

Analisa Peningkatan Produktivitas Sumur Menggunakan Metode *Matrix Acidizing* pada Sumur X Lapangan Y

The Analysis of Increasing Well Productivity Using Matrix Acidizing Method in Well X Field Y

Desi Kusrini^{(1a)*} dan Winarto⁽¹⁾

⁽¹⁾Program Studi D-III Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indramayu, Indonesia, 45216

E-mail : ^(a*)desiakamigas18@gmail.com

Diterima (01 April 2023), Direvisi (27 Juni 2023)

Abstract. Field Y well X has experienced a decrease in production due to skin, the X well must be repaired in order to increase the productivity of the well by using matrix acidizing, because in the well it is found that there is skin caused by formation damage, so the Productivity Calculation in the X well using the standing method. The acid used in well X is HCl-15%, where HCl-15% has a good enough reaction to dissolve limestone. The first step is to design the acidizing well x with IBV data of 2175,1 Cuft, NIBV of 1957,8 Cuft, TBV of 2122,2 Cuft, NTCV of 1909,9 Cuft, and the volume of carbonate that must dissolve is 47.9 Cuft. The required volume of acid is 4476,6 gallons or 106.6 barrels. Acidification of the X well is carried out in three stages, namely preflush, main treatment, overflush. After these stages are carried out, well X is analyzed whether the matrix acidizing process is successful or not. By looking at the maximum flow rate of liquid production after stimulation of 368.657 BLPD, Flow Efficiency (FE) after stimulation of 1.001 Skin after stimulation of -12.43, and Productivity Index (PI) after stimulation of 0.5 bbl/day/psi, the four indicator values with the value before stimulation and after stimulation, it can be concluded that job stimulation with the matrix acidizing method in the well X field Y is successful.

Keywords: Skin, Scale, Matrix Acid, HCl, IPR

Abstrak. Sumur X Lapangan Y telah mengalami penurunan produksi yang diakibatkan karena adanya *skin*, sumur X harus di lakukan perbaikan guna untuk meningkatkan produktivitas sumur yaitu dengan menggunakan *matrix acidizing*, dikarenakan pada sumur ditemukan adanya *skin* yang diakibatkan oleh kerusakan formasi maka perhitungan produktivitas pada sumur X menggunakan metode Standing. Asam yang digunakan pada sumur X adalah HCl-15%, dimana HCl-15% mempunyai reaksi yang cukup baik untuk melarutkan *limestone*. Langkah pertama yaitu dengan mendesign *acidizing* pada sumur x dengan data IBV sebesar 2175,1 Cuft, NIBV sebesar 1957,8 Cuft, TBV sebesar 2122,2 Cuft, NTCV sebesar 1909,9 Cuft, dan volume karbonat yang harus larut 47,9 Cuft. Volume asam yang dibutuhkan 4476,6 gallon atau sebesar 106,6 bbl. Pengasaman pada sumur X dilakukan melalui tiga tahapan yaitu *preflush*, *main treatment*, *overflush*. Setelah dilakukan tahapan tersebut maka sumur X dianalisa apakah proses *matrix acidizing* berhasil atau tidak. Dengan melihat aliran laju produksi *liquid* maksimal sesudah stimulasi sebesar 368,657 BLPD, *Flow Efficiency* (FE) sesudah stimulasi 1,001, *Skin* sesudah stimulasi sebesar -12,43, serta *Productivity Index* (PI) sesudah stimulasi 0,5 *bbl/day/psi*, dari keempat nilai indikator tersebut nilai sebelum stimulasi dan sesudah stimulasi maka bisa disimpulkan bahwa job stimulasi dengan metode *matrix acidizing* pada sumur X field Y berhasil.

Kata Kunci: Skin, Scale, Matrix Acid, HCl,

PENDAHULUAN

Produksi minyak dan gas yang dilakukan seiring dengan waktu dapat menyebabkan penurunan produksi. Penurunan produksi dapat disebabkan karena adanya penurunan tekanan reservoir secara alamiah maupun dikarenakan adanya masalah yang terjadi pada reservoir atau instrumen produksi seperti peralatan pompa, *flowline*, *christmastree*, *choke*. *Matrix acidizing* ini bisa diterapkan untuk sumur yang memproduksi minyak pada reservoir berupa *limestone* dan *sandstone* [1]. Kerusakan formasi adalah penurunan harga permeabilitas awal formasi yang terjadi akibat adanya penyumbatan pada bagian atau seluruh daerah di sekitar lubang bor. Salah satu cara untuk menanggulangi kerusakan formasi adalah dengan Stimulasi Sumur. Kerusakan Formasi dan ini dapat terjadi akibat *clay swelling*, *scale*, emulsi, ataupun endapan organik (*paraffins* dan *asphaltenes*) di sekitar sumur, yang mengakibatkan terhambatnya aliran fluida dari formasi menuju lubang Sumur [2]. *Scale* pada sumur minyak digolongkan menjadi dua golongan yaitu sulfat dan karbonat. Pada Penelitian ini yang dibahas adalah sumur dengan permasalahan *Scale Calcium Carbonate (CaCO₃)* dan salah satu cara dalam mengatasi permasalahan *Scale Calcium Carbonate (CaCO₃)* adalah dengan menginjeksikan bahan kimia ke dalam sumur, Bahan kimia yang sering digunakan adalah Asam *hydrochloric* (HCl) dan ditambahkan additif seperti *corrosion inhibitor* sebagai pencegah korosi [3]. Proses penginjeksian bahan kimia kedalam formasi guna mengembalikan produksi seperti semula dikenal dengan nama *Matrix Acidizing*. Dalam proses *Matrix Acidizing* proses penginjeksian asam ke dalam formasi produktif pada tekanan dibawah tekanan rekah, dengan tujuan agar reaksi dapat menyebar ke dalam pori pori batuan secara radial. Asam akan menaikkan permeabilitas dengan cara melarutkan partikel-partikel yang menyumbat saluran pori-pori tersebut. [4].

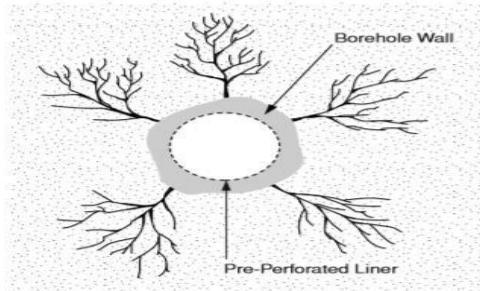
Sumur X adalah sumur yang masih berproduksi, dengan Laju alir liquid yang dihasilkan masih mencapai 117 BLPD dengan kadar air 21%, dan produksi gas sebesar 0,03 MMSCFD. Sumur X diidentifikasi telah mengalami kerusakan tepatnya pada formasi L, hal ini dilihat dari hasil PBU *test* terakhir yang dilakukan menunjukkan adanya nilai *skin* yang berpengaruh pada harga permeabilitas formasi sehingga menyebabkan penurunan tekanan dan laju produksi sumur X, Setelah ditemukan adanya *skin* dilakukan uji lab pada airformasi didapatkan bahwa sumur tersebut terdapat *Scale Calcium Carbonate (CaCO₃)* dalam jumlah yang cukup banyak yang akan menghambat produksi dari sumur x, sehingga dilakukan proses *Matrix Acidizing* untuk mengembalikan produksi sumur tersebut. Keberhasilan dari *Acidizing* dengan produktivitas sumur adalah dengan meningkatnya laju produksi sebelum dan sesudah dilakukannya stimulasi. Indikator keberhasilan pelaksanaan stimulasi *acidizing* dapat dilihat dari peningkatan laju produksi (Q), kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)*, dan *Productivity Index (PI)*, Proses *Matrix Acidizing* untuk *limestone*, *acid* yang Secara umum yang biasa digunakan di lapangan adalah konsentrasi 15 % HCl. Asam jenis ini akan melarutkan batu gamping, *dolomite* dan karbonat lainnya[5].

TEORI DASAR

Kerusakan formasi atau *Formation Damage* merupakan salah satu penyebab turunnya kapasitas suatu sumur baik produksi maupun injeksi, dan menghilangkan kerusakan tersebut adalah salah satu tujuan yang perlu direalisasikan. Ada banyak jenis kerusakan formasi yang masing-masing memerlukan strategi penanganan yang berbeda-beda pula. Ketepatan dalam mengidentifikasi jenis kerusakan akan sangat menentukan dalam sukses atau tidaknya operasi berikutnya yaitu mengangkat dan menghilangkan kerusakan tersebut [6]. Stimulasi adalah suatu pekerjaan memperbaiki sumur yang dilakukan untuk meningkatkan atau mengembalikan Produktivitas sumur yang telah mengalami penurunan produktivitas yang diakibatkan oleh adanya *formation damaged*. Sehingga dengan adanya stimulasi ini diharapkan dapat meningkatkan harga permeabilitas formasi yang mengalami kerusakan sehingga dapat memberikan laju produksi yang besar, yang akhirnya produktivitas sumur akan menjadi lebih besar jika dibandingkan sebelum diadakannya stimulasi sumur [7]. Kerusakan formasi bisa diartikan sebagai semua hal yang menghambat aliran fluida menuju permukaan. Kerusakan tersebut bisa terjadi di beberapa tempat seperti formasi, perforasi, pipa, pompa, dan lain – lain. Sedangkan secara spesifik, kerusakan formasi diartikan sebagai kerusakan atau hambatan yang muncul dan terletak di formasi sekitar area lubang sumur. Beberapa jenis kerusakan lainnya bisa diidentifikasi berdasarkan lokasi terjadinya [8].

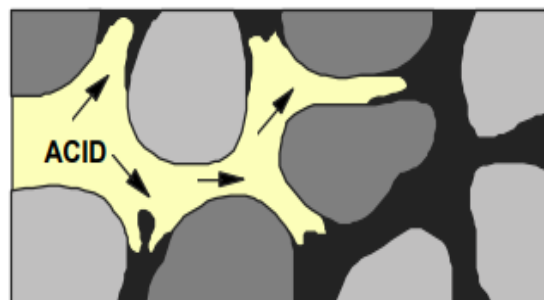
Metode Stimulasi terbagi dua yaitu *hydraulic fracturing* dan *acidizing*, *Acidizing* adalah salah satu proses perbaikan terhadap sumur untuk menanggulangi atau mengurangi kerusakan formasi dalam upaya peningkatan laju produksi dengan melarutkan partikel-partikel yang menyumbat saluran pori-pori tersebut, dengan demikian akan memperbesar saluran yang tersedia atau barangkali lebih dari itu membuka saluran baru sebagai akibat adanya pelarutan atau reaksi antara *acid* dengan batuan [4]. Tujuan Penelitian ini adalah Menghitung Volume Asam yang di Gunakan Pada Stimulasi, menghitung Waktu Injeksi asam pada saat Stimulasi. Menganalisa Laju Alir (Q), *Flow Efficiency* (FE), Skin dan *Productivity Index* (PI) Sebelum dan Sesudah *Matrix Acidizing* untuk membuat kurva IPR dengan Menggunakan Metode *Standing*.

Matrix acidizing yaitu penginjeksian asam ke dalam formasi pada tekanan di bawah tekanan rekah, dengan tujuan agar reaksi asam menyebar ke formasi secara radial. Dalam pengasaman matriks, aliran asam terbatas pada formasi pori-pori alami, digunakan baik untuk *limestone* (*batu gamping*) maupun *sandstone*. Teknik ini akan berhasil untuk sumur dengan *damage* sedalam *1 – 2 feet* [9]. Pengasaman digunakan untuk meningkatkan permeabilitas karena kemampuannya untuk melarutkan material di formasi ataupun yang membuntu pori-pori di situ, tingkat keberhasilan suatu *project Matrix acidizing* itu lebih besar pada *batugamping* dibandingkan pada *Batupasir*, dikarenakan kemampuan dari batu gamping bereaksi dengan acid sehingga membentuk *wormhole*, seperti terlihat pada **Gambar 1**, sehingga memberikan konduktivitas aliran yang lebih baik dan produktivitas yang meningkat [10].



Gambar 1. Wormhole pada batuan karbonat [11]

Selama pekerjaan pengasaman matriks seperti terlihat pada **Gambar 2**, area kontak antara asam dan formasi adalah sangat besar, Oleh karena itu, tekanan gesekan meningkat dengan cepat dengan meningkatnya laju pemompaan. Setelah aliran diperbesar, material *acid* di perlukan untuk menghilangkan kerusakan formasi seperti *Mud filter Cake* dan *Scale*, perawatan sumur harus dilakukan untuk meningkatkan produktivitas dari suatu sumur. Suatu Formasi tidak perlu *Matrix Acidizing* kalau tidak mengalami kerusakan Formasi, Parameter Pekerjaan *Matrix Acidizing* adalah volume acid yg digunakan, laju injeksi, tekanan injeksi nya [10].



Gambar 2. Matrix stimulation treatment [12].

METODE PENELITIAN

Pengumpulan Data

Data sumur dikumpulkan berdasarkan **Tabel 1** dan **Tabel 5** sumur X yang meliputi jari-jari sumur (r_w), jari-jari pengurasan (r_e), tekanan (P), kedalaman (D), *skin*, ketebalan formasi (h), gradient rekah formasi (G_{rf}), penetrasi dan perforasi, yang selanjutnya data produksi yaitu laju produksi (Q) dan data reservoir yaitu data permeabilitas (k), viskositas (μ), porositas (ϕ), faktor volume formasi minyak (B_o).

Pengolahan Data

Data yang didapatkan kemudian dianalisa untuk menghitung jumlah asam yang akan di injeksikan kedalam sumur, menghitung *skin*, ΔP_{skin} , dan FE sebelum dan sesudah stimulasi dan menghitung Q optimum sebelum dan sesudah dilakukannya stimulasi.

Perhitungan Volume Asam

Perhitungan volume asam yang akan diinjeksikan pada saat *Main Treatment* adalah sebagai berikut:

Initial Bulk Volume (IBV)

$$IBV = \frac{22}{7} x ((Penetrasi + OH: 12: 2)^2 - (\frac{OH}{12:2})^2 x (Perfo Spf x 3,281) x (1 - \frac{\phi}{100}) \dots\dots\dots(1)$$

Net Initial Bulk Volume (NIBV)

$$NIBV = IBV x (1 - \frac{impurities}{100}) \dots\dots\dots(2)$$

Target Bulk Volume (TBV)

$$TBV = \frac{22}{7} x ((Penetrasi + OH: 12: 2)^2 - (\frac{OH}{12:2})^2 x (Perfo Spf x 3,281) x (1 - \frac{\phi_{target}}{100}) \dots\dots(3)$$

Net Target Carbonat Volume (NTCV)

$$NTCV = TBV x (1 - \frac{impurities}{100}) \dots\dots\dots(4)$$

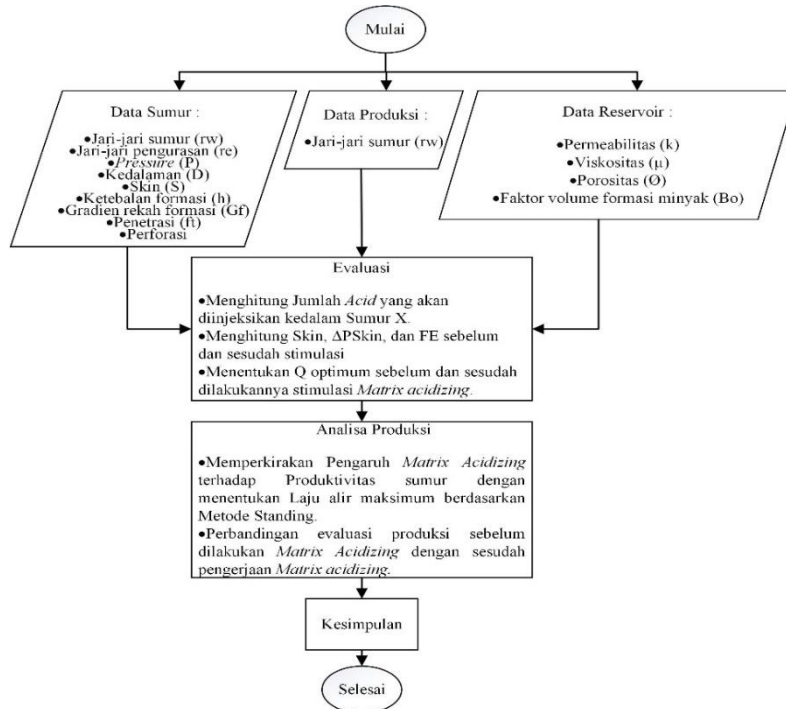
Volume Carbonat Solved (VCS)

$$VCS = Net\ initial\ bulk\ volume - Net\ target\ carbonate\ volume \dots\dots\dots(5)$$

Volume Acid

$$Va = \frac{Vcs}{10,7} x 1000 \dots\dots\dots(6)$$

Metode Penelitian pada penelitian ini dapat dilihat dari gambar 3.



Gambar 3. Diagram Alir Penelitian

Metode Standing

Metode *Standing* dimodifikasi dari persamaan Vogel, untuk sumur yang mengalami kerusakan. Untuk mengetahui bentuk kurva IPR pada sumur yang telah terjadi kerusakan formasi ($FE < 1$) atau perbaikan formasi ($FE > 1$) dapat digunakan persamaan *Standing* yaitu :

$$\frac{Q}{Q_{max}^*} = 1 - 0,2 \left(1 - \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^{FE} \right) - 0,8 \left(1 - \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^{FE} \right)^2 \dots\dots\dots(7)$$

Bentuk persamaan diatas adalah persamaan kurva IPR *Standing* yang dapat digunakan untuk menentukan kurva IPR setelah terjadi kerusakan formasi atau perbaikan formasi [2].

HASIL DAN PEMBAHASAN

Tabel 1. Data Sumur X

| <i>Wellbore Data</i> | | |
|------------------------|-----------|---|
| <i>Total Depth</i> | 2535 | m |
| Casing | | |
| 20”K-55,94ppf | 300 | m |
| 13 3/8”K-55 54.5 ppf | 1009 | m |
| 9 5/8”N-80 40 ppf | 1977 | m |
| 7”N-80 26 ppf | 2525,4 | m |
| <i>Perforation (F)</i> | 1809-1812 | m |
| | 1815-1819 | m |
| | 1822-1825 | m |
| | 1831-1834 | m |
| | 1835-1840 | m |

Tabel 2. Reservoir Data Sumur X

| <i>Reservoir Data</i> | |
|------------------------------------|------------------|
| Nama Formasi | F |
| Tipe Litologi | <i>Limestone</i> |
| <i>Hydrocarbon</i> | Oil |
| Temperatur | 240 °F |
| BHSP(Bottom Hole Static Pressure) | 2200 Psia |
| <i>Porosity Initial</i> | 22 % |
| <i>Porosity Target</i> | 24 % |
| <i>Impurities</i> | 10 % |

Dalam mendesain suatu pengasaman diperlukan data-data dasar yang dibutuhkan untuk dimasukan ke persamaan, sehingga proyek pengasaman terhadap sumur X pada formasi F, diharapkan perolehan produksi akan meningkat sesuai dengan target yang diinginkan.

Persiapan Data

Perhitungan Volume Asam

Perhitungan volume asam yang akan diinjeksikan pada saat *Main Treatment* adalah sebagai berikut:

Tabel 3. Hasil Perhitungan nilai IBV,NIBV,TBV dan NTCV

| No | Interval Perforasi (m) | IBV (Cuft) | NIBV (Cuft) | TBV (Cuft) | NTCV (Cuft) |
|----|-------------------------|------------|-------------|------------|-------------|
| 1 | 1809 – 1812 | 362,5 | 326,3 | 353,7 | 318,3 |
| 2 | 1815 – 1819 | 483,4 | 435,1 | 471,6 | 424,4 |
| 3 | 1822 – 1825 | 362,5 | 326,3 | 353,7 | 318,3 |
| 4 | 1831 – 1834 | 362,5 | 326,3 | 353,7 | 318,3 |
| 5 | 1835 – 1840 | 604,2 | 543,8 | 589,5 | 530,6 |
| | Total | 2175,1 | 1957,8 | 2122,2 | 1909,9 |

Volume Carbonat Solved

VCS = *Net initial bulk volume - Net target carbonate volume*

$$VCS = 1957,8 \text{ Cuft} - 1909,9 \text{ Cuft} \\ = 47,9 \text{ Cuft}$$

Volume Asam

$$Va = \frac{V_{cs}}{10,7} \times 1000$$

$$Va = 4476,6 \text{ gal HCL } 15\%$$

Tabel 4. Hasil Perhitungan Volume Asam untuk setiap perforasinya

| No | Interval Perforasi (m) | Va (Gal/ft-Perforasi) |
|----|-------------------------|-----------------------|
| 1 | 1809 – 1812 | 454,8 |
| 2 | 1815 – 1819 | 341,1 |
| 3 | 1822 – 1825 | 454,8 |
| 4 | 1831 – 1834 | 454,8 |
| 5 | 1835 – 1840 | 272,9 |
| | Total | 1978,4 |

Analisa Produktivitas Sumur

Setelah *job* telah selesai dilaksanakan, maka didapat menilai pekerjaan yang telah dilakukan tersebut, apakah pekerjaan tersebut dianggap berhasil atau tidak. Berhasil atau tidaknya suatu pekerjaan stimulasi dapat kita bandingkan dari kondisi sebelum dilakukan pengasamaan dengan kondisi setelah dilakukan pengasaman. Dari data **Tabel 5** merupakan data yang perlu di persiapkan dalam melakukan perhitungan untuk mengetahui berhasil atau tidaknya proses stimulasi pada sumur X.

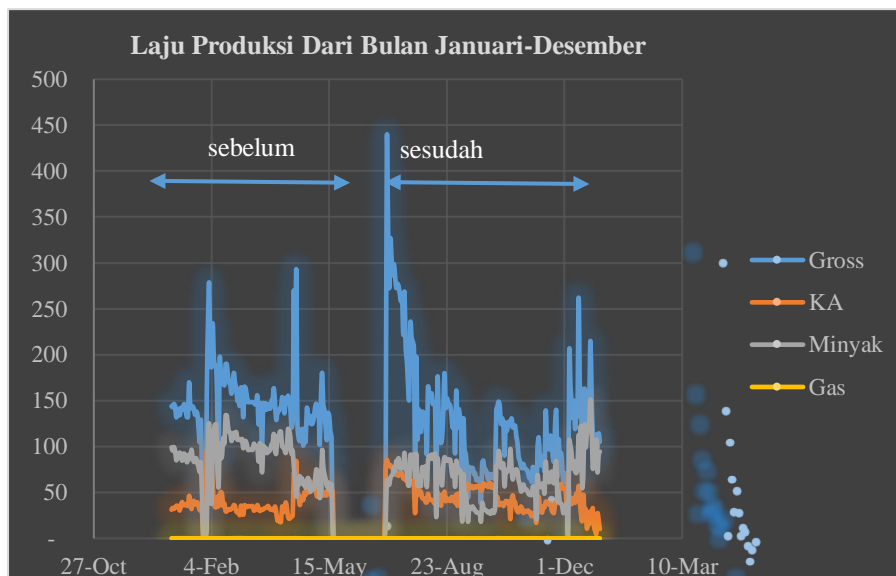
Selanjutnya dari data-data tersebut diolah untuk mencari FE sebelum dan sesudah di stimulasi, ΔP_{skin} , laju alir minyak ideal, laju alir minyak maksimal dan membuat kurva IPR dengan menggunakan metode *standing*. Pada **Tabel 6** di bawah ini dapat dilihat Hasil Perhitungan Skin, ΔP_{skin} , FE, PI dan Qmax pada Sumur x sebelum dan setelah dilakukannya stimulasi sumur menggunakan *matrix acidizing*.

Tabel 5. Data Sumur

| Indikator | Nilai | Konversi |
|-----------------------------|-----------|---|
| Kedalaman (<i>Depth</i>) | 2535 m | 8316,92 ft |
| Ketebalan lapisan (h) | 15 m | 49,212 ft |
| OD | 2 7/8 in | |
| ID | 2,441 in | |
| P reservoir (Pr) | 900 Psi | |
| Penetrasi | 3,5 ft | |
| Faktor Volume Formasi (Bo) | 1,57 | |
| Porositas (\emptyset) | 14% | |
| Viskositas (μ) | 1,29 cp | |
| Laju alir liquid (Q) | 117 BLPD | |
| Jari – jari pengurasan (re) | 977,66 ft | |
| Jari – jari sumur (rw) | 0,291 ft | |
| Pi <i>before</i> | 127 Psi | |
| Pi <i>after</i> | 621 Psi | |
| API | 44,32 | |
| Kadar air | 21 % | 0,21 |
| PSD | 1786,84 m | 5862,33 ft |
| Skin sesudah | -12,43 | <i>Prosessing well test</i> di lapangan |
| Top perfo | 1815 m | 5954,72 ft |

Tabel 6. Perbandingan Skin, ΔP_{skin} , FE, PI dan Q_{max}

| Indikator | Sebelum Stimulasi | Sesudah Stimulasi |
|-------------------|-----------------------|-----------------------|
| S | 4,31 | -12,43 |
| ΔP_{skin} | 0,284 | -0,818 |
| FE | 0,999 | 1,0001 |
| PI | 0,157 <i>blpd/psi</i> | 0,533 <i>blpd/psi</i> |
| Q_{max} | 124,275 BLPD | 368,657 BLPD |
| Q1 | 117 BLPD | 348 BLPD |

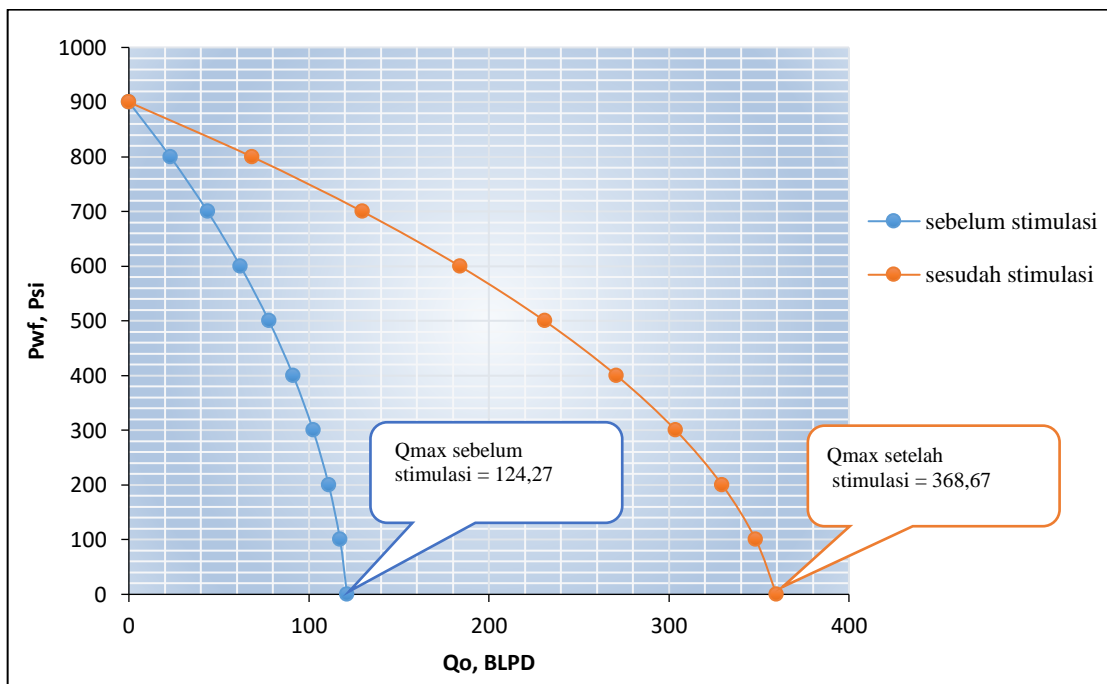


Gambar 4. Grafik Laju Produksi Sumur X sebelum dan sesudah Stimulasi

IPR Dengan Menggunakan Metode *Standing*

Tabel 7. Pwf Terhadap *Qo before* dan *Qo after*

| Pwf | <i>Qo before</i> | <i>Qo after</i> |
|-----|------------------|-----------------|
| 900 | 0,00 | 0,00 |
| 800 | 23,03 | 68,39 |
| 700 | 43,68 | 129,68 |
| 600 | 61,93 | 183,87 |
| 500 | 77,78 | 230,94 |
| 400 | 91,25 | 270,91 |
| 300 | 102,32 | 303,78 |
| 200 | 110,99 | 329,54 |
| 100 | 117,28 | 348,19 |
| 0 | 124,27 | 368,65 |



Gambar 5. Kurva IPR Metode *Standing* sebelum dan sesudah di stimulasi

Pada sumur X adalah sumur yang masih memproduksi, dilihat dari Gambar 4 Laju alir yang dihasilkan masih mencapai 117 BLPD dengan kadar air 21%, dan produksi gas sebesar 0,03 MMSCFD. Sumur X diidentifikasi telah mengalami kerusakan tepatnya pada formasi L, hal ini dilihat dari hasil PBU test terakhir yang dilakukan menunjukkan adanya nilai *skin* yang diakibatkan oleh kerusakan formasi yang berpengaruh pada harga permeabilitas sehingga menyebabkan penurunan tekanan dan laju produksi sumur X.

Berdasarkan analisa bahwa terdapat harga *skin* bernilai positif, yang menyebabkan ada indikator kerusakan formasi berupa *scale* di pori pori batuan maka diputuskan untuk melakukan stimulasi pengasaman, dari data litologi batuan pada formasi F jenis batuan adalah *limestone*. Jenis *acid* yang digunakan untuk menghilangkan kerusakan formasi pada batuan *limestone* adalah asam hydrochloric (HCl) 15%, Alasan dipilihnya HCl 15%

dikarenakan memiliki reaksi yang cukup baik untuk melarutkan *limestone*, sehingga diharapkan dengan dilakukannya *matrix acidizing* pada batuan *limestone* akan membentuk *wormhole* atau jalur baru sehingga akan meningkatkan produktivitas dari sumur X.

Langkah awal dalam mendesain pengasaman adalah dengan menentukan dan mengumpulkan data-data mengenai sumur, dengan data dan korelasi-korelasi yang ada maka dapat melakukan perhitungan untuk menentukan desain yang tepat. Untuk mengetahui volume asam yang dibutuhkan untuk menangani masalah kerusakan formasi terlebih dahulu menghitung nilai *Initial bulk volumenya* adalah 2175,1 Cuft dengan *Net initial bulk volume* sebesar 1957,8 Cuft. Volume *Bulk Target* hasil perhitungan adalah sebesar 2122,2 Cuft dengan *Net Volume Bulk Target* sebesar 1909,9 Cuft, sehingga volume karbonat yang harus larutkan adalah sebanyak 47,9 Cuft. Berdasarkan *Schechter Robert.S.Oil Well Stimulation* setiap 1000 gallon HCl 15% dapat melarutkan sebanyak 10.7 Cuft karbonat, maka dengan demikian dapat diketahui bahwa volume asam yang dibutuhkan untuk pengasaman adalah 4476,6 gallon atau sebesar 106,6 bbl.

Analisa laju produksi hasil pengasaman untuk sumur X menunjukkan aliran laju produksi sebelum dilakukannya *matrix acidizing* menunjukkan bahwa aliran produksi *liquid* 117 BLPD, KA sebesar 21 %, sedangkan berdasarkan dari data potensial seharusnya sumur X bisa memproduksi jauh dari angka yang sudah diproduksi. Maka setelah di lakukannya *matrix acidizing* sumur X mengalami kenaikan jumlah produksi menjadi 347,289 BLPD. Berdasarkan perhitungan kurva IPR dengan metode *standing* yang ditunjukkan pada **Tabel 7** dan **Gambar 5**, didapatkan hasil laju alir *maximum* (Q_{max}) pada saat sebelum stimulasi didapatkan hasil 124,75 BLPD, dan Q_{max} setelah stimulasi didapatkan hasil 368,657 BLPD. *Flow Efficiency* (FE) sebelum stimulasi 0,999 dan sesudah stimulasi 1,001, dimana $FE < 1$ terjadi kerusakan dan $FE > 1$ sudah mengalami perbaikan dan pada sumur ini telah mengalami kenaikan karena sudah dilakukan stimulasi, *Skin* sebelum stimulasi sebesar 4,31 dan sesudah stimulasi sebesar -12,43, dimana $S > 0$ mengidentifikasi sumur mengalami kerusakan, $S = 0$ mengidentifikasi tidak terjadi kerusakan, $S < 0$ mengidentifikasi sumur sudah mengalami perbaikan, serta *Productivity Index* (PI) sebelum stimulasi sebesar 0,2 *bbl/day/psi* dan sesudah stimulasi 0,5 *bbl/day/psi*, dari keempat nilai indikator diatas tidak terjadi kerusakan sumur maka bisa disimpulkan bahwa job stimulasi dengan metode *matrix acidizing* pada sumur X field Y berhasil.

KESIMPULAN

Dari hasil analisa perhitungan stimulasi sumur menggunakan metode *Matrix pada Sumur X Lapangan Y* peneliti menyimpulkan :

1. Jumlah *acid* yang digunakan dalam pekerjaan stimulasi dengan metode *matrix Acidizing* ini sebanyak 4476,6 gal HCl 15% / 106,6 bbl.
2. Aliran laju produksi *liquid* maksimal sebelum dilakukannya *acidizing* sebesar 124,275 BLPD dan laju produksi sesudah stimulasi sebesar 368,657 BLPD, *Flow Efficiency* (FE) sebelum stimulasi 0,999 dan sesudah stimulasi 1,001, dimana $FE < 1$ terjadi kerusakan dan $FE > 1$ sudah mengalami perbaikan dan pada sumur ini telah mengalami kenaikan karena sudah di stimulasi, *Skin* sebelum stimulasi sebesar 4,31 dan sesudah stimulasi sebesar -12,43 dimana $S > 0$ mengidentifikasi sumur mengalami kerusakan, $S = 0$ mengidentifikasi tidak terjadi kerusakan sumur, $S < 0$ mengidentifikasi sumur sudah

mengalami perbaikan, serta *Productivity Indeks* (PI) sebelum stimulasi sebesar 0,2 *bbl/day/psi* dan sesudah stimulasi 0,5 *bbl/day/psi*, dari keempat nilai indikator diatas maka bisa disimpulkan bahwa job stimulasi dengan metode *matrix acidizing* pada sumur X field Y berhasil.

REFERENSI

- [1] M. J. Economides, K. G. Nolte. *Reservoir Stimulation*, 3 nd. USA: Wiley Publishing Inc 2000. pp 15-20.
- [2] L. Quintero, "A Review on fluid Technology for Near Wellbore Remediation", Baker Hughes, *SPE Paper* 199079, 2020.
- [3] S. Wilson, P. Hammonds, G. M. Graham, D. Nichols, H. B. A. Bellio, F. J. Azuddin, Y. A. Sazali, A. S. M. Sauri, "Modelling of Stimulation Fluid Placement and Flow in Carbonate Reservoirs", *SPE Paper* 208804, Februari, 2022.
- [4] R. S. Schechter, *Oil Well Stimulation*, New Jersey, Prentice Hall. Engle Wood Cliffs, 1992.
- [5] K. Amru, N. F. Prakoso, H. Kusuma, R.G. Afandi, A. N. Muklas, "Matrix Acidizing at Sandstone and Limestone With Chelating Acid System", *Jurnal IATMI*, Medco E & P, Indonesia, 2018.
- [6] M. P. Schwabert, M. S. Aljawad, "Decision Criterion for acid Stimulation Method in Carbonated Reservoir", *SPE Paper* 199236, Juni 2020.
- [7] M. R. M. Pratama, D. Sulistyanto, G. Yasmaniar, "Evaluasi Keberhasilan Matrix Acidizing untuk menghilangkan kerusakan Formasi Pada Sumur A-1 Lapangan Panas Bumi Wayang Windu", *Petro Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, Oktober, 2022.
- [8] M. A. Al-Rekabi, A. Aktebanee, A. S. Al Ghaffari, T. Saleem, "Carbonate Matrix Acidizing Efficiency from Acidizing Induced Skin Point of View: Case Study in Majnoon Oilfield", *IPTC paper* 20006-Ms, 13-15 Januari, 2020.
- [9] A. W. Wibowo, A. Y. Suseno, S. Wulandari, "Evaluation of Matrix acidizing program to increase production Profile of X-25 well Y field", *IATMI*, 2018.
- [10] I. Khursid, E. W. Al-Shalabi, H. Al-Attar, UAE Univeristy, "A New Insight into Modeling of Wormhole Propagation in the Presence of Asphaltene for Carbonates", *Paper SPE* 203248, 2020.
- [11] Heriot Watt University, *Departement of Petroleum Engineering 2nd*, Examination For The Degree; *Pertroleum Engineering*, 1999.
- [12] *Paper Acidizing Seminar*. British Petroleum, 2019.

KETERANGAN

| | |
|-----|---|
| Qo | = Laju Alir minyak, STB/hari |
| h | = Ketebalan lapisan, ft |
| k | = Permeabilitas, md |
| Bo | = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB |
| Pwf | = Tekanan alir dasar sumur, <i>Psi</i> |
| Pr | = Tekanan reservoir, <i>psi</i> |
| re | = Jari-jari pengurusan sumur, ft |
| rw | = Jari-jari sumur, ft |
| OH | = Diameter open hole, inch |

IBV = *Intial Bulk Volume, Cuft*
NBV = *Net Intial Bulk Volume, Cuft*
TBV = *Target Bulk Volume, Cuft*
NTCS = *Net Target Carbonat Solved, Cuft*
VCS = *Volume Carbonat Solved, Cuft*
PI = *Produktivty Indeks, bbl/day/psi*
QL = *Laju produksi liquid, BLPD*