{rw}\right)\right] + \left[\frac{1}{k} \times \left(\log\frac{re}{xf}\right)\right]}$$

$$Kavg = \frac{\log\left(\frac{820,2}{3,318}\right)}{\left[\frac{1}{569,09} \times \left(\log\frac{489,20}{3,318}\right)\right] + \left[\frac{1}{0,7} \times \left(\log\frac{820,2}{489,20}\right)\right]}$$

$$Kavg = 7,37 \text{ mD}$$

**Tabel III-7.**

**Hasil Perhitungan Permeabilitas Rata-Rata untuk Semua Kombinasi Pemilihan Fluida Perekah dan Proppant Pada Sumur RB-14.**

<b>Fluida Perekah</b>	<b>12/18 Mesh</b>	<b>16/20 Mesh</b>	<b>20/40 Mesh</b>
YF130.1HTD	7,19	7,15	7,09
YF140.1HTD	7,37	7,34	7,23

Pada perhitungan yang telah dilakukan, terlihat adanya peningkatan rata-rata nilai permeabilitas formasi pada sumur RB-14 setelah *Hydraulic Fracturing*, nilai permeabilitas sumur awal sebesar 0,7 mD setelah perhitungan *Hydraulic Fracturing* menjadi 7,37 mD. Artinya terjadi peningkatan permeabilitas batuan sebesar 10,52 kali lipat dari nilai permeabilitas awal

**2. Fold of Increase (FOI)**

*Fold of Increase* (FOI) atau peningkatan indeks produktivitas adalah angka yang menyatakan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi. Secara teoritis harga indeks produktivitas akan meningkat setelah *hydraulic fracturing* dilakukan.

Berbagai sensitivitas dilakukan pada sumur RB-14 dengan banyak skenario pemilihan kombinasi fluida rekah berdasarkan viskositas yaitu 17,66 cp dan 204,61 cp dikombinasikan dengan berbagai ukuran *proppant* 12/18, 16/20 dan 20/40 Mesh. Kemudian menghitung besarnya FOI (*folds of increase*) atau peningkatan produktivitas setelah rekahan Sumur RB-14.

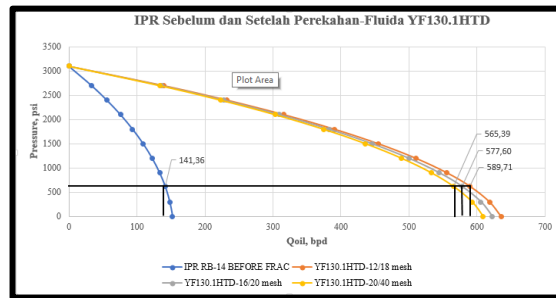
**Tabel III-8.**  
**Hasil Perhitungan FOI Sumur RB-14**

Jenis Cairan	Ukuran Proppant (Mesh)	Metode Cinco ley Samaniego (1981)
YF130.1HTD	12/18	4,18
	16/20	4,13
	20/40	4,02
YF140.1HTD	12/18	4,22
	16/20	4,12
	20/40	4,08

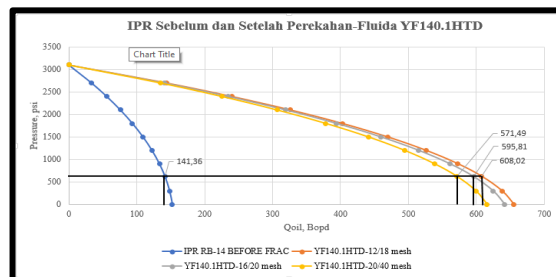
Untuk menilai keberhasilan kegiatan *hydraulic fracturing* dapat digunakan parameter FOI (*fold of rise*) yang merupakan perbandingan indeks produktivitas sumur setelah dan sebelum dilakukan *hydraulic fracturing*. apabila diterapkan di lapangan dapat memberikan peningkatan produksi yang optimal. Fluida rekahan YF 140.1HTD memberikan harga FOI yang lebih tinggi karena viskositas fluida rekahan yang tinggi akan mengakibatkan rekahan yang lebih besar dan meningkatkan konduktivitas sehingga harga lipatan naik meningkat. Viskositas fluida rekahan yang tinggi juga akan memudahkan *proppant* untuk masuk dan mengisi bagian rekahan.

**3. Inflow Performance Relationship (IPR)**

*Inflow Performance Relationship (IPR)* merupakan gambaran produktivitas sumur dari pergerakan fluida dari formasi ke lubang sumur berdasarkan data *reservoir* dan data produksi sehingga dari segi sensitivitas pelaksanaan *hydraulic fracturing* dapat ilustrasi aliran fluida pada *reservoir* pada setiap kombinasi pemilihan material rekahan



**Gambar 3.** IPR Sebelum dan Sesudah Perekahan YF130.1HTD dengan Berbagai Ukuran *Proppant*



**Gambar 4.** IPR Sebelum dan Sesudah Perekahan YF140.1HTD dengan Berbagai Ukuran *Proppant*

Kurva IPR setelah rekah pada gambar di bawah menggunakan metode Vogel karena fluida multifase dan juga *Pressure Bubble Point* berada di atas tekanan *reservoir* tekanan ( $P_b > P_{res}$ ).



Estimasi peningkatan *inflow performance relationship* (IPR) dilakukan pada sumur RB-14 untuk mengetahui bagaimana pengaruh masing-masing kombinasi rekahan fluida dan pemilihan proppant terhadap perubahan kinerja *reservoir* sebelum dan sesudah rekahan. Terlihat dari grafik IPR diatas bahwa fluida rekah YF140.1HTD memiliki tingkat kenaikan IPR yang lebih besar dibandingkan fluida YF130.1HTD, sedangkan untuk *proppant* kedua grafik tersebut memberikan efek yang sama yaitu semakin besar ukuran *proppant*, semakin tinggi dan lebar grafik IPR. Hasil yang didapatkan adalah kadar minyak sebelum patahan adalah 141.36 bopd dan setelah dilakukan perekahan menghasilkan 608.02 Bopd.

#### IV. KESIMPULAN

Berdasarkan kajian yang telah dilakukan dalam melakukan kajian analisis pemilihan kombinasi fluida perekah dan ukuran *proppant* untuk *Folds of Increase* (FOI) pada Sumur RB-14 di Lapangan "PSD", diperoleh kesimpulan sebagai berikut

1. YF130.1HTD dan YF140.1HTD adalah fluida perkekah yang dianalisis pengaruhnya terhadap FOI, sedangkan untuk *proppant* jenis *proppant ceramic* adalah jenis *carbomite* dengan ukuran *proppant* sensitivitas 12/18, 16/20, dan 20/40 Mesh.
2. Perhitungan perbandingan indeks produktivitas setelah *hydraulic fracturing* (FOI) Fluida perekah YF130.1HTD dengan ukuran *proppant* 12/18, 16/20, 20/40 Mesh diperoleh:
  - *Cinco ley-Samaniego*: 4.184 ; 4.139 ; dan 4.025.
  - Cairan YF140.1HTD dengan ukuran *proppant* 12/18, 16/20, 20/40 Mesh diperoleh:
    - *Cinco ley-Samaniego*: 4.229 ; 4.128 ; dan 4.081.
3. Fluida rekahan YF 140.1HTD memberikan harga FOI yang lebih tinggi karena viskositas fluida rperekah yang tinggi akan mengakibatkan rekahan yang lebih besar dan meningkat meningkat. Viskositas fluida perekah yang tinggi juga akan memudahkan *proppant* untuk masuk dan mengisi bagian rekahan.

#### REFERENSI

- Heidrick, TL, & Aulia, K. (1993). *Struktural dan Model Tektonik Pesisir Dataran Memblokir*. Cekungan Sumatera Tengah, Indonesia. Perminyakan Indonesia Asosiasi, 22 Konvensi Tahunan. IPA 93-1.1-179 Jakarta.
- Eubank, RT, & Makki, AC (1981). *Struktural Geologi Sumatera Tengah Kembali-Cekungan Busur*. Asosiasi Perminyakan Indonesia Tahunan ke-10 Konvensi.
- De Coster, GL (1974). *Geologi Tengah dan Sumatera Selatan (hlm. 77-110)*. bahasa Indonesia Konvensi Tahunan ke-3 Asosiasi Perminyakan.
- Barber, AJ, Gagak MJ & Milsom JS (2005). *Geologi Sumatera, Sumber Daya dan Tektonik Evolusi*. Memoar Masyarakat Geologi no. 31. Ix + 290 hlm. London, Bath: Geological Society dari London.
- Pulonggo, A. dan Cameron, NR (1984). *Sumatera Pelat Mikro, Mereka Karakteristik dan Mereka Peran dalam Evolusi Tengah dan Selatan Baskom*. Prosiding Perminyakan Indonesia Asosiasi (IPA) Konvensi Tahunan ke-13.
- Allen, UNTUK, & Roberts, AP (1989). *Produksi Operasi*. Vol. 2. Edisi Ketiga. Minyak gas *Konsultan International Inc*. Oklahoma.
- Guo, B., Liu, X. dan Tan, X. (2017). *Minyak bumi Teknik produksi*. Edisi kedua. *Teluk Penerbitan Profesional*. Britania Raya.
- Economides, J. Michael., dan Hill, DA (1994). *Sistem Produksi Minyak Bumi. Schlumberger Layanan Pendidikan*. Houston, Texas.
- Smith, MB, & Carl T. Montgomery. (2015). *Rekah Hidrolik*. CRC Tekan Florida, Amerika Serikat.



- Kerajinan, BC, Holden, WR (1962). Pengeboran dan *Produksi*. Buttle, MT, AS JB Clark. (1949). Proses Hidrolik untuk *Meningkatkan Produktivitas Minyak Sumur*. Transaksi AIME, Vol. 186, No.1, 1949, hlm.1- 8.
- Economides, J. Michael., Nolte., KG (2000). *Reservoir Stimulation. Third Edition. Schlumberg Layanan Pendidikan*. Houston, Texas.
- Putih, J., & Daniel, E. (1981). Faktor Kunci dalam KKL *Desain*. USA: Masyarakat Insinyur Perminyakan dari TUJUAN.
- Speight, JG (2016). Pengantar Ditingkatkan *Metode Pemulihan Minyak Berat Dan Pasir Tar*. (edisi ke-2, hlm. 386-397). Houston, TX: Penerbitan Profesional Teluk.
- Gandossi, L., & Von Estorff, U. (2015). *Gambaran Rekah Hidrolik dan Lainnya Teknologi Stimulasi Formasi untuk Shale Produksi Gas*.
- Economides M.J, Martin T, dkk. (2000). *Modern Fraktur: Meningkatkan Alami Produksi Gas*. Houston, Texas: Perusahaan Layanan BJ.
- Burnhal, E. al. (1980). Pengasaman dan Hidrolik *Patah*.
- Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. (2017). *Hidrolik Patah di Inkonvensional Waduk: Teori, Operasi, dan Analisis Ekonomi*. Amerika Utara, AS
- Gidley JL, Holditch SA, Nierode, DE, Veatch, Jr RW, (1989). Kemajuan Terbaru dalam Hidrolik *Patah*. masyarakat Insinyur Perminyakan, Richardson, Texas. hlm. 216.217.
- Cinco L., H., Samaniego V., F., & Dominquez A., N.(1978). Perilaku Tekanan Transien untuk a *Baik Dengan Vertikal Konduktivitas Hingga Patah*. Soc Pet Eng AIME J.
- Hubbert, MK dan Willis, DG (1957). *Mekanika dari Rekahan Hidraulik*. Transaksi dari Masyarakat Insinyur Perminyakan AIME, 210, 153-163.
- Campos, VPP, EC Sansone., Silva, GFBL (2018). *Proppant Perekahan Hidraulik. Keramik*.
- Perkins, T. dan Kern, L. (1961). *Lebar Hidrolik Patah tulang*. Jurnal dari Teknologi Perminyakan, 222, 937-949.
- Nordgren, R. (1972). *Perbanyakkan vertikal fraktur hidrolik*. Masyarakat dari Minyak bumi Jurnal Insinyur 12:306-314.
- ECE 3610 Probabilitas dan Statistik Rekayasa. *Fungsi Kesalahan Pelengkap*
- Geertsma J, De Klerk F. (1969). *Metode cepat memprediksi lebar dan luas hidrolik fraktur yang diinduksi*. Jurnal minyak bumi teknologi 21:1571-1581.
- Zhelto AK 3. (2015). *Pembentukan vertikal fraktur dengan cara yang sangat kental cairan*. Dalam: Kongres Perminyakan Dunia ke-4. OnePetro.
- Sneddon I, Elliot H. (1946). *Pembukaan a Griffith retak di bawah tekanan internal*. Triwulan Matematika Terapan 4:262-267.
- Terracina, J. (2010). *Pengaruh Seleksi Proppant tentang Perawatan Fraktur Shale*. Jurnal dari Teknologi Perminyakan, 63(05), 26-29.
- Gruesbeck dan Collings. (1978). *Hidrolik Perpatahan Proppant dan Pengepakan Kerikil, 1-96*.
- Williams, R. (1979). *Cara Memprediksi Formasi Gradien Tekanan dan Fraktur*.
- Howard, GC, Cepat, CR (1957). *Cairan Optimal Karakteristik Perpanjangan Fraktur*. Panci Perusahaan Perminyakan Amerika, Tulsa, Oklahoma.