

ANALISA HASIL ACIDIZING TREATMENT UNTUK MENANGGULANGI SCALE CaCO_3 DALAM UPAYA MENGOPTIMALKAN KEMAMPUAN BERPRODUKSI SUMUR R-11 PT. PERTAMINA EP ASSET 2 LIMAU FIELD

THE RESULT ANALISYS OF ACIDIZING TREATMENT FOR TAKLING SCALE CaCO_3 IN EFFORT TO OPTIMIZE THE ABILITY WELL R-11 PRODUCTION IN PT. PERTAMINA EP ASSET 2 LIMAU FIELD

Realita Christi Kinasih¹, Muhammad Amin², dan Ubaidillah Anwar Prabu³
¹²³Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya,
Jl. Raya Palembang-Prabumulih KM.32 Indralaya Sumatera Selatan, Indonesia
Telp/Fax. (0711) 580137 ; Email : realita.christi@yahoo.com

ABSTRAK

Seiring berjalannya waktu, produksi minyak pada sumur R-11 mengalami penurunan dimana laju produksi pada tanggal 5 Februari 2013 sebesar 600 BLPD menjadi 264 BLPD pada 11 Februari 2013. Salah satu penyebab terjadinya penurunan produksi adalah terbentuknya endapan scale yang dapat menghambat aliran fluida baik pada zona perforasi, tubing atau flowline, maupun pada peralatan permukaan. Scale merupakan endapan yang terbentuk karena proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung pada air formasi. Untuk mengatasi scale dan diharapkan dapat meningkatkan produksi maka dilakukan stimulasi dengan metode acidizing. Acidizing adalah proses pelarutan material batuan yang terdapat disekitar zona perforasi. Dalam pelaksanaan acidizing terdapat 3 tahap utama yaitu pickle job, acid job dan swab. Pickle job merupakan kegiatan membersihkan tubing dari endapan atau korosi sebelum dilakukannya acidizing. Chemical yang digunakan adalah KCl dengan konsentrasi 2% . Setelah pickle job maka selanjutnya melakukan acid job, yang bertujuan untuk menghilangkan scale pada zona perforasi. Chemical yang digunakan adalah HCl dengan konsentrasi 15%. Setelah acid bereaksi dengan scale, maka selanjutnya dilakukan swab untuk mengeluarkan chemical acid. Apabila air formasi bernilai PH : 7 dan Cl : 11k maka swab selesai. Setelah melakukan proses acidizing maka scale yang menghambat fluida menjadi larut, sehingga aliran fluida menjadi lancar dan produksi pun meningkat menjadi 1248 BLPD. Indikator keberhasilan pelaksanaan stimulasi acidizing dapat dilihat dari peningkatan laju produksi (Q), kurva Inflow Performance Relationship (IPR), dan Productivity Index (PI).

Kata kunci : scale, acidizing, chemical

ABSTRACT

Over time, oil production in well R-11 will decrease which the production rate decline on February 5, 2013 have 600 BLPD to 264 BLPD on February 11,2013. One of cause decrease is there are scale which inhibit fluide flow at perforation zone, tubing or flowline, and surface facilities. Scale are water soluble chemical that precipitate out of solution in response to changes in condition or the mixing of incompatible waters. To overcome the scale and isexpected to increase production is done by acidizing stimulation. Acidizing is the process of dissolving the rock material around perforation zone. Acidizing treatment have three main step are pickle job, acid job and swab. Pickle job is an activity to clean the tubing from sludge or corrosion before treatment. Chemical that is used KCl with concentration 2%. After that, the next job is acid job, which aims to eliminate scale on perforation zone. HCl with concentration 15% is used. After acid reacts with scale, do swab to remove chemical acid. If the formation water pH-value: 7 and Cl: 11k then the swab is completed. After acidizing process, the scale that inhibits fluid becomes soluble, so that the fluid flow to be smooth and production was increased to 1248 BLPD. Indicators of successful implementation of acidizing stimulation can be seen from the increase in production rate (Q), the curve Inflow Performance Relationship (IPR), and the Productivity Index (PI).

Keywords : scale, acidizing, chemical

1. PENDAHULUAN

Selain dari penurunan tekanan reservoir, menurunnya laju produksi dapat disebabkan karena adanya *formation damage* yang terjadi akibat aktivitas pemboran, injeksi, maupun aktivitas produksi. Masalah yang sering terjadi adalah terbentuknya endapan scale yang akan menghambat aliran fluida baik pada zona perforasi, tubing atau *flowline*, maupun pada peralatan permukaan. Scale adalah endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi [1].

Dalam mengidentifikasi jenis scale yang terbentuk dapat digunakan beberapa cara perhitungan, salah satunya dengan menentukan nilai *scaling indeks* dengan menggunakan Metode *Stiff and Davis* [2]. Dengan prosedur yaitu mempersiapkan data analisa air formasi yang didapat berdasarkan hasil laboratorium. Kemudian hitung ionic strength masing-masing ion dengan mengalikan konsentrasi ion dengan faktor konversinya, dapat dilihat pada Tabel 1, lalu jumlahkan ionic strength masing-masing ion untuk memperoleh ionic strength total (μ) dan tentukan harga K, konstanta yang diperoleh dari grafik hubungan ionic strength dan temperatur.

Kemudian tentukan harga pCa^{2+} (mg/lit) berdasarkan konsentrasi Ca^{2+} dengan menggunakan persamaan :

$$pCa^{2+} = 4.5997 - 0.4337 \ln [Ca^{2+}] \tag{1}$$

Lalu tentukan harga $pAlk$ berdasarkan konsentrasi CO_3^{2-} dan HCO_3^- (mg/lit) dengan menggunakan persamaan :

$$pAlk = 4.8139 - 0.4375 \ln [CO_3^{2-} + HCO_3^-] \tag{2}$$

Kemudian hitung Scaling Index dengan persamaan :

$$SI = pH - (K - pCa^{2+} + pAlk) \tag{3}$$

Apabila nilai $SI > 0$ maka $CaCO_3$ cenderung mengendap terendapkan, $SI = 0$ maka larutan jenuh dengan $CaCO_3$, sedangkan apabila $SI < 0$ maka endapan $CaCO_3$ tidak akan terbentuk.

Adapun solusi yang dapat digunakan untuk mengatasi sumur yang mengalami penurunan produksi akibat adanya scale adalah melakukan proses perbaikan terhadap sumur atau yang dikenal dengan stimulasi. *Acidizing* merupakan salah satu proses perbaikan terhadap sumur (stimulasi) untuk menanggulangi atau mengurangi *formation damage* dalam upaya peningkatan laju produksi [3-4].

Acidizing bertujuan untuk menghilangkan pengaruh penurunan permeabilitas formasi akibat dari *formation damage* dengan cara memperbesar pori-pori batuan dan melarutkan partikel-partikel penyumbat pori-pori batuan dengan menginjeksikan sejumlah asam ke dalam sumur atau lapisan produktif dengan harapan laju produksi kembali meningkat [5]. Jenis asam yang sering digunakan untuk menanggulangi scale adalah *Hydrochloric Acid* (HCl). HCl bereaksi dengan formasi karbonat sehingga sangat efektif digunakan untuk melarutkan scale karbonat [6]. Saat HCl bereaksi dengan karbonat maka akan membentuk chanel-chanel konduktif yang disebut dengan *wormhole*. Harga HCl relatif murah, mudah diangkut dan hasil reaksi terlarut dalam air. Sedangkan kerugiannya HCl memiliki sifat korosifitas tinggi maka dari itu penggunaan HCl biasanya ditambahkan dengan *additive* [7].

Tabel 1. Faktor Konversi $CaCO_3$

Ion	Faktor Konversi (10^{-5})
Na^+	2,2
Ca^{2+}	5,0
Mg^{2+}	8,2
Cl^-	1,4
HCO_3^-	0,82
SO_4^{2-}	2,1
CO_3^{2-}	3,3
Fe^{3+}	8,1

Acid additive digunakan untuk mencegah atau menanggulangi efek yang ditimbulkan dari proses *acidizing* pada peralatan produksi maupun pada formasi. Jenis-jenis *additive* yang sering digunakan yaitu *corrosion inhibitor*, *surfactant*, *iron control*, dan *mutual solvent*. Sebelum melakukan *acidizing treatment* perlu dihitung kapasitas *tubing*, *casing*, *annulus*, dan *net perforasi* yang diperlukan untuk menentukan volume *tubing*, volume *annulus*, dan volume *fluida* [8].

1. Kapasitas *Tubing* (bbl/ft)

$$KT = \frac{(Tubing ID)^2}{1029,4} \quad (4)$$

2. Kapasitas *Casing* (bbl/ft)

$$KC = \frac{(casing ID)^2}{1029,4} \quad (5)$$

3. Kapasitas *Annulus* (bbl/ft)

$$KA = \frac{|(casing ID)^2 - (tubing ID)^2|}{1029,4} \quad (6)$$

4. Volume *Tubing* (bbl)

$$VT = Panjang EOT \times KT \times 3,281 ft/m \quad (7)$$

5. Volume *Annulus* (bbl)

$$VA = Panjang EOT \times KA \times 3,281 ft/m \quad (8)$$

Setelah menentukan volume acid yang digunakan, selanjutnya dilakukan tahapan *acidizing* yang terdiri dari *pickling stage* yaitu tahap membersihkan kotoran yang berada pada *tubing* dan *flowline* yang berupa karat serta berfungsi untuk menghindari terjadinya korosi yang disebabkan oleh asam yang diinjeksikan. *Pre flush* yaitu tahap mendesak (*displace*) asam dalam rangkaian *tubing* dan *flowline* dengan menggunakan larutan *fluida*. *Flush* yaitu tahapan dimana larutan pelarut bereaksi dengan material penyumbat pori-pori batuan dan dilanjutkan dengan tahap perendaman. *Swab* yaitu tahap yang berguna untuk membersihkan sumur dari asam yang tidak bereaksi, material penyumbat, dan produksi hasil reaksi [9].

Setelah melakukan *acidizing treatment*, terdapat beberapa parameter yang digunakan dalam menentukan keberhasilannya, antara lain berdasarkan laju produksi, berdasarkan *Productivity Index (PI)*, dan *Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)* [10].

2. METODE PENELITIAN

Tahapan penelitian ini terdiri dari studi literatur dan pengamatan lapangan dengan cara pengumpulan data sekunder. Penelitian ini membahas mengenai analisa keberhasilan *acidizing treatment* dalam menanggulangi *scale CaCO₃* dalam upaya mengoptimalkan kemampuan berproduksi pada suatu sumur.

Data sekunder diperoleh dari arsip dan data-data yang sudah ada di perusahaan yang digunakan sebagai kelengkapan dalam menyelesaikan penelitian, seperti data sumur yaitu waktu produksi, laju produksi, data teknis sumur, program kerja *acidizing*, dan karakteristik air formasi. Data yang telah didapat selanjutnya diolah menggunakan grafik yang merupakan hasil plot antar laju produksi dan waktu produksi yang kemudian dilakukan pemilihan periode produksi yang menunjukkan penurunan. Setelah memilih periode penurunan kemudian dilakukan analisa penyebab penurunan dan cara menanggulangnya agar menghasilkan laju produksi optimal yang didasari oleh literatur-literatur yang berhubungan dengan masalah tersebut.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Analisa Terbentuk dan Terakumulasinya *Scale CaCO₃*

Pembentukan *scale* secara umum selalu berhubungan dengan air formasi, maka itu perlu diketahui karakteristik dari air formasi tersebut. Karakteristik air formasi yang perlu diketahui adalah komposisi ion-ion dari air formasi yang membentuk endapan *scale* yang didapatkan berdasarkan data laboratorium seperti pada Tabel 2.

Tabel 2. Analisa Air Formasi

Ion		mg/l	mgeq/l	% react, value
Natrium	Na ⁺	5811.28	252.66	48.64
Calcium	Ca ²⁺	40.00	2.00	0.38
Magnesium	Mg ²⁺	60.80	5.00	0.96
Karbonat	CO ₃ ⁻	90.00	3.00	0.58
Bikarbonat	HCO ₃ ⁻	3050.00	50.00	9.62
Sulfat	SO ₄ ²⁻	2.00	0.04	0.01
Chlorida	Cl ⁻	7337.85	206.70	39.79
Besi	Fe ³⁺	1.44	0.08	0.01

Tabel 3. Hasil Analisa Air Formasi

No.	PARAMETER	NILAI
1	<i>Ionic Strenght</i> (μ)	0,265092 mg/lt
2	K	2,88
3	pCa ²⁺	2,9999 mg/lt
4	pAlk	1,2912 mg/lt

Untuk menentukan adanya kecenderungan terbentuknya *scale* CaCO₃ pada formasi adalah menghitung nilai *Scale Indeks* (SI). Namun terlebih dahulu menentukan nilai *Ionic Strenght* (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 3.

Setelah didapatkan nilai parameter maka selanjutnya menentukan nilai *Scale Indeks* (SI) dengan memasukkan nilai ke dalam rumus. Maka didapatkan nilai SI = 1,05 dimana nilai ini mengindikasikan endapan CaCO₃ cenderung terendapkan.

Salah satu syarat guna keberhasilan menghilangkan *scale* adalah mengetahui dimana *scale* terbentuk, karena *scale* dapat terakumulasi di bawah permukaan, peralatan produksi maupun di atas permukaan. Pada sumur R-11 penyebab terbentuknya endapan *scale* karena adanya penurunan tekanan. Penurunan tekanan terjadi pada reservoir ke lubang sumur, pompa esp, dan tubing. Parameter sederhana yang dapat digunakan untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan adalah data tekanan pump intake, laju produksi sumur harian dan fluid level (data sonolog).

Pada 3 Februari 2013 laju produksi sebesar 600 blpd / 90 bopd / 85% dan fluid level di 626 meter. Pada tanggal 11 Februari 2013 laju produksi menjadi 674 blpd / 50 bopd / 81% dan fluid level di 573 meter. Laju produksi mengalami penurunan tetapi fluid level mengalami kenaikan sehingga dapat disimpulkan adanya hambatan antara pompa ke tubing yang mengakibatkan kinerja pompa berkurang.

3.2 Acidizing Treatment

Untuk mengatasi *scale* dan menaikkan kembali laju produksi, maka dilakukan proses *acidizing* yaitu penginjeksian *acid* agar *scale* yang menghambat dapat terlarutkan. Besarnya pemakaian fluida yang akan dipakai pada proses *acidizing treatment* dihitung berdasarkan kapasitas tubing, casing, annulus, net perforasi yang diperlukan untuk menentukan volume tubing, volume annulus, dan volume displacement. Data sumur "X" sebagai berikut :

- End Of Tubing : 5791,0 ft
- Tubing Size : 2,875 in (OD); 2,441 in (ID)
- Casing Size : 7 in (OD); 6,366 in (ID)

1. Perhitungan Kapasitas *Tubing* dapat dihitung menggunakan persamaan (4) :

$$\begin{aligned} \text{- Diameter Tubing} &= 2,441 \text{ (ID)} \\ \text{- Kapasitas Tubing (bbl/ft)} &= \frac{(\text{Diameter Tubing})^2}{1029,4} \\ &= \frac{(2,441 \text{ inch})^2}{1029,4} \\ &= 0,0058 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

2. Perhitungan Kapasitas *Casing* dihitung menggunakan persamaan (5) :

$$\begin{aligned} \text{- Diameter Casing} &= 6,366 \text{ (ID)} \\ \text{- Kapasitas Casing (bbl/ft)} &= \frac{(\text{Diameter})^2}{1029,4} \\ &= \frac{(6,366)^2}{1029,4} \\ &= 0,0392 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

3. Perhitungan Kapasitas *Annulus* dihitung menggunakan persamaan (6) :

$$\begin{aligned} \text{- Kapasitas Annulus (bbl/ft)} &= \frac{[(\text{casing ID})^2 - (\text{tubing ID})^2]}{1029,4} \\ &= \frac{[(6,366)^2 - (2,44)^2]}{1029,4} \\ &= 0,0336 \text{ bbl/ft} \end{aligned}$$

4. Perhitungan Volume *Tubing* dihitung menggunakan persamaan (7) :

$$\begin{aligned} \text{Panjang EOT} &= 5791 \text{ ft} \\ \text{Kapasitas Tubing} &= 0,0058 \text{ bbl/ft} \\ \text{Volume Tubing} &= \text{Panjang EOT} \times \text{Kapasitas Tubing} \\ &= 5791 \text{ ft} \times 0,0058 \text{ bbl/ft} \\ &= 33,5 \text{ bbl} \end{aligned}$$

5. Perhitungan Volume *Annulus* dihitung menggunakan persamaan (8) :

$$\begin{aligned} \text{Top Perforation to EOT} &= 16,4 \text{ ft} \\ \text{Kapasitas Casing} &= 0,0392 \text{ bbl/ft} \\ \text{Volume Annulus} &= \text{Top Perforation to EOT} \times \text{Kapasitas Casing} \\ &= 16,4 \text{ ft} \times 0,0392 \text{ bbl/ft} \\ &= 0,64 \text{ bbl} \end{aligned}$$

6. Perhitungan Volume *Displacement* dengan menggunakan persamaan :

$$\begin{aligned} \text{Volume Tubing} &= 33,5 \text{ bbl} \\ \text{Volume Annulus} &= 0,64 \text{ bbl} \\ \text{Volume Displacement} &= \text{Volume Tubing} + \text{Volume Annulus} \\ &= 33,5 \text{ bbl} + 0,64 \text{ bbl} \\ &= 34,1 \text{ bbl} \end{aligned}$$

Acidizing dilakukan pada tanggal 13 Februari – 20 Februari 2013. Didalam pelaksanaan *acidizing treatment* ini dibagi menjadi tiga tahap utama, yaitu *Pickle Job*, *Main Acid Job*, dan *Swab*. Dalam setiap tahapan dari *acidizing* ini memiliki fungsi masing-masing yang memiliki tujuan utama untuk memperbaiki produktivitas formasi yang diasamkan.

a. *Pickle Job*

Merupakan kegiatan untuk membersihkan tubing dari endapan atau korosi sebelum proses *acidizing* dilakukan. Dalam pekerjaan *acidizing* ini di gunakan tubing 2 7/8", dengan packer 7" yang akan di set pada kedalaman 1755 m. Jumlah volume tubing sepanjang 1765 m adalah 33.5 bbl, nilai ini digunakan untuk *pickle tubing*, karena acid untuk *pickle tubing* tidak boleh keluar dari lubang string. Menggunakan 10 bbl larutan HCl 7.5% dan *displace* dengan larutan KCl 2% 23 bbl sampai di ujung rangkaian dan dilakukan sirkulasi balik menggunakan KCl 2% ± 60 bbl melalui annulus lalu larutan asam ini akan keluar melalui tubing. Pada saat *pickle job*, packer belum diset. KCl di gunakan karena kandungannya yang relatif aman terhadap formasi, bila menggunakan air asin kandungan mineral yang terkandung di dalamnya di takutkan bisa menghasilkan reaksi samping dan menyebabkan damage yang baru.

Setelah chemical dikeluarkan, selanjutnya packer diset dan menguji kekuatan packer dengan 500 psi selama 10 menit. Kemudian *injectivity test* dengan 2% KCL, didapat tekanan terakhir sebesar 600 psi dan rate 0.7 bpm.

b. *Main Acid Job*

Setelah tekanan dan rate terakhir diketahui selanjutnya adalah *main acid job*. Pada tahap ini akan dipompakan 38 bbl 15% HCL. Tujuan dari penginjeksian adalah untuk melarutkan scale yang terbentuk.

Pada job stimulasi ini packer tidak di set setelah *pickle tubing*, tetapi di set setelah acid mengisi volume string yaitu sebesar 33 bbl. Kemudian set packer, masukan kembali 5 bbl acid lalu *displace* menggunakan KCl 34 bbl, *displace* di lakukan agar semua asam yang ada di string tergantikan dengan KCl. Saat awal pemompaan acid tekanan di permukaan akan naik, namun setelah beberapa waktu tekanan akan turun hal ini di sebabkan karena asam bereaksi dengan scale.

c. *Swab*

Tunggu asam bereaksi dengan scale selama 4 jam, kemudian lakukan *swab* sumur untuk mengeluarkan asam, parameter yang di gunakan adalah PH dan Cl⁻, bila sudah mendapatkan properties air formasi (PH : 7 dan Cl⁻ : 11k) maka *swab* selesai. Kemudian cabut rangkaian tubing 2-7/8" + packer 7" dan masuk rangkaian pipa produksi berupa tubing 2 7/8" dengan pompa ESP, kemudian di produksikan seperti biasa.

3.3 Analisa Keberhasilan Acidizing

Tujuan utama dari *acidizing* adalah untuk meningkatkan laju produksi. Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah *acidizing* adalah salah satu indikator keberhasilan *acidizing*. Selain itu, indikator keberhasilan *acidizing* dapat berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan berdasarkan *Productivity Index* (PI).

3.3.1 Berdasarkan Laju Produksi

Analisa keberhasilan stimulasi *acidizing* berdasarkan laju produksi dapat dilihat dari laju produksi sumur tersebut dengan membandingkan laju produksi sebelum dan sesudah stimulasi *acidizing*.

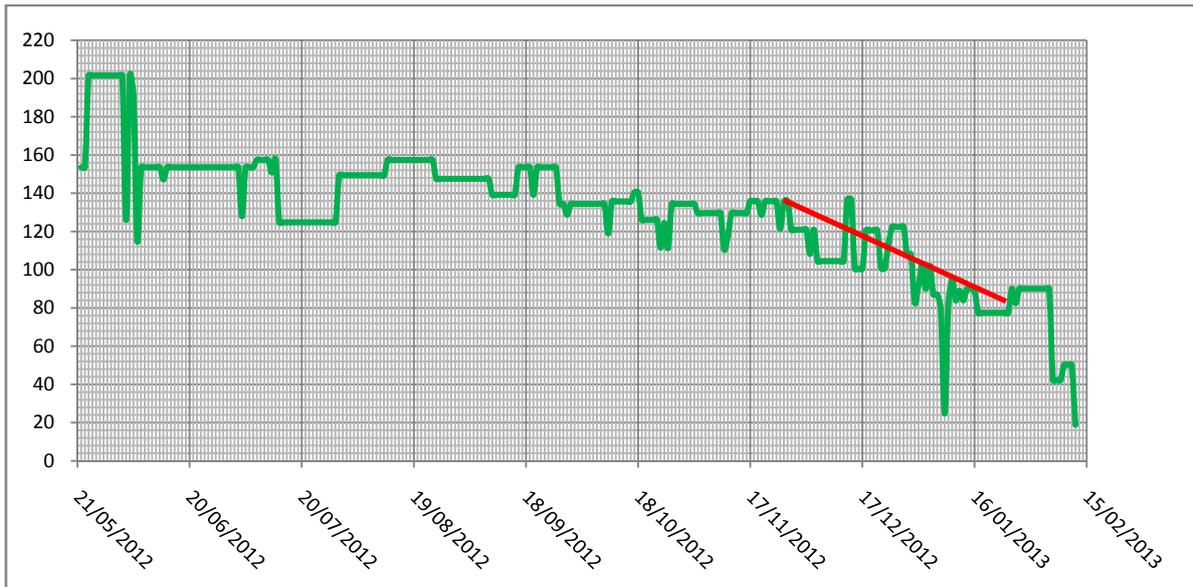
a. Sebelum *Acidizing*

Sumur R-11 adalah sumur yang sudah lama berproduksi. Laju produksi yang dianalisa adalah laju produksi dimulai pada tanggal 22 Mei 2012 hingga terakhir produksi sebelum *acidizing* tanggal 12 Februari 2013. Laju produksi sebelum *acidizing* dapat dilihat pada Gambar 1.

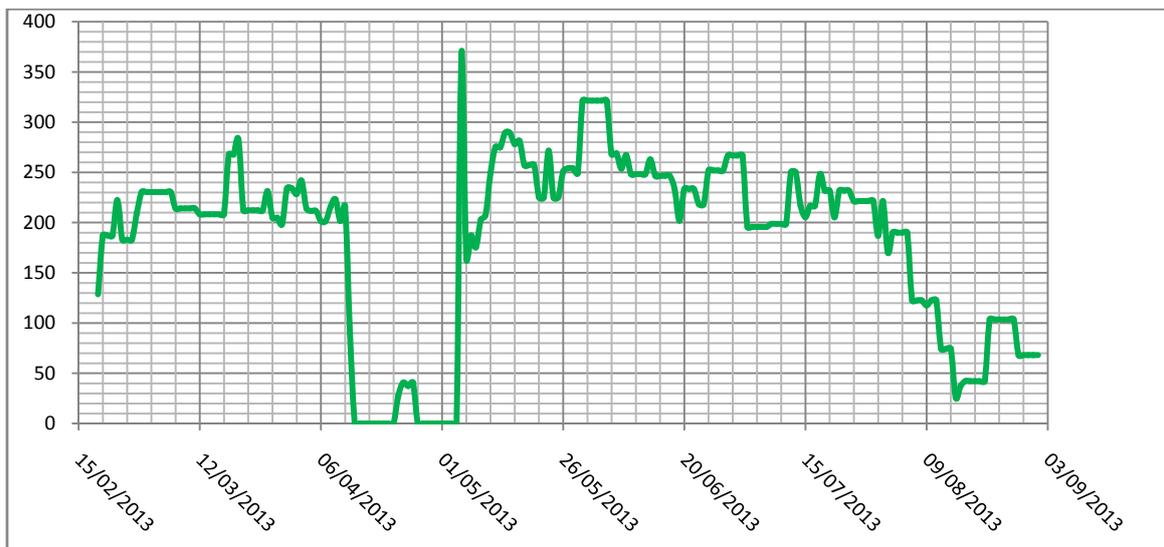
Dari rekam laju produksi sebelum dilakukan *acidizing*, besarnya laju produksi mengalami penurunan. Rata-rata laju produksi minyak sebelum dilaksanakan *acidizing*, tanggal 22 Mei 2012 sampai 12 Februari 2013 adalah 130 BOPD.

b. Setelah *Acidizing*

Analisa laju produksi setelah *acidizing* adalah untuk mengetahui besarnya laju produksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program *acidizing*. Indikator keuntungan dapat dilihat dari laju produksi minyak yang dihasilkan. Keberhasilan program stimulasi *acidizing* dapat dikatakan berhasil jika laju produksi meningkat dibandingkan laju produksi sebelum *acidizing*. Laju produksi setelah *acidizing* dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 1. Grafik Laju Produksi Sebelum Acidizing



Gambar 2. Grafik Laju Produksi Setelah Acidizing

Setelah melaksanakan program *acidizing*, tanggal 19 Februari sampai 1 September 2013, laju produksi sumur meningkat cukup tinggi, dengan rata-rata produksi sebesar 183,87 BOPD.

Berdasarkan analisa laju produksi dapat diketahui bahwa rata-rata produksi sumur R-11 mengalami kenaikan menjadi 183.87 BOPD dari 130 BOPD sebelum dilaksanakan program *acidizing*.

3.3.2 Berdasarkan Kurva IPR

a. Sebelum Acidizing

Data yang diketahui
 P_s : 1,665 Psi
 P_{wf} : 1,226 Psi
 PI : 1.4 B/D/Psi
 Q_{max} : 1,430 BFPD

b. Setelah Acidizing

Data yang diketahui
 Ps : 2,457 Psi
 Pwf : 1,721 Psi
 PI : 1.7 B/D/Psi
 Q max : 2,672 BFPD

Berdasarkan data yang telah diketahui dan perhitungan dengan persamaan Vogel maka hasil perbandingan yang didapatkan sebelum dan setelah acidizing dapat terlihat pada Tabel 4.

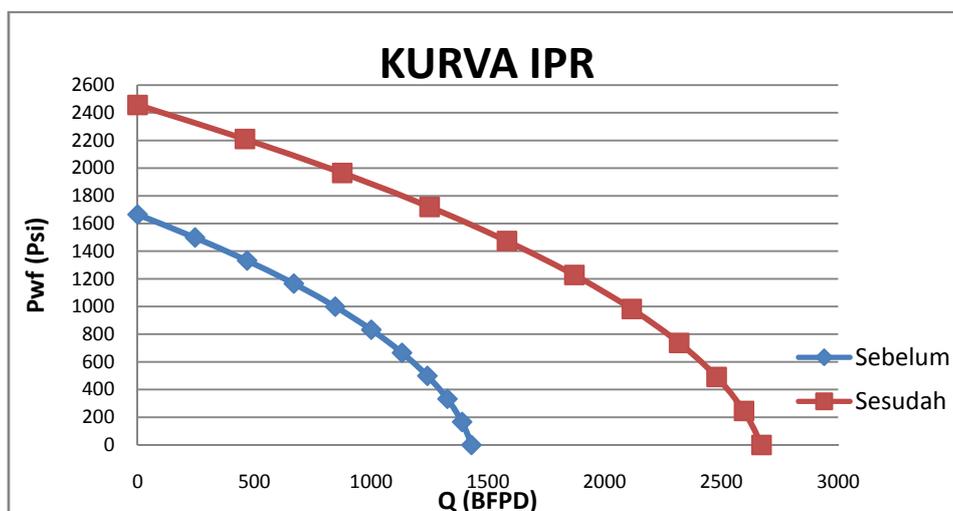
Hubungan antara laju produksi dengan tekanan alir sebelum dan sesudah *acidizing* mengalami peningkatan, dari 1430 BFPD menjadi 2672 BFPD

Berdasarkan hasil pembacaan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sebelum program stimulasi *acidizing* dilaksanakan, laju alir maksimumnya (Q maks) = 1430 BFPD. Pada kurva IPR sesudah program *acidizing* diketahui laju alir maksimum (Q maks) = 2672 BFPD. Hasil perbandingan berdasarkan kurva IPR dapat dilihat pada Gambar 3. Dari kurva IPR juga didapat *Productivity Index* yang lebih besar dari sebelum dilaksanakan program acidizing, yaitu sebesar 1.7.

Berdasarkan hasil analisa laju produksi (rate), *Productivity Index* (PI) dan Qmaks yang di hasilkan dari kurva IPR maka program *acidizing* pada sumur R-11 dapat dikatakan berhasil. Hasil parameter dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 4. Perbandingan Data IPR Berdasarkan Perhitungan Vogel Sebelum dan Sesudah Acidizing

No.	Pwf/Ps	IPR SEBELUM ACIDIZING		IPR SETELAH ACIDIZING	
		Pwf (Psi)	Qo (BFPD)	Pwf (Psi)	Qo (BFPD)
1	0	0	1430	0	2672
2	0.1	166.5	1389.96	245.7	2597.184
3	0.2	333	1327.04	491.4	2479.616
4	0.3	499.5	1241.24	737.1	2319.296
5	0.4	666	1132.56	982.8	2116.224
6	0.5	832.5	1001	1228.5	1870.4
7	0.6	999	846.56	1474.2	1581.824
8	0.7	1165.5	669.24	1719.9	1250.496
9	0.8	1332	469.04	1965.6	876.416
10	0.9	1498.5	245.96	2211.3	459.584
11	1	1665	0	2457	0



Gambar 3. Perbandingan Kurva IPR Sebelum dan Sesudah Acidizing

Tabel 5. Hasil Keberhasilan Acidizing

Parameter	Sebelum acidizing	Sesudah acidizing
rata-rata produksi	130 Bopd	183.87 Bopd
PI	1.4	1.7
Q maks	1430 BFPD	2672 BFPD

4. KESIMPULAN

Berdasarkan uraian dan pembahasan sebelumnya maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Sumur R-11 memiliki laju produksi yang turun dari 600 BLPD / 90 BOPD / 85% menjadi 264 BLPD / 50 BOPD / 81%. Penurunan pada sumur R-11 dikarenakan terbentuknya scale di *tubing pump* sehingga kinerja pompa menjadi terhambat dan produksi menurun.
2. Untuk menanggulangi masalah scale yang terjadi pada sumur R-11 dilakukan stimulasi *acidizing* dengan 15% HCl dan chemical additive lain, seperti: corrosion inhibitor, mutual solvent, surfactant, dan 2% KCl.
3. Setelah dilaksanakan program *acidizing*, rata-rata produksi sumur R-11 mengalami kenaikan dari 130.25 BOPD menjadi 183.87 BOPD. Berdasarkan hasil pembacaan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), sebelum *acidizing* didapatkan laju alir maksimum (Q maks) = 1430 BFPD, mengalami kenaikan menjadi Qmaks = 2672 BFPD. *Productivity Index* (PI) setelah program *acidizing* mengalami kenaikan dari 1.4 menjadi 1.7

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Siswoyo, K. E. (2005). *Mekanisme Pembentukan dan Jenis Scale*. Yogyakarta : Jurusan Teknik Perminyakan. Fakultas Teknologi Mineral UPN Veteran.
- [2] Sari, R. P. (2011). *Studi Penanggulangan Problem Scale dari Near-Wellbore Hingga Flowline di Lapangan Minyak Limau*. Skripsi, Fakultas Teknik : Universitas Indonesia.
- [3] Economides, M. J. & K. G. N. (1989). *Reservoir Stimulation (Second Edition)*. Houston Texas : Schlumberger Educational Services.
- [4] Economides, M. J. & K. G. N. (1991). *Reservoir Stimulation (Third Edition)*. Houston Texas : Schlumberger Educational Services.
- [5] Willian, B. B., J. L. G. & R. S. S. (1979). *Acidizing Fundamentals*. Society of Petroleum Engineers of AIME.
- [6] Schechter, R. S. (1992). *Oil Well Stimulation*. New Jersey : Prenticehall, Englewood Cliffs.
- [7] Bambang, T. (2005). *Well Stimulation*. Jakarta : PT. Medco E & P Indonesia.
- [8] Angsori, R. (2013). *Evaluasi Keberhasilan Acidizing Dan Scale Inhibition Dalam Penanggulangan Scale Caco₃ Dengan Menggunakan Analisa Vogel Pada Sumur 'X' Di PT. Pertamina Ep Asset – I Field Jambi*. Skripsi, Fakultas Teknik : Universitas Sriwijaya.
- [9] Martin, T. (2007). *Acidizing Concept and Design*. Houston : BJ Services.
- [10] Latil, M. (1980). *Enhanced Oil Recovery*. Paris: Institute Francais Du Petrole Publication.