

## Evaluasi Sumur Untuk Meningkatkan Laju Produksi Pada Permasalahan *Scale* Di Sumur X Lapangan Y

Mohamad Irgi Budiman

Pembimbing: Ir. Aries Prasetyo, M.T

Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Sains Bandung, Bekasi 17530

Email: [irgibudiman96@gmail.com](mailto:irgibudiman96@gmail.com)

### Abstrak

Suatu sumur minyak dapat mengalami penurunan produksi yang tidak wajar karena adanya kerusakan formasi ataupun hambatan yang terjadi diperalatan bawah permukaan, Stimulasi merupakan suatu metode untuk meningkatkan produktivitas dari sumur dengan memperbaiki kerusakan formasi atau endapan-endapan mineral. Permasalahan Sumur X Lapangan Y adalah terbentuknya endapan *scale*  $\text{CaCO}_3$  yang menyebabkan kerusakan formasi disekitar lubang sumur. Untuk melarutkan endapan *scale* tersebut, dilakukan stimulasi sumur dengan metode *matrix acidizing* menggunakan HCl pada formasi karbonat. Dalam proses injeksi asam dilakukan perhitungan secara manual untuk volume *acid*, volume preflush, dan volume displace. Untuk mengetahui hasil dari pekerjaan tersebut maka dilakukan evaluasi hasil berdasarkan analisa beberapa parameter produksi, yaitu, skin, flow efficiency dan kurva inflow performance relationship. Hasil yang diperoleh dari evaluasi *matrix acidizing* adalah terjadinya peningkatan nilai *flow efficiency*, kembalinya laju produksi minyak pada sumur X sekitar 57% dengan melihat data produksi sebelum terbentuknya endapan *scale*  $\text{CaCO}_3$ , dan nilai skin yang mengalami penurunan.

**Kata Kunci:** *Skin, Scale, Matrix Acidizing, Flow Efficiency, Inflow Performance Relationship*

### 1. Pendahuluan

Kegiatan di industri minyak dan gas seperti pemboran, *completion*, *workover*, dan produksi dapat mengakibatkan pengendapan mineral dari waktu ke waktu, Akibatnya dapat menyebabkan penurunan produksi karena kerusakan formasi yang terjadi disekitar sumur<sup>[17]</sup>. Oleh karena itu *field engineer* harus melakukan perawatan yang baik untuk meningkatkan produktivitas sumur guna

memastikan keuntungan ekonomi. Salah satu solusi tersebut dikenal sebagai stimulasi<sup>[11]</sup>.

Stimulasi sumur merupakan suatu teknik yang diterapkan untuk meningkatkan produksi gas atau minyak dari reservoir ke sumur bor dan memastikan keuntungan ekonomi yang baik<sup>[3]</sup>.

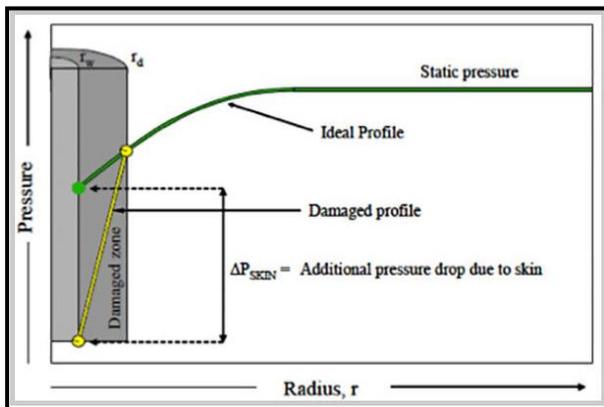
Dalam tugas akhir ini tujuan penelitian pada Sumur X Lapangan Y yaitu menganalisa

terjadinya penurunan laju produksi yang dikarenakan oleh kerusakan formasi. Merencanakan metode stimulasi yang tepat untuk memperbaiki kerusakan formasi. Dan mengevaluasi hasil stimulasi dengan melihat beberapa parameter produktivitas sumur.

## 2. Tinjauan Pustaka

### 2.1 Kerusakan Formasi

Kerusakan formasi di lubang sumur ini dapat disebabkan oleh berbagai hal, seperti aktifitas pengeboran, penyemenan, ataupun aktifitas-aktifitas dalam kegiatan produksi. Kuantifikasi kerusakan formasi ini pada umumnya disebut sebagai *Skin*.



Gambar 1. Efek factor skin (Chaves Rodrigues, 2007)

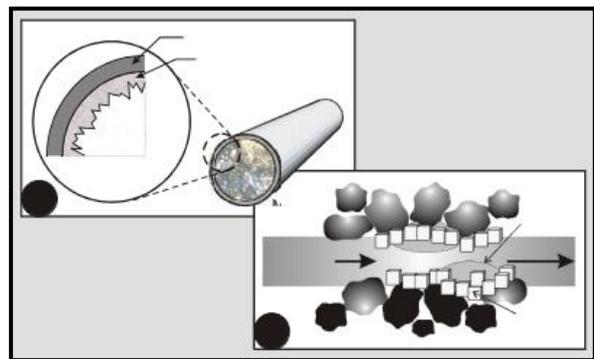
Efek dari kerusakan formasi di sekitar lubang sumur mengakibatkan kehilangan tekanan tambahan di sekitar lubang sumur yang berakibat pada penurunan *Productivity Index* (PI) sumur tersebut. Sehingga laju aliran minyak atau gas dari reservoir ke permukaan akan mengalami penurunan laju produksi. Salah satu penyebab kerusakan formasi akibat

aktifitas produksi adalah adanya permasalahan *scale* yang terjadi didaerah sekitar *wellbore*.

### 2.2 Permasalahan *Scale*

*Scale* merupakan kristalisasi dan pengendapan mineral yang berasal dari hasil reaksi ion-ion yang terkandung dalam air formasi, pembentukan *scale* dapat terjadi didaerah tubing, perforasi dan formasi, *scale* dapat terbentuk selama produksi diakibatkan penurunan tekanan dan temperature disekitar lubang sumur dan *scale* dapat terjadi akibat tercampurnya dua jenis air yang *incompatible* antara air formasi dengan air injeksi.

Adanya endapan *scale* pada komponen-komponen tersebut diatas, dapat menghambat aliran fluida baik dalam formasi, lubang sumur maupun pada pipa-pipa di permukaan. Pada matriks formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran dan menurunkan permeabilitas batuan. Sedangkan pada pipa, hambatan aliran terjadi karena adanya penyempitan volume alir fluida serta penambahan kekasaran permukaan pipa bagian dalam, seperti yang terlihat pada Gambar 2.4.

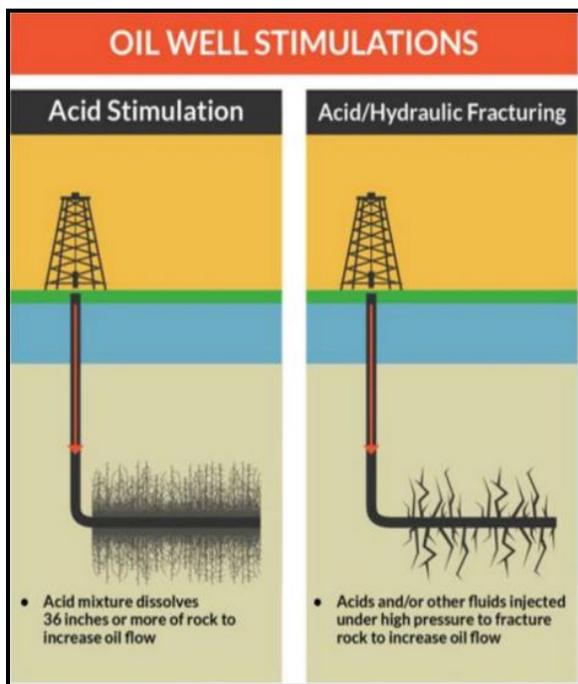


Gambar 2. Ilustrasi pembentukan *scale* (ratna permatasari, 2013)

### 2.3 Stimulasi Sumur

Metode stimulasi sumur yang sering digunakan yaitu, *hydraulic fracturing*, *acid fracturing* dan *Matrix Acidizing*. Dalam prakteknya, hydraulic fracturing dilakukan pada formasi produktif yang permeabilitas alaminya sangat kecil. Untuk *acid fracturing* biasanya dilakukan pada formasi karbonat yang kaya akan batu gamping dan dolomit<sup>[17]</sup>, dengan rekahan alami dan permeabilitas yang besar<sup>[11]</sup>.

Sedangkan *matrix acidizing* lebih cocok dan efektif pada kondisi sumur yang secara alami rekah dan dalam kondisi normal, digunakan untuk mengatasi pengendapan mineral diformasi didekat sumur yang mencegah aliran masuk kedalam sumur<sup>[5]</sup>. Dalam prakteknya Gambar 3 menunjukkan perbedaan dari metode stimulasi diatas.



Gambar 3. Ilustrasi stimulasi sumur minyak (Leong Van Hong dan Hisham Ben, 2018)

Sasaran dari stimulasi ini adalah formasi produktif, karena itu karakteristik reservoir mempunyai pengaruh besar pada pemilihan stimulasi. Karakteristik reservoir meliputi batuan maupun fluida reservoir terutama berpengaruh pada pemilihan fluida treatment baik pada *acidizing* maupun pada *hydraulic fracturing*, faktor lain yang berpengaruh dalam stimulasi adalah jenis dan karakteristik dari mineral yang menyebabkan kerusakan formasi

### 2.4 Matrix Acidizing pada Formasi Karbonat

Tujuan *matrix acidizing* pada batuan karbonat yaitu untuk menghilangkan efek dari kerusakan formasi dan membuat jalan alir fluida yang lebih konduktif atau sering disebut *wormhole* dengan cara melarutkan sebagian batuan, asam yang umum digunakan pada formasi karbonat yaitu HCL (*Hydrochlorid Acid*) dan *Organic Acid*. Reaksi asam pada formasi karbonat dapat dilihat pada gambar dibawah ini adalah:

<u>Calcium carbonate :</u> $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
<u>Dolomite:</u> $4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \leftrightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 \uparrow + 2\text{H}_2\text{O}$
<u>Siderite:</u> $2\text{HCl} + \text{FeCO}_3 \leftrightarrow \text{FeCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
<u>Calcium carbonate and Acetic Acid :</u> $2\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
<u>Dolomite and Acetic Acid:</u> $4\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \leftrightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + \text{Mg}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + 2\text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
<u>Calcium carbonate and Formic Acid :</u> $2\text{HCOOH} + \text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{Ca}(\text{HCO}_2)_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$
<u>Dolomite and Formic Acid:</u> $4\text{HCOOH} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \leftrightarrow \text{Ca}(\text{HCO}_2)_2 + \text{Mg}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + 2\text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$

Gambar 4. Reaksi asam pada formasi karbonat (Petrom, 2012)

### 3. Metode Penelitian

#### 3.1 Pengumpulan Data

Terdapat beberapa data yang diperlukan dalam melaksanakan tahapan analisa kerusakan formasi dan proses stimulasi meliputi data *reservoir*, data sumur, data analisa air formasi dan data produksi. Dalam data *reservoir* yang diperlukan adalah data hasil tes sumur (*well test*). Pada data sumur yang dibutuhkan diantaranya adalah kedalaman sumur, tebal lapisan, diameter sumur, diameter casing, diameter tubing, dan kedalaman perforasi. Pada data analisa air formasi dibutuhkan untuk mengetahui potensi dari pengendapan *scale*. Untuk data produksi diperlukan untuk mendapatkan sejarah produksi sumur X.

#### 3.2 Analisa Penurunan Laju Produksi

Berdasarkan data sejarah produksi pada sumur X, dapat diketahui bahwa adanya penurunan laju produksi yang signifikan, hal itu mengindikasikan adanya kerusakan formasi atau *formation damage*. Setelah dianalisa bahwa terdapat endapan *scale*  $\text{CaCO}_3$  pada Sumur X.

#### 3.3 Perencanaan Pengasaman

Suatu proses perencanaan pengasaman pada sumur ini yang bertujuan supaya penginjeksian asam ke dalam lapisan formasi sesuai dengan yang diharapkan, adapun beberapa hal yang harus diperhitungkan untuk suatu perencanaan dalam proses pengasaman yaitu penentuan volume injeksi asam dan konsentrasi asam serta zat aditif yang diperlukan.

#### 3.4 Evaluasi Hasil Pengasaman

Mengevaluasi hasil dari proses pengasaman merupakan sesuatu yang sangat penting karena ini merupakan suatu penentuan dari berhasil atau tidaknya proses pengasaman. Keberhasilan dari proses pengasaman ini dijiwai dari beberapa aspek diantaranya adalah nilai *skin*, nilai *productivity index*, nilai laju produksi, dan kurva *Inflow Performance Relationship*.

. Setelah itu, kemampuan produksi pada Sumur X diramalkan dengan kurva IPR *Future* sehingga dapat diketahui umur atau jangka waktu Sumur X setelah dilakukan stimulasi.

### 4. Hasil dan Pembahasan

#### 4.1 Analisa Data Produksi

Berdasarkan data produksi Sumur X pada tahun 2018, dari 1 Januari hingga 18 Juli, produksi sumur X masih dalam kategori normal, akan tetapi pada 7 Juli dan 11 Juli 2018 produksi mengalami penurunan yang signifikan dari sebelumnya, sehingga mengindikasikan terjadi permasalahan pada sumur yang menghambat laju alirnya fluida. Berdasarkan tes sumur diketahui harga faktor *skin* sebesar 6.63, maka dapat disimpulkan bahwa sumur X ini mengalami *formation damage*. Hal ini juga didukung dari sejarah sumur X selama berproduksi yang memiliki permasalahan *scale*. Permasalahan *scale* ini telah dibuktikan dari analisa air formasi Sumur X di laboratorium seperti yang disajikan pada tabel 3.

## 4.2 Scale Index

Setelah mengetahui data komposisi dari ion-ion yang terkandung dalam air formasi yang terlampir pada Tabel 3. Untuk menentukan adanya kecenderungan terbentuknya *scale* CaCO<sub>3</sub> pada formasi adalah menghitung nilai *Scale Index* (SI), salah satunya dengan menggunakan Metode Stiff dan Davis. Namun terlebih dahulu menentukan nilai Ionic Strength ( $\mu$ ) masing - masing ion dengan mengalikan konsentrasi ion dengan faktor konversinya, nilai K, nilai pCa<sup>2+</sup>, dan pAlk. Maka akan didapat hasil parameter yang terdapat pada Tabel 1.

Tabel 1. Hasil analisa air formasi

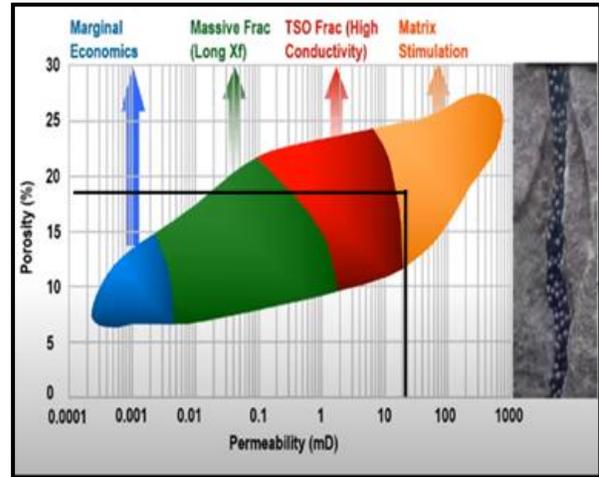
Parameter	Nilai	Satuan
Ion Strenght	0.0491	mg/l
pH	7.59	
K	1.57	
pCa <sup>2+</sup>	2.8	mg/l
pAlk	1.95	mg/l
<i>Scale Index</i> pH - (K+pCa+pAlk)	1.25	

Apabila nilai SI > 0 maka CaCO<sub>3</sub> cenderung terendapkan, jika SI = 0 maka larutan jenuh dengan CaCO<sub>3</sub>, sedangkan apabila SI < 0 maka endapan CaCO<sub>3</sub> tidak akan terbentuk

## 4.3 Pemilihan Kandidat Stimulasi

Berdasarkan data tes Sumur X didapat nilai *skin* sebesar 6.6 yang mengindikasikan adanya kerusakan formasi akibat *scale* CaCO<sub>3</sub>. maka untuk memperbaiki kerusakan formasi tersebut perlu dilakukan stimulasi

*matrix acidizing*, sebelum melakukan *matrix acidizing* secara kualitas reservoirnya apakah tepat dilakukan stimulasi dengan metode tersebut. Maka perlu dilakukan plot antara porositas dan permeabilitas pada gambar 5



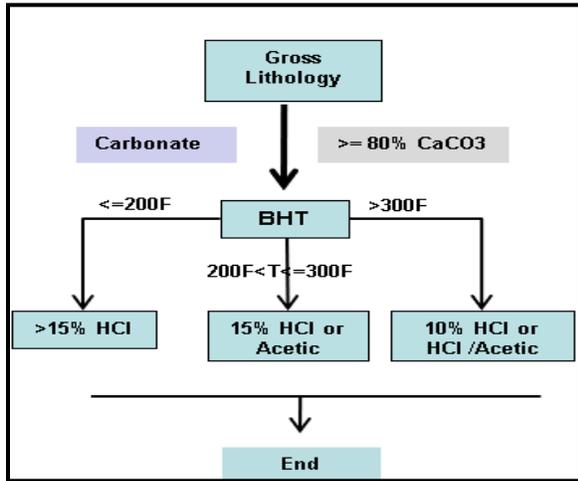
Gambar 5. Reservoir quality vs Stimulation type (NeXt Schlumberger)

Berdasarkan plot antara porositas terhadap permeabilitas, bahwa *matrix stimulation* cocok digunakan pada Sumur X. Hal yang perlu diperhatikan juga sebelum melakukan stimulasi sumur adalah bahwa kandidat sumur masih mempunyai cadangan (*reserve*) diatas 30% atau dapat dikatakan masih ekonomis untuk diproduksi setelah dilakukan stimulasi.

## 4.4 Perencanaan Matrix Acidizing

Pemilihan jenis asam dan konsentrasi dari asam sangat berpengaruh terhadap keberhasilan *acidizing*, konsentrasi 15% HCL umumnya lebih sering digunakan, bagaimana pun semakin besar konsentrasi dari HCL dapat digunakan untuk penetrasi lebih dalam pembentukan *wormhole*. Selain itu temperatur dari reservoir juga sangat mempengaruhi

pemilihan konsentrasi dari asam yang akan digunakan, hal itu dapat dilihat pada gambar 6.



Gambar 6. Pemilihan konsentrasi asam (UTC Pertamina)

Bottom hole temperature (BHT) pada sumur X adalah sekitar 120° F, maka konsentrasi asam yang tepat adalah sekitar >15 %

Kemudian sebelum melakukan *matrix acidizing* perlu dilakukan perhitungan BHP rekah, tekanan injeksi maksimum, volume tubing, volume anulus dan juga volume total fluida dengan penetrasi sejauh 5 ft dari *wellbore*.

Tabel 2. Hasil Perhitungan Desain *Acidizing*

Parameter	Nilai	Satuan
Kapasitas Tubing	0.004	bbl/ft
Kapasitas Casing	0.039	bbl/ft
Kapasitas Anulus	0.036	bbl/ft
Volume Tubing	13.618	bbl
Volume Anulus	4.378	bbl
Volume Displacement	17.998	bbl
BHP Rekah	1999	psi
Tekanan Maksimal	1796	psi
Rate Injeksi Maksimal	0.122	bbl/menit

Untuk menentukan banyak total volume akhir yang nantinya akan diinjeksikan ke dalam sumur X pada proses pengasaman ini dibagi menjadi 3 tahap yaitu *preflush*, *main acid*, dan *overflush*. Untuk setiap tahapan banyaknya fluida baik itu asam maupun lainnya yang diinjeksikan berbeda.

- *Preflush*, bertujuan untuk menghilangkan endapan organik dan inorganik yang terdapat pada lubang sumur dan perforasi, mencegah timbulnya emulsi asam dengan minyak pada saat diinjeksikan, juga membersihkan tubing agar asam mengalir dengan lancar dengan menginjeksikan *fresh water* dicampur dengan %KCL sebanyak 18 bbl dengan *pressure* 1000 psi dan *rate* 1 BPM.
- *Main acid*, bertujuan untuk mengatasi kerusakan formasi oleh endapan *scale* CaCO<sub>3</sub>. Asam yang digunakan adalah 20% HCL dan ditambah zat aditif seperti *corrosion inhibitor*, *mutual solvent*, *de-emulsifier agent* dengan total volume sebanyak 48 bbl dengan tekanan injeksi 1796 psi dan *rate* 0.101 BPM
- *Overflush*, bertujuan untuk membersihkan sisa-sisa pengasaman dengan mendorongnya sampai menjauh dari *critical matrix* dari perforasi. Umumnya menggunakan *fresh water* %KCL sebagai *overflush* fluidanya sebanyak paling tidak lebih dari volume *displacement* (18 bbl) ditambah besar volume pada asam di *main acid* (48 bbl) + 10 bbl yaitu menjadi sekitar

77 bbl dengan tekanan injeksi 1796 psi dan *rate* 0.101 BPM

#### 4.5 Analisa Keberhasilan Acidizing

- **Berdasarkan Permeabilitas dan Skin**

Analisa keberhasilan *acidizing* berdasarkan harga permeabilitas dan *skin* yang didapat menunjukkan kenaikan permeabilitas menjadi 36.88 mD dari 20.33 mD dan *skin* mengalami penurunan harga dari  $S = 6.6$  menjadi  $S = 0.75$  sehingga mengindikasikan bahwa kegiatan *acidizing* ini berhasil.

- **Berdasarkan Flow Efficiency**

*Flow Efficiency* merupakan selisih antara tekanan statik reservoir terhadap tekanan alir reservoir, dimana jika di sekitar lubang formasi sumur tidak mengalami kerusakan terhadap besar penurunan sebenarnya.

Harga *flow efficiency* mengalami kenaikan dari  $FE = 0.5$  menjadi  $FE = 0.89$ , FE dipengaruhi oleh harga *skin* dimana harga *skin* yang semakin kecil akan menghasilkan harga FE yang semakin besar. Maka dari itu dapat disimpulkan bahwa kegiatan *acidizing* berhasil berdasarkan dari indikator kenaikan *flow efficiency* (FE)

- **Berdasarkan Kurva IPR**

Analisa kurva *Inflow Performance Relationship* dibuat menggunakan persamaan Pudjo Sukarno dan Harrison. Kedua metode tersebut merupakan persamaan IPR yang memperhitungkan

kerusakan (*skin*) dan *flow efficiency*, sehingga kedua metode tersebut tepat digunakan pada Sumur X ini.

Kemudian dilakukan perbandingan kedua metode IPR tersebut terhadap IPR observasi agar mengetahui metode IPR mana yang tepat digunakan pada sumur ini. Dilihat pada Gambar 8, metode IPR Pudjo Sukarno memiliki selisih yang paling mendekati dengan data observasi sehingga metodenya tepat untuk digunakan pada sumur ini.

Maka berdasarkan kurva IPR Pudjo Sukarno, laju produksi maksimum setelah *acidizing* mengalami kenaikan 57 % dari 179 BFPD menjadi 307 BFPD. Hal ini menandakan bahwa kegiatan stimulasi berhasil.

- **Berdasarkan Laju Produksi**

Analisa laju produksi setelah *acidizing* dilakukan untuk mengetahui besarnya laju produksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program *matrix acidizing* pada Sumur X. Indikator keberhasilan dapat dilihat dari laju produksi gross yang dihasilkan. Keberhasilan *acidizing* dapat dikatakan berhasil jika laju produksi meningkat dibandingkan laju produksi sebelum *acidizing*. *Operating point* sebelum dan setelah *acidizing* dapat dilihat pada Gambar 9. Setelah dilakukan *matrix acidizing*, besarnya laju produksi mengalami kenaikan menjadi 243 BFPD dari sebelumnya 140 BFPD atau mengalami kenaikan sekitar 57 %.

#### 4.6 Analisa Kurva IPR Future

*Inflow Performance Relationship Future* (IPRF) merupakan perhitungan untuk memperkirakan kurva IPR dimasa yang akan datang.

Dengan anggapan penurunan tekanan pertahunnya adalah 5 %, tidak terjadi permasalahan sumur kedepannya, dan menggunakan komponen *outflow* saat ini, Sumur X masih mampu untuk memproduksi selama 2-3 tahun kedepan sampai produksinya sama atau kurang dari sebelum dilakukan stimulasi. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 8.

#### 5. Kesimpulan

1. Penurunan laju produksi pada Sumur X dikarenakan adanya kerusakan formasi yang diakibatkan oleh endapan *scale* CaCO<sub>3</sub>.
2. Untuk melarutkan endapan *scale* CaCO<sub>3</sub> tersebut dilakukan stimulasi sumur dengan metode *matrix acidizing* dengan menggunakan fresh water %KCL (18 bbl) pada tahapan *preflush*, kemudian pada tahapan *main acid*, diinjeksi larutan HCl 20 % (48 bbl) yang didalamnya tercampur zat aditif. Terakhir, pada tahapan *overflush* dilakukan *displacement* dengan *fresh water* %KCL sebanyak 77 bbl.
3. Parameter acuan dari keberhasilan *acidizing* dapat dilihat dari kenaikan harga permeabilitas, penurunan *skin factor*, Kenaikan harga *flow efficiency*, kenaikan *rate* maksimum berdasarkan

IPR Pudjo Sukarno, dan yang paling utama adalah kenaikan laju produksi, berikut *summary* dari parameter keberhasilan sebelum dan sesudah dilakukan stimulasi

Parameter	Matrix Acidizing		Unit
	Sebelum	Setelah	
Pemeabilitas	20.33	36.88	mD
<i>Skin Factor</i>	6.6	0.75	
FE	0.5	0.89	
Q maksimal	179	307	STB/D
Q <i>Operating</i>	140	243	STB/D

Kenaikan laju produksi sebesar 57 % dari 140 STB/Day menjadi 243 STB/day, sehingga dapat dikatakan bahwa kegiatan stimulasi ini berhasil

#### 6. Saran

1. Sebaiknya dilakukan analisis rutin mengenai permasalahan *scale* CaCO<sub>3</sub> pada saat laju produksi mulai turun agar tidak terjadi penurunan produksi yang terlalu signifikan, dapat juga dilakukan dengan menganalisa penurunan *Dynamic Fluid Level*.
2. Sebaiknya kurva IPR *Future* dijadikan sebagai acuan dalam penjadwalan kegiatan stimulasi, maka perlu dilakukan stimulasi kembali di tahun ke-2 atau ke-3 setelah dilakukan *acidizing*, karena pada tahun tersebut produksi sudah mengalami penurunan seperti sebelum dilakukan stimulasi pada saat ini

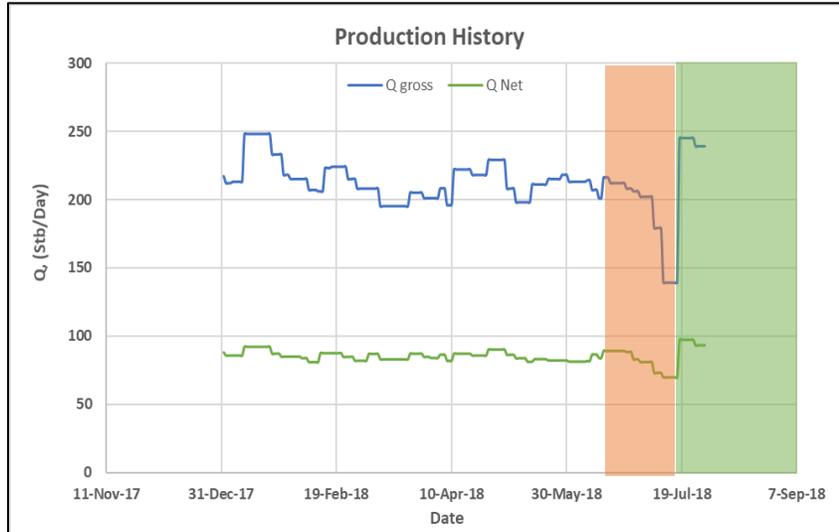
## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Beggs, H., Dale. 2003, *Production Optimization Using Nodal Analysis* second edition, Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publication.
- [2] Brown, Kermit E. 1977, *The Technology of Artificial Lift Volume 1*. University of Tulsa: Oklahoma
- [3] Cipolla CL (2003) Overview: well stimulation. Society of Petroleum Engineers, Dallas
- [4] Crowe, Curtis dkk. 2012, *Trend In matrix Acidizing*. University of Tulsa: Oklahoma
- [5] Economides, Michael J., Hill, A. Daniel., Ehlig-Economides, Christine. 2009. *Petroleum Production System*. Venezuela. Prentice Hall Petroleum Engineering Series.
- [6] Hasaaais, Huner Karim dkk. 2018. Matrix Acidizing for Carbonate Formation. *International Journal of Engineering and Techniques*. Volume 4 Issue 2
- [7] Herawati, Ira dkk. Studi Kasus Lapangan Falih. *Journal of Earth Energy Engineering*. Vol.4 No. 2
- [8] Hon, Leong Van dkk. 2018. A preliminary screening and characterization of suitable acids for sandstone matrix acidizing technique: a comprehensive review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technol*.9:753-778
- [9] Houseworth JE (2014) Advanced well stimulation technologies in California: an independent review of scientific and technical information, executive summary. California Council on Science and Technology. 978-1-930117-94
- [10] Milligan M (1994) Well stimulation using acids. Petroleum Society of Canada, Alberta
- [11] Petrom. 2012. *Stimulation by Acidizing*. OMV Eksplorasi Production
- [12] Schechter RS (1992) Oil well stimulation. Prentice Hall, Englewood Cliffs
- [13] Shadrina, Nurus. 2019. *Evaluasi Hasil Mini Acid Fracturing Terhadap Sumur X Lapangan Y* [Skripsi]. Bekasi: Fakultas Teknik dan Desain. Institut Teknologi dan Sains Bandung
- [14] Siswoyo, K. E. (2005). *Mekanisme Pembentukan dan Jenis Scale*. Yogyakarta: Jurusan Teknik Perminyakan. UPN Veteran Yogyakarta
- [15] Sobari, Robi. 2019. *Evaluasi Keberhasilan Stimulasi Sumur Dengan Metode Matrix Acidizing Pada Sumur X Lapangan Y Untuk Meningkatkan Laju Produksi* [Skripsi]. Bekasi: Fakultas Teknik dan Desain. Institut Teknologi dan Sains Bandung
- [16] Upstream Teknologi Center, *Analisa Kerusakan Formasi*. Pertamina: Jakarta

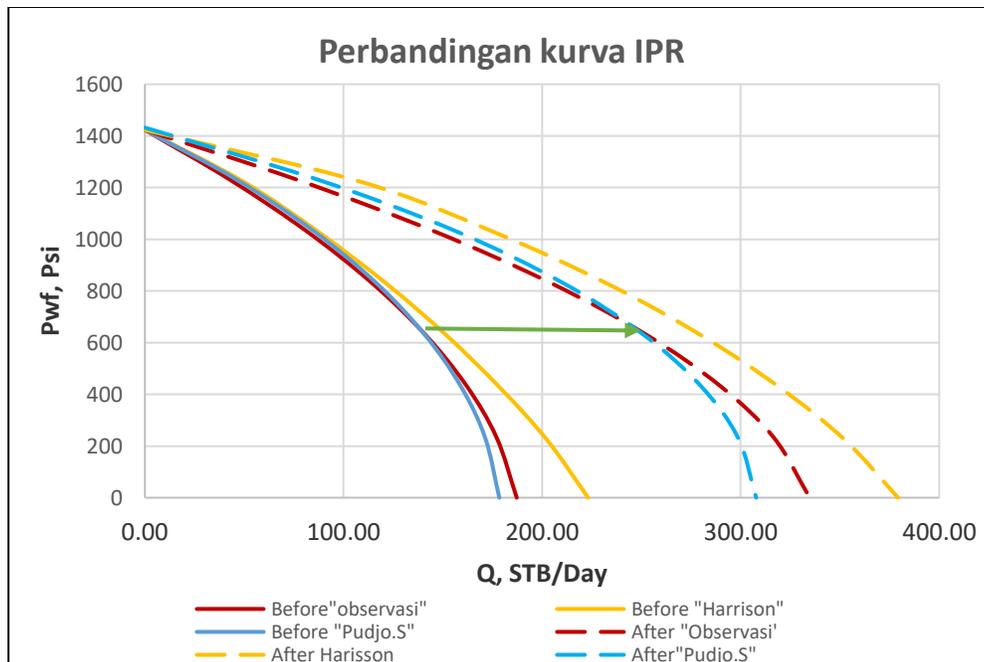
- [17] Upstream Technologi Center, *Pengenalan Matrix Acidizing*. Pertamina: Jakarta
- [18] Williams BB, Gidley JL, Schechter RS. (1979) *Acidizing fundamentals*, vol 8. Society of Petroleum Engineers, United States

# LAMPIRAN

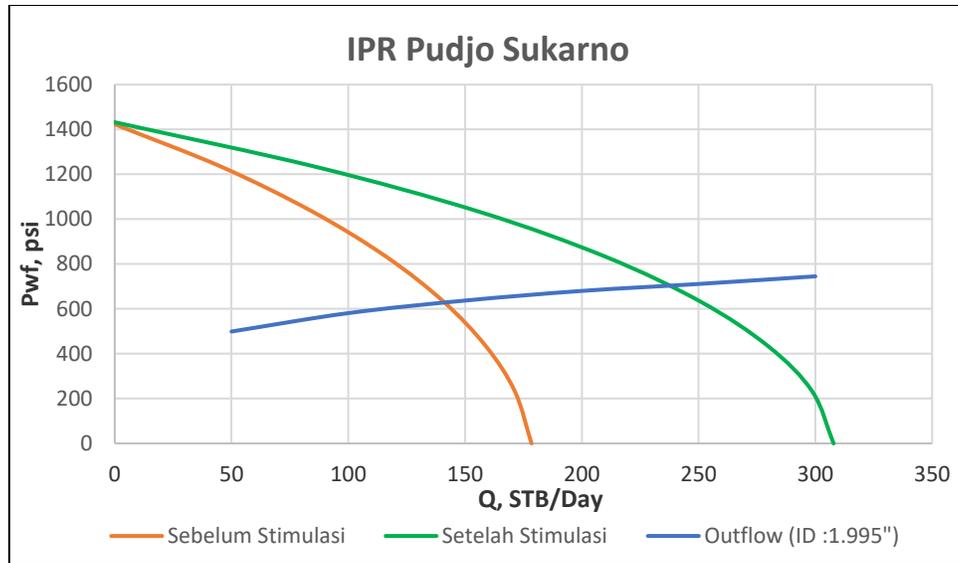
## 1. Daftar Gambar



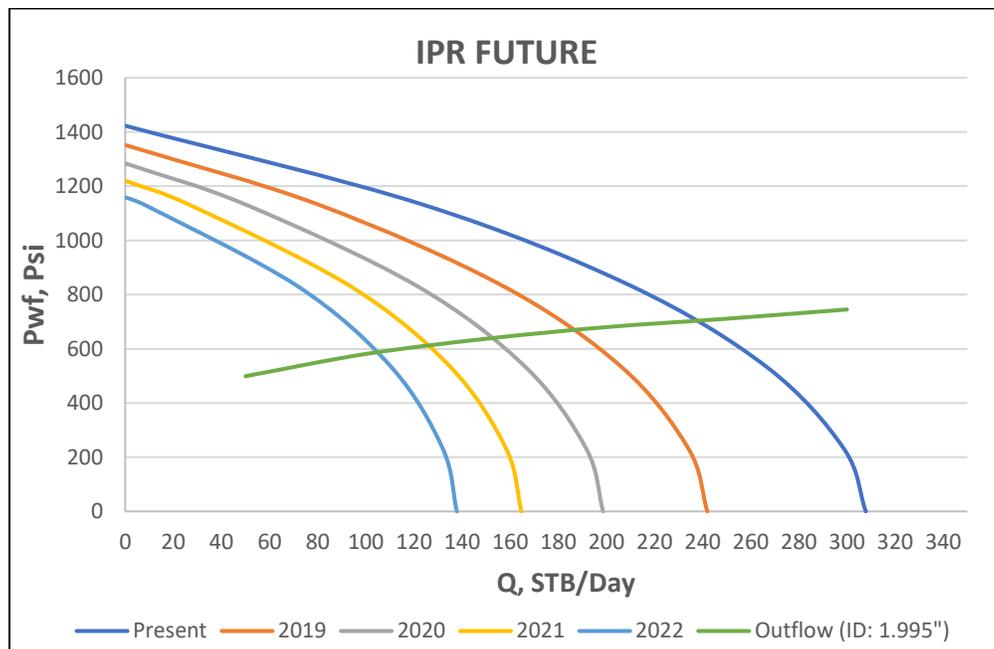
Gambar 7. Histori produksi Sumur X sebelum dan sesudah stimulasi



Gambar 8. Perbandingan kurva IPR



Gambar 9. Kurva IPR Pudjo Sukarno vs TPR



Gambar 8. kurva IPR Future

## 2. Daftar Tabel

Tabel 3. Hasil Perhitungan Desain *Acidizing*

Ion		Mg/l	Konversi ( $10^{-5}$ )	Product ( $10^{-5}$ )
Na <sup>+</sup>	Natrium	877.8794	2.2	1,931
Ca <sup>2+</sup>	Calcium	60	5.8	348
Mg <sup>2+</sup>	Magnesium	6.08	8.2	50
Ba	Barium	32	1.5	48
Cl <sup>-</sup>	Chlorida	1356.846	1.4	1,900
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Sulfat	0	2.1	0
CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Karbonat	26.988	3.8	103
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Bikarbonat	660.6178	0.8	528

Tabel 4. Laju Produksi terhadap Harga Pwf Anggaran Sebelum Stimulasi

Observasi		Harrison		Pudjo Sukarno	
P <sub>wf</sub> (Psi)	Q (BFPD)	P <sub>wf</sub> (Psi)	Q (BFPD)	P <sub>wf</sub> (Psi)	Q (BFPD)
1423	0.00	1423	0.00	1423	0.00
1232	42.54	1232	51.12	1232	45.73
1032	81.30	1032	91.05	1032	84.77
832	114.14	832	126.25	832	116.23
632	141.06	632	157.29	632	140.84
432	162.06	432	184.66	432	159.14
232	177.15	232	208.79	232	171.51
0	187.24	0	230.07	0	178.68

Tabel 5. Laju Produksi terhadap Harga Pwf Anggaran Sesudah Stimulasi

Observasi		Harrison		Pudjo Sukarno	
P <sub>wf</sub> (Psi)	Q (BFPD)	P <sub>wf</sub> (Psi)	Q (BFPD)	P <sub>wf</sub> (Psi)	Q (BFPD)
1423	0.00	1423	0.00	1423	0
1232	76.06	1232	108.56	1232	86.56
1032	145.36	1032	177.29	1032	156.42
832	204.08	832	234.18	832	210.27
632	252.21	632	281.29	632	250.87
432	289.77	432	320.29	432	279.98
232	316.75	232	352.57	232	298.67
0	334.78	0	379.30	0	307.81

### 3. Daftar Persamaan

- **Persamaan Skin Sesudah Stimulasi**

$$S = \frac{0.00708 \times k \times h \times (Pr - Pwf)}{Q \times \mu \times Bo} - \left( \text{Ln} \frac{0.472 \times r_e}{r_w} \right)$$

- **Perhitungan Desain Pengasaman**

1. Menentukan Kapasitas Tubing, Casing dan Anulus

$$\text{Kapasitas Tubing} : \frac{(\text{ID Tubing})^2}{1029.4}$$

$$\text{Kapasitas Casing} : \frac{(\text{ID Casing})^2}{1029.4}$$

$$\text{Kapasitas Anulus} : \frac{(\text{ID Casing})^2 - (\text{ID Tubing})^2}{1029.4}$$

2. Menentukan Volume Tubing dan Anulus dan *Displacement*

$$\text{Volume Tubing} : (\text{EOT} \times \text{Kapasitas Tubing})$$

$$\text{Volume Annulus} : (\text{Perfo to EOT} \times \text{Kapasitas Anulus})$$

$$\text{Volume Displacement: Volume Tubing} + \text{Volume Annulus}$$

3. Menentukan tekanan dasar sumur yang tidak akan menyebabkan *fracture*.

$$\text{BHPreakah} : (\text{Frac.grad} \times \text{Depth}) - 25$$

4. Menentukan tekanan maksimum (Pmaks) di permukaan untuk dapat injeksi dibawah *fracture pressure*.

$$\text{Pmaks} : ((\text{frac. grad} - 0.052 \times \text{fluid grad}) \times \text{Depth}) - 25$$

5. Menentukan harga injeksi maksimal atau debit maksimum laju injeksi asam.

$$\text{Qmax} : (4.918 \times 10^{-6} \times k \times h \times (Gf \times D - Pr)) / (\mu \times \text{Ln} (r_e/r_w))$$

Sebagai *safety margin*, maka nilai Qmax tersebut dikurangi 10%

$$\text{Qi} : 0.9 \times \text{Qmax}$$

- **Perhitungan Volume Asam**

Pada perhitungan volume asam yang akan diinjeksikan, cukup untuk area radius penetrasi sebesar 3 ft – 5 ft di sekeliling wellbore (*critical matrix area*).

$$v = 7.4805 \times \phi \times \pi \times h \times (r_p^2 - r_w^2)$$