

Evaluasi Stimulasi Sumur A Dengan Metode

Matrix Acidizing Pada Lapangan B

Abiyan Taufiq Hidayat

Pembimbing: *Ir. Aries Prasetyo, M.T*

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

Email: abiyanh@gmail.com

Abstrak

Suatu sumur minyak dapat mengalami penurunan produksi yang tidak wajar dan signifikan karena adanya kerusakan formasi ataupun hambatan yang terjadi di peralatan bawah permukaan, Stimulasi merupakan metode yang dilakukan untuk mengembalikan ataupun meningkatkan laju produksi sumur yang menurun akibat terjadinya *formation damage/skin*. Stimulasi terdiri dari *acidizing* dan *fracturing*. Permasalahan pada Sumur A Lapangan B adalah terbentuknya endapan *scale* CaCO_3 yang menyebabkan kerusakan formasi disekitar lubang sumur dan penurunan laju produksi. Untuk mengetahui adanya *scale* pada sumur A adalah dengan cara menganalisa air formasi. Sedangkan 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 *overflush*. Untuk mengetahui hasil dari pekerjaan tersebut maka dilakukan evaluasi hasil berdasarkan analisa beberapa parameter produksi, yaitu, *productivity index*, *skin*, permeabilitas, dan kurva *inflow performance relationship*. Hasil yang diperoleh dari evaluasi *matrix acidizing* adalah terjadinya peningkatan nilai *productivity index*, kembalinya laju produksi minyak pada sumur A dengan melihat data produksi sebelum terbentuknya endapan *scale* CaCO_3 , nilai *skin* yang mengalami penurunan, dan peningkatan nilai permeabilitas.

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

1. Pendahuluan

Pada prinsipnya, teknik produksi merupakan cara – cara mengangkat fluida dari dalam *reservoir* ke permukaan. Hal utama yang harus diperhatikan dalam memproduksi suatu sumur adalah laju produksi, Seiring berjalannya waktu, produksi suatu sumur untuk

memproduksi fluida dari formasi hingga ke permukaan sering kali mengalami permasalahan produksi. Umumnya permasalahan yang muncul seringkali mengenai penurunan laju produksi yang cukup besar bila dibandingkan dengan produksi awalnya.^[1]

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:

Stimulasi sumur merupakan suatu teknik yang diterapkan untuk meningkatkan produksi gas atau minyak dari reservoir ke sumur bor dan memastikan keuntungan ekonomi yang baik^[5].

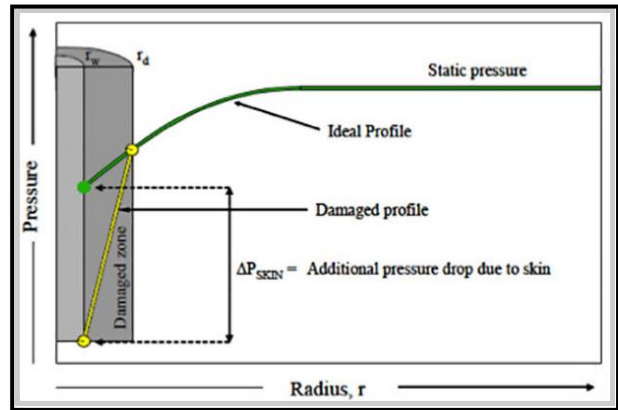
Dalam tugas akhir ini tujuan penelitian pada Sumur A Lapangan B yaitu menganalisa terjadinya penurunan laju produksi yang dikarenakan oleh kerusakan formasi, merencanakan metode stimulasi yang tepat untuk memperbaiki kerusakan formasi, serta mengevaluasi hasil stimulasi dengan melihat beberapa parameter 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)

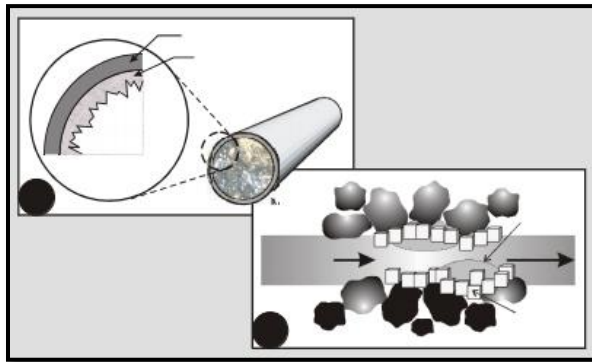
Efek dari kerusakan formasi di sekitar lubang sumur mengakibatkan kehilangan tekanan tambahan di sekitar lubang sumur yang berakibat pada penurunan *Productivity Index* (PI) sumur tersebut. Sehingga laju aliran minyak atau gas dari reservoir ke permukaan akan mengalami penurunan laju produksi. Salah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



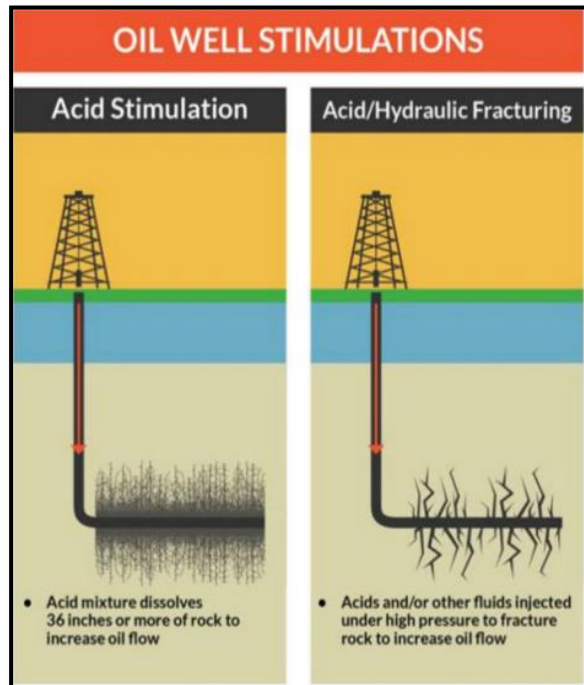
Gambar 2. Ilustrasi pembentukan *scale*
(ratna permatasari, 2013)

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, dengan rekahan alami dan permeabilitas yang besar^[10].

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^[4]. 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

Matrix acidizing dilakukan dengan cara menginjeksikan larutan asam dan additif tertentu secara langsung ke dalam pori-pori batuan formasi disekitar lubang sumur dengan tekanan penginjeksian di bawah tekanan rekah formasi, dengan tujuan agar reaksi menyebar ke formasi secara radial.

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 A.

3.2 Analisa Penurunan Laju Produksi

Berdasarkan data sejarah produksi pada sumur A, dapat diketahui bahwa adanya penurunan laju produksi yang signifikan, hal itu mengindikasikan adanya kerusakan formasi atau *formation damage*. Setelah dianalisa bahwa terdapat endapan *scale* CaCO₃ pada Sumur A.

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 dijiintai dari beberapa aspek diantaranya adalah nilai *skin*, nilai permeabilitas, nilai

productivity index, nilai laju produksi, dan kurva *Inflow Performance Relationship*.

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

4. Hasil dan Pembahasan

4.1 Analisa Data Produksi

Berdasarkan data produksi sumur A pada 1 Desember 2018 hingga 30 Mei 2019, produksi sumur A mengalami penurunan yang signifikan sehingga sumur mengalami suspend/ditutup sementara selama 2 periode yaitu 19 Desember 2018 - 9 April 2019 dan 2 Juni 2019 - 9 Agustus 2019. Hal ini mengindikasikan terjadi permasalahan pada sumur yang menghambat laju alirnya fluida. Berdasarkan perhitungan rumus diketahui harga faktor *skin* sebesar 8.65, maka dapat disimpulkan bahwa sumur A ini mengalami *formation damage*. Hal ini juga didukung dan dibuktikan dari analisa air formasi Sumur A yang memiliki permasalahan *scale*. Permasalahan *scale* ini telah dibuktikan dari analisa air formasi Sumur A 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* CaCO₃ pada formasi adalah menghitung nilai *Scale Index* (SI), salah satunya dengan menggunakan Metode Stiff dan Davis. Namun terlebih dahulu menentukan nilai Ionic Strength (μ) masing - masing ion dengan mengalikan konsentrasi ion dengan faktor konversinya, nilai K, nilai pCa²⁺, dan pAlk. Maka akan didapat hasil parameter yang terdapat pada Tabel 1.

Tabel 1. Hasil analisa air formasi

Parameter	Nilai	Satuan
Ion Strenght	0.3649	mg/l
pH	7.34	
K	3.04	
pCa ²⁺	2.2291	mg/l
pAlk	1.5618	mg/l
<i>Scale Index</i> pH - (K+pCa+pAlk)	0.5091	

Apabila nilai SI > 0 maka CaCO₃ cenderung terendapkan, jika SI = 0 maka larutan jenuh dengan CaCO₃, sedangkan apabila SI < 0 maka endapan CaCO₃ tidak akan terbentuk

4.3 Perhitungan Desain Pengasaman

Tabel 2. Hasil Perhitungan Desain *Acidizing*

Parameter	Nilai	Satuan
Kapasitas Tubing	0.0058	bbl/ft
Kapasitas Casing	0.039a	bbl/ft
Kapasitas Anulus	0.0336	bbl/ft
Volume Tubing	40.05	Bbl
Volume Anulus	2.09	Bbl
Volume Displacement	42.14	Bbl
BHP Rekah	4818.065	Psi
Tekanan Maksimal	1316.156	Psi

4.4 Pemilihan Asam Untuk Stimulasi

Berdasarkan jenis *scale* yang terbentuk yaitu CaCO_3 , maka untuk operasi stimulasi pengasaman matriks pada sumur A digunakan HCl 15%. Dalam proses stimulasi diperlukan juga campuran zat lain yang berfungsi sebagai *spacer* dan juga additif. Untuk *spacer* menggunakan zat KCl dan terakhir untuk additif ada beberapa zat yaitu, *corrosion inhibitor*, *mutual solvent*, dan *iron control*.

4.5 Penginjeksian Asam

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 2% KCL dan *Mutual Solvent* sebanyak 420 gallon (10 bbl).

- *Main acid*, bertujuan untuk mengatasi kerusakan formasi oleh endapan *scale* CaCO_3 . Asam yang digunakan adalah 15% HCL dan *fresh water* ditambah dengan zat aditif dengan volume pemompaan sebesar 1691.974 gallon (40 bbl).

- *Overflush*, bertujuan untuk membersihkan sisa-sisa pengasaman dengan mendorongnya sampai menjauh dari *critical matrix* dari perforasi. Umumnya menggunakan *fresh water* 2% KCL sebagai *overflush* sebanyak 110 bbl.

4.6 Analisa Keberhasilan Acidizing

- **Berdasarkan Laju Produksi**

Analisa laju produksi setelah *acidizing* dilakukan untuk mengetahui besarnya laju produksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program *matrix acidizing* pada Sumur A. Indikator keberhasilan

dapat dilihat dari laju produksi gross yang dihasilkan. Keberhasilan *acidizing* dapat dikatakan berhasil jika laju produksi meningkat dibandingkan laju produksi sebelum *acidizing*. Laju produksi setelah *acidizing* dapat dilihat pada Gambar 4.

Setelah dilakukan *acidizing*, besarnya laju produksi mengalami kenaikan menjadi 288 BFPD dengan laju produksi minyaknya sebesar 122 BOFD.

- **Berdasarkan *Productivity Index*, Permeabilitas, dan Skin**

Analisa keberhasilan *acidizing* berdasarkan harga *productivity index*, permeabilitas, dan *skin* yang didapat menunjukkan kenaikan *productivity index* menjadi 0.325 dari 0.09, permeabilitas menjadi 78.86 mD dari 50 mD dan *skin* mengalami penurunan harga dari $S = 8.65$ menjadi $S = 0.75$ sehingga mengindikasikan bahwa kegiatan *acidizing* ini berhasil.

- **Berdasarkan Kurva IPR**

Analisa kurva *Inflow Performance Relationship* dibuat menggunakan persamaan Pudjo Sukarno dan Standing. Kedua metode tersebut merupakan persamaan IPR yang memperhitungkan kerusakan (*skin*) dan *flow efficiency*,

sehingga kedua metode tersebut tepat digunakan pada Sumur A 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 5, metode IPR Pudjo Sukarno memiliki bentuk kurva yang paling mendekati dengan data observasi sehingga metodenya tepat untuk digunakan pada sumur ini.

Berdasarkan kurva IPR Pudjo Sukarno, laju produksi maksimum setelah *acidizing* mengalami kenaikan 312% dari 117 BFPD menjadi 365 BFPD. Hal ini menandakan bahwa kegiatan stimulasi berhasil.

4.7 Analisa Water Problem

Dilihat dari grafik histori produksi, terdapat anomali dimana air yang terproduksi mengalami kenaikan yang sangat signifikan dengan water cut 97% sedangkan produksi minyak mengalami penurunan. Kemudian untuk memastikan hal tersebut digunakan kurva kumulatif produksi untuk menganalisa terjadinya water problem. Berikut hasil plot dari kumulatif produksi pada gambar 7.

Kemudian digunakan Chan's Plot guna mengetahui jenis *water problem* yang

terjadi. Diketahui bahwa sumur A mengalami *water problem* yaitu masalah *channeling*. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 8.

4.8 Analisa Kurva IPR Future

Inflow Performance Relationship Future (IPRF) merupakan perhitungan kurva IPR untuk mengetahui perkiraan waktu maksimum suatu sumur dapat berproduksi.

Dengan anggapan penurunan tekanan pertahunnya adalah 5 %, menggunakan komponen *outflow* saat ini, dan tidak terjadi permasalahan sumur kedepannya, Sumur X masih mampu untuk berproduksi selama 5-7 tahun kedepan sampai produksinya sama atau kurang dari sebelum dilakukan stimulasi. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 9.

5. Kesimpulan

1. Penurunan laju produksi pada Sumur A dikarenakan adanya kerusakan formasi yang diakibatkan oleh endapan *scale* CaCO_3 .
2. Untuk melarutkan endapan *scale* tersebut dilakukan stimulasi sumur dengan metode *matrix acidizing* dengan menggunakan larutan *fresh water* dicampur dengan KCL 2% dan *mutual solvent* (10 bbl) pada tahapan *preflush*, kemudian pada tahapan *main acid*,

diinjeksi larutan HCl 15% (40 bbl) yang didalamnya tercampur zat aditif. Terakhir, pada tahapan *overflush* dilakukan *displacement* dengan *fresh water* dan KCL 2% sebanyak 110 bbl.

3. a. Hasil dari stimulasi *acidizing* pada sumur A adalah sebagai berikut:

Evaluasi Hasil Stimulasi			
Parameter	Stimulasi		Satuan
	Sebelum	Sesudah	
Productivity Index	0.09	0.325	bbl/d/psi
Permeabilitas	50	78.86	mD
Skin	8.65	0.75	
Laju Produksi	93.1	288	STB/day
Rate Maksimum	117	365	STB/day

b. Terdapat indikasi terjadinya *Water Problem* jika dilihat dari kurva *Cummulative Production*. Kemudian dilihat dari kurva *Chans Plot*, didapatkan jenis *Water Problem* yaitu *Channeling*

6. Saran

1. Sebaiknya dilakukan analisis rutin mengenai permasalahan *scale* CaCO_3 pada saat laju produksi mulai turun
2. Sebaiknya dilakukan analisa *cementing* agar mengetahui kinerja sumur minyak dengan permasalahan *water channeling*.

3. Perlu dilakukan pemantauan *pressure* dan laju alir fluida terhadap pembentukan *scale* di dalam sumur terutama untuk sumur-sumur yang menggunakan pompa ESP sebagai *artificial lift* agar dapat diminimalisir terjadinya pompa yang stuck akibat terjadinya *scale*.

DAFTAR PUSTAKA

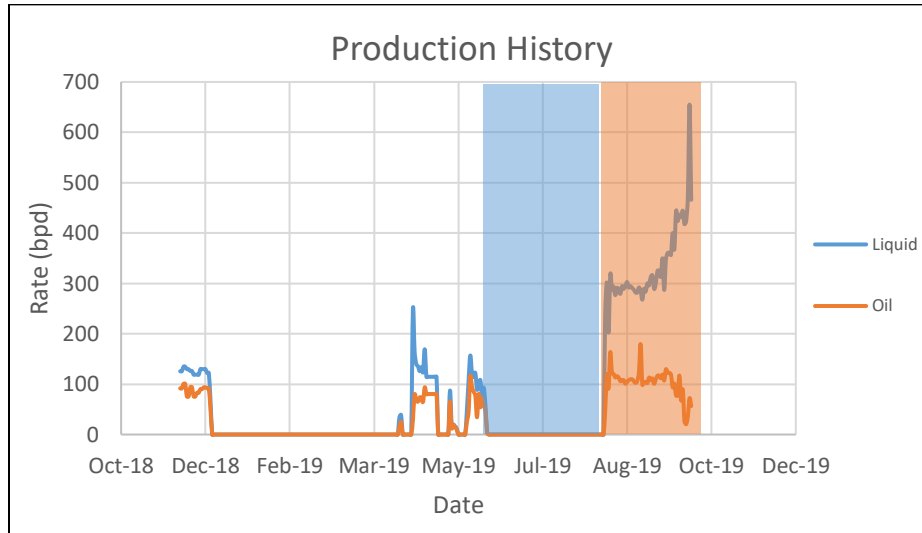
- [1] Pamungkas, Joko. 2004. *Pengantar Teknik Perminyakan*. Yogyakarta. Jurusan Teknik Perminyakan. UPN Veteran Yogyakarta
- [2] Beggs, H., Dale. 2003, *Production Optimization Using Nodal Analysis* second edition, Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publication.
- [3] Brown, Kermit E. 1977, *The Technology of Artificial Lift Volume 1*. University of Tulsa: Oklahoma
- [4] Economides, Michael J., Hill, A. Daniel., Ehlig-Economides, Christine. 2009. *Petroleum Production System*. Venezuela. Prentice Hall Petroleum Engineering Series.
- [5] Cipolla CL (2003) Overview: well stimulation. Society of Petroleum Engineers, Dallas
- [6] Hasaais, 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] Milligan M (1994) Well stimulation using acids. Petroleum Society of Canada, Alberta
- [10] Petrom. 2012. *Stimulation by Acidizing*. OMV Eksplorasi Production
- [11] Siswoyo, K. E. (2005). *Mekanisme Pembentukan dan Jenis Scale*. Yogyakarta: Jurusan Teknik Perminyakan. UPN Veteran Yogyakarta
- [12] 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
- [13] Upstream Teknologi Center, *Analisa Kerusakan Formasi*. Pertamina: Jakarta
- [14] Upstream Teknologi Center, *Pengenalan Matrix Acidizing*. Pertamina: Jakarta
- [15] Williams BB, Gidley JL, Schechter RS (1979) Acidizing fundamentals, vol 8. Society of Petroleum Engineers, United States
- [16] Sinaga, Jan Friadi. 2019. *Evaluasi Hasil Remedial Cementing Terhadap Kinerja*

*Produksi Sumur Minyak Dengan
Permasalahan Water Channeling. STT
Migas Balikpapan*

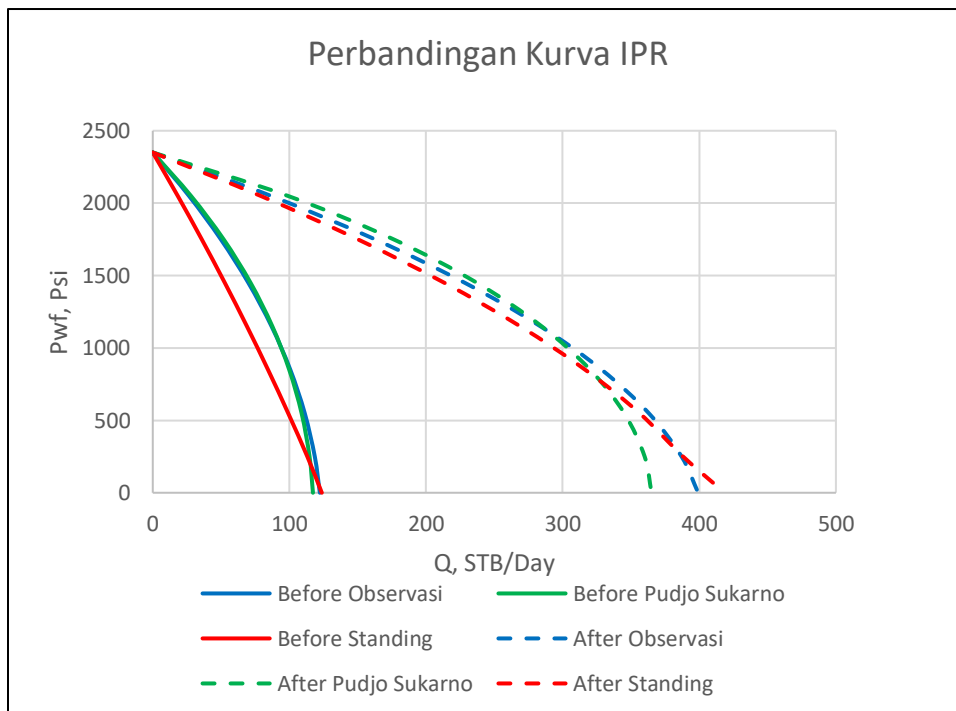
- [17] Chan, K.S. 1995. *Water Control Diagnostic Plot* (SPE 30755). Schlumberger Dowell.

LAMPIRAN

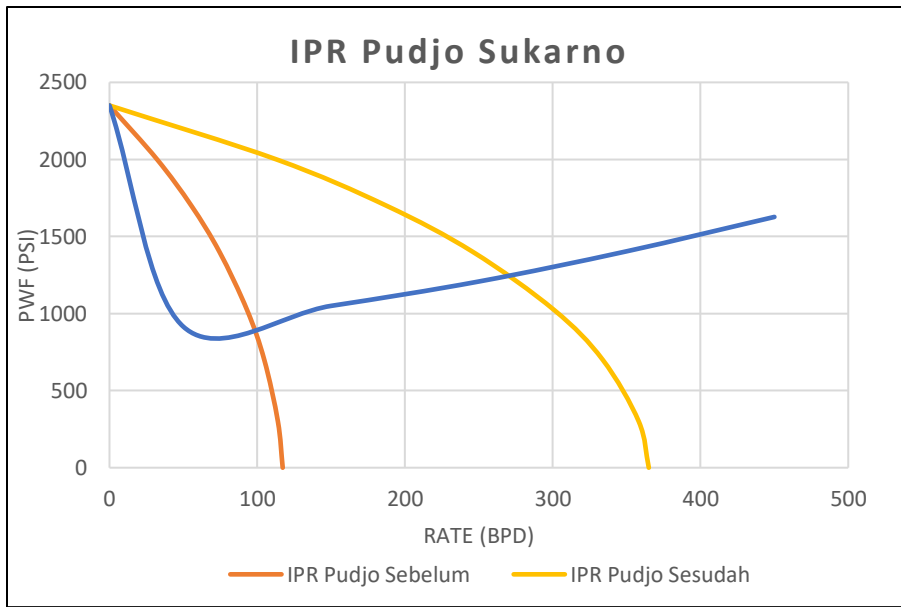
1. Daftar Gambar



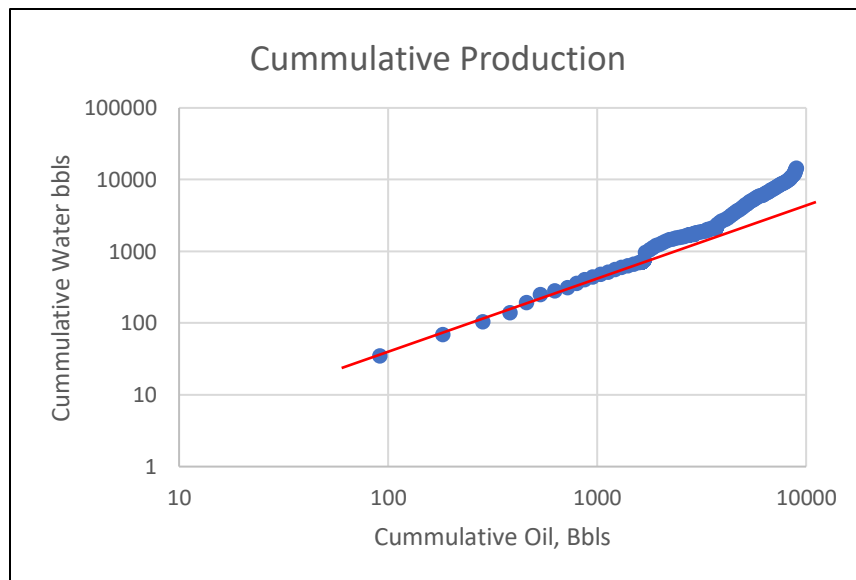
Gambar 4. Histori produksi Sumur X sebelum dan sesudah stimulasi



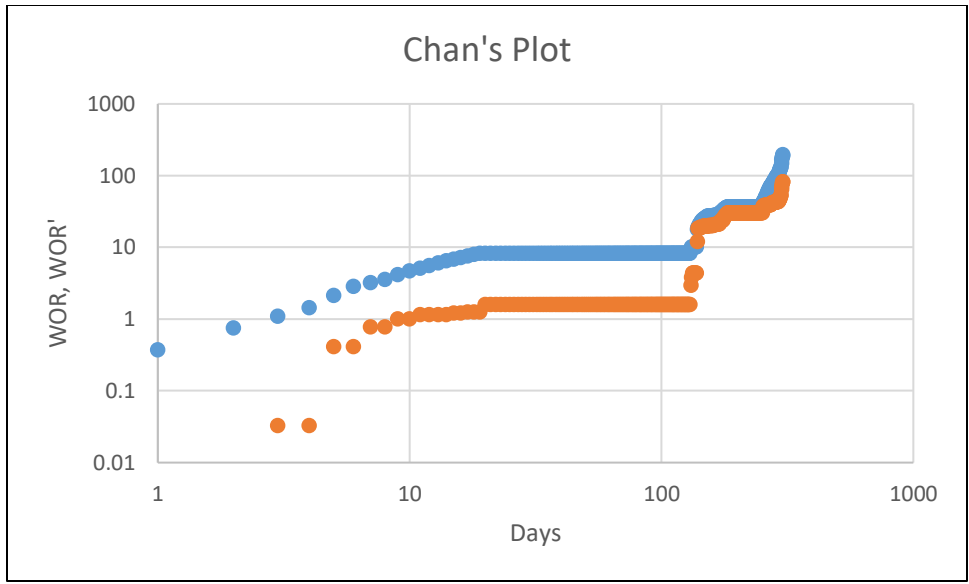
Gambar 5. Perbandingan kurva IPR



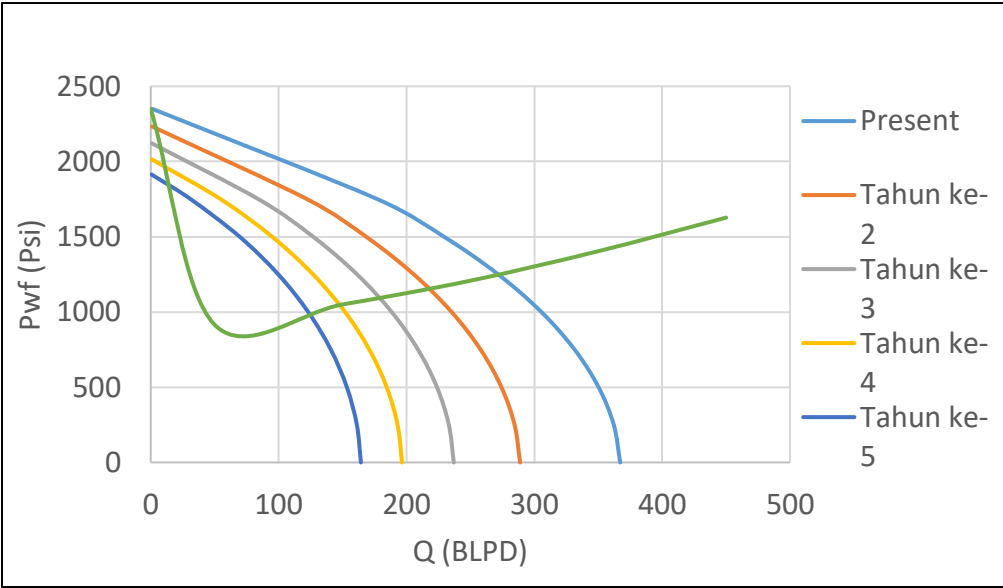
Gambar 6. Kurva IPR Pudjo Sukarno vs TPR



Gambar 7. Kurva *Cummulative Production*



Gambar 8. Chan's Plot



Gambar 9. Kurva IPR Future

2. Daftar Tabel

Tabel 3. Analisa Air Formasi

Cation	mg/l (ppm)	Conv. Factor			Hasil μ	meq/l	Conv. Factor			Hasil μ
			x					x		
Calcium (Ca^{2+})	236.390	5	x	1,00E-05	0.0118	11.800	1	x	1,00E-03	0.0118
Magnesium (Mg^{2+})	14.585	8.2	x	1,00E-05	0.0012	1.200	1	x	1,00E-03	0.0012
Barium (Ba^{2+})	-	-		-	-	-	-		1,00E-03	-
Ferrum Total (Fe^{3+})	0.080	8.1	x	1,00E-05	0.0000	0.004	2	x	1,00E-03	0.0000
Natrium (Na^+)	7,828.3	2.2	x	1,00E-05	0.1722	340.406	5	x	1,00E-04	0.1702
Ionic Strength (μ)					0.1852					0.1832

Anion	mg/l	Conv. Factor			Hasil μ	meq/l	Conv. Factor			Hasil μ
			x					x		
Chloride (Cl^-)	11,459.090	1.4	x	1,00E-05	0.1604	322.794	5	x	1,00E-04	0.1614
Bicarbonate (HCO_3^-)	1,464.100	0.82	x	1,00E-05	0.0120	24.000	5	x	1,00E-04	0.0120
Carbonate (CO_3^{2-})	120.020	3.3	x	1,00E-05	0.0040	3.429	1	x	1,00E-03	0.0034
Hydroxide (OH^-)	0.000	-	x	-	-	0.000	-	x	-	-
Sulfate (SO_4^{2-})	153.500	2.1	x	1,00E-05	0.0032	3.187	1	x	1,00E-03	0.0032
Ionic Strength (μ)					0.1796					0.1800

Tabel 4. Laju Produksi terhadap Harga Pwf Anggaran Sebelum Stimulasi

Observasi		Pudjo Sukarno		Standing	
Pwf(Psi)	Q(BFPD)	Pwf(Psi)	Q(BFPD)	Pwf(Psi)	Q(BFPD)
2350	0.00	2350	0.00	2350	0.00
2050	26.51	2050	27.96	2050	18.27
1750	49.82	1750	51.85	1750	35.84
1450	69.95	1450	71.56	1450	52.71
1150	86.89	1150	87.47	1150	68.87
850	100.64	850	99.85	850	84.32
550	111.21	550	108.90	550	99.07
250	118.58	250	114.74	250	113.12
0	122.29	0	117.24	0	123.72

Tabel 5. Laju Produksi terhadap Harga Pwf Anggaran Sesudah Stimulasi

Observasi		Pudjo Sukarno		Standing	
Pwf(Psi)	Q(BFPD)	Pwf(Psi)	Q(BFPD)	Pwf(Psi)	Q(BFPD)
2350	0.00	2350.00	0.00	2350.00	0.00
2050	86.52	2050.00	98.90	2050.00	78.96
1750	162.63	1750.00	176.22	1750.00	150.08
1450	228.33	1450.00	237.20	1450.00	213.37
1150	283.63	1150.00	284.55	1150.00	268.82
850	328.51	850.00	320.11	850.00	316.43
550	362.99	550.00	345.05	550.00	356.20
250	387.06	250.00	360.02	250.00	388.14
0	399.17	0.00	365.02	0.00	418.57

3. Daftar Persamaan

- **Persamaan Skin Sebelum dan Sesudah Stimulasi**

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

- **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*.

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

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

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

