

## Evaluasi Kinerja Injeksi Air Menggunakan Analisa Fall-Off Test Dan Analisa Kualitas Air Menggunakan Metode Stiff-Davis Di Lapangan Selta

*Evaluation Of Water Injection Performance By Using Fall-Off Test And Water Quality  
Analysis By Using Stiff-Davis Method At Selta Field*

Irfan NoftaVeri

Mahasiswa Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau  
Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 Pekanbaru-28284

[Irfan\\_nveri@yahoo.com](mailto:Irfan_nveri@yahoo.com)

---

### Abstrak

*Waterflood* merupakan salah satu metode peningkatan perolehan minyak tahap kedua (*Secondary Recovery*) dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir yang bertujuan memberikan tambahan tekanan. Untuk menentukan karakteristik formasi, kerusakan atau perbaikan formasi pada sumur injeksi digunakan analisa Fall-off Test (FOT). Sedangkan untuk menganalisa kualitas air, digunakan analisa *Scaling Index* dan kandungan minyak pada air. Dalam penelitian ini analisa perhitungan FOT dilakukan dengan menggunakan metode *Horner Manual* yang di *Improve* dengan *Software Ecrin V4.12.06 (Saphir)* sehingga diperoleh hasil yang lebih teliti dan mencapai tingkat kepercayaan *High Confidence Level*. Sedangkan untuk menganalisa *Scaling Index* digunakan metode *Stiff & Davis*.

Dari hasil analisa FOT pada ketiga sumur yaitu : Sumur Num-04, Num-05 dan Num-06 yang mengalami kerusakan adalah sumur Num-05, dengan nilai rata-rata *Skin Factor* sebesar 111 sehingga harus dilakukan stimulasi untuk pengembangan selanjutnya. Sumur Num-05 yang mewakili Area 5 menggunakan air yang berasal dari GS 5, dimana hasil perhitungan *Scaling Index* untuk sumur-sumur Area 5 tergolong tinggi dibandingkan dengan Area 4 dan Area 6. Maka penggunaan *Scale Inhibitor* pada sumur-sumur Area 5 sangat dianjurkan. Kasus pada sumur Num-04 dan Num-06 mengalami perekahan formasi karena tekanan injeksi jauh melebihi tekanan rekah formasi. Untuk itu disarankan agar pada saat dilakukan injeksi tekanan yang diberikan harus sedikit lebih rendah dari tekanan rekahnya.

Dari data kandungan minyak dalam air, rata-rata kandungan minyak pada *Disposal Water* pada GS 4, GS 5 dan GS 6 tidak melebihi baku mutu limbah cair yang ditetapkan oleh Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup yaitu 25 PPM.

Kata kunci : *Waterflood, Scaling Index, Fall-off Test, Scale Inhibitor, Improve, tekanan rekah*

### Abstract

*Waterflood* is one of improve oil recovery methods that belong to secondary recovery by injecting water into reservoir in order to support the reservoir pressure. Fall-off Test is using For determining formation characteristic, formation damage and stimulation to injection well, whereas *Scaling Index Analysis* is using for analyzing water quality and oil content in water injection.

In this final project, FOT analysis which have been made by using *Horner Manual Method* improving with *Software Ecrin V4.12.06 (Saphir)*. So that, the results of FOT analysis are more accurate dan reach high confident level data. Whereas *Stiff and Davies method* is used to analyze the *Scaling Index*.

Num-05 is on damage condition according to FOT analysis result at Num-04, Num-05 and Num-06, with average skin factor is 111, so that it needs stimulation for recuring the well condition and also for the next

development. Base on Scaling Index determining, Num-05, which representative of Area 5, has highest Scaling Index among the wells. So that, it needs scale inhibitor injection to reduce the scale appearance at the well on Area 5. There are fracturing cases at Num-04 and Num-06. It happen because injection pressure at those wells are much bigger than formation fract-pressure. So that, it recommend to set injection pressure lower than formation fract-pressure.

From oil content data, average the oil content in disposal water at GS 4, GS 5 and GS 6 are not more than the Ministry of Environment's regulation. Because the oil content at Beach GS are lower than 25 PPM.

*Key Word : Waterflood, scaling index, Fall-off Test, Scale Inhibitor, Improve, Fract-Pressure.*

---

## **I. PENDAHULUAN**

Injektivita satau kemampuan suatu sumur injeksi untuk menginjeksikan air akan semakin berkurang dengan semakin lamanya air di injeksikan ke reservoir. Hal ini dapat dimengerti karena semakin lama suatu sumur menginjeksikan air maka akan semakin besar pula kemungkinan terjadi kerusakan pada sumur tersebut. Selain itu akan muncul pula faktor-faktor lain yang akan menghambat proses injeksi itu sendiri seperti masalah *Scale*, kerusakan formasi, terjadinya perekahan akibat tekanan yang terlalu besar dan sebagainya.

Untuk mengetahui injektivitas dan keberhasilan dari perbaikan atau tindakan-tindakan pencegahan pada sumur yang telah dilakukan, maka perlu dilaksanakan pengujian sumur (*Well Testing*) pada sumur injeksi yaitu *Fall-Off Test*. Hasil dari *Fall-Off Test* kemudia dianalisa menggunakan *Software* sehingga diperoleh karakteristik reservoir yang diinginkan, hasil perhitungan dari *Software* dapat dibandingkan dengan perhitungan secara manual. Salah satu hasil dari pengujian *Fall-Off Test* adalah untuk mengetahui apakah sumur mengalami kerusakan atau telah mengalami perbaikan di sekeliling lubang sumur. Hasil faktor kerusakan yang diperoleh dari *Fall-Off Test* dipengaruhi oleh tekanan rekah formasi, oleh karena itu saat dilakukan injeksi tekanan injeksi yang diberikan tidak boleh melebihi tekanan rekah.

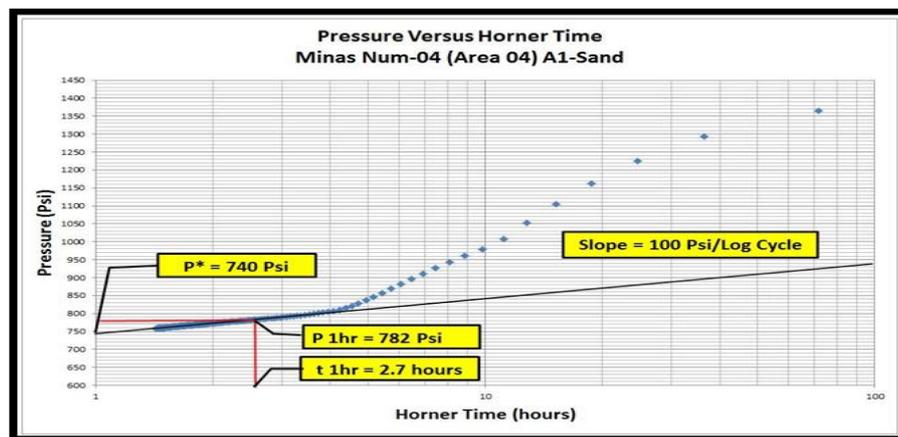
Dalam proses penginjeksian air, kualitas air yang di injeksikan merupakan salah satu faktor penting dalam meminimalisir kerusakan formasi, seperti adanya kandungan minyak di dalam air injeksi serta pembentukan *Scale* yang berhubungan dengan kadar kelarutan komponen dalam air formasi. Oleh karena itu harus dilakukan analisa *Scaling Index* pada setiap sumur injeksi secara berkala. Salah satu metode yang digunakan untuk menghitung *Scaling Index* adalah metode *Stiff-Davis*. Setelah analisa kinerja injeksi dan kualitas air dilakukan, proses *Maintenance* akan mudah dilakukan pada suatu lapangan.

## **II. METODE PENELITIAN**

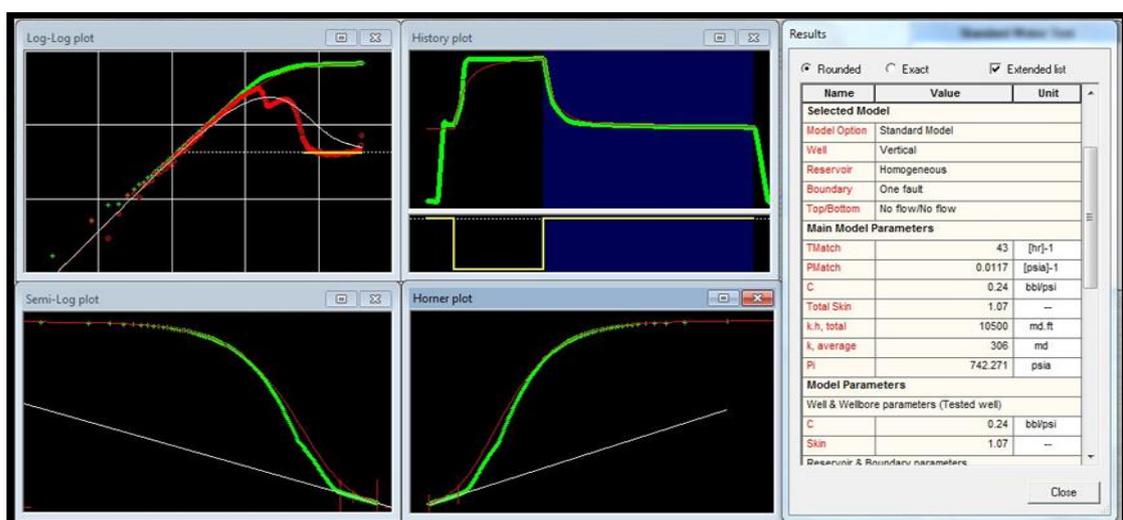
Well Testing merupakan suatu kegiatan untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi atau menginjeksikan. Apabila pengujian ini dirancang secara

baik dan memadai, kemudian hasilnya dianalisa secara tepat, maka akan banyak sekali informasi-informasi yang sangat berharga yang akan didapatkan seperti permeabilitas, kerusakan atau perbaikan formasi, tekanan reservoir dan sebagainya. Pada proses injeksi, sering kali terjadi kerusakan formasi akibat dari tidak bagusnya kualitas air yang digunakan sehingga akan mengakibatkan terendahnya Scale pada sekitar dinding formasi.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah analisa Fall-Off Test (FOT) yang dihitung menggunakan metode horner manual yang kemudian di Improve menggunakan Software Shapir, untuk menentukan kinerja injeksi air dan menggunakan analisa ScalingIndex menggunakan metode Stiff-Davis. Analisa FOT dilakukan pada tiga buah sumur yaitu NUM-04, NUM-05 dan NUM-06 yang masing-masing mewakili satu area dilapangan Selta. Untuk analisa ScalingIndex dan Oil Content dilakukan pada beberapa sumur dari masing-masing area yang memperoleh *Support Water* dari *Gathering Station* yang berbeda setiap areanya.



Gambar 1. Hasil plot *Resample Data* tekanan versus *Horner Time*



Gambar 2. Hasil dari analisa *Fall-off Test* menggunakan *Saphir*

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam mengevaluasi kualitas dan kinerja injeksi air di Lapangan Selta tidak hanya digunakan analisa *Fall-Off Test*, tapi juga dibutuhkan analisa terhadap parameter lain. Seperti dalam mengevaluasi kandungan  $\text{CaCO}_3$  yang menyebabkan terbentuknya *Scale* pada dinding formasi, serta mengevaluasi bagaimana pengaruh kandungan minyak sisa yang terdapat dalam air yang digunakan untuk injeksi. Pada *Fall-Off Test* juga harus diperhatikan bagaimana peran tekanan yang diberikan terhadap sumur injeksi sehingga tidak menyebabkan adanya perekahan pada formasi.

Untuk analisa *Fall-Off Test* dilakukan pada tiga buah sumur yaitu Num-04 yang mewakili area 4, sumur Num-05 yang mewakili area 5 dan sumur Num-06 yang mewakili Area 6. Dimana, masing-masing area menggunakan jenis dan komposisi air yang berbeda yang di *Support* oleh GS 4, 5 dan 6.

#### Analisa Air Injeksi pada Area 4

Pada analisa *Fall-Off Test* (FOT) yang dilakukan di Area 4, diwakili oleh hasil pengujian dari satu sumur yaitu sumur Num-04. Pada saat dilakukan FOT sumur Num-04 hanya dibuka pada lapisan *A1 Sand* dengan *Top Sand* pada kedalaman 2344 ft TVDSS. *A1 Sand* diperforasi pada interval 2353-2407 ft TVDSS dengan harga porositas sebesar 0.219, ketebalan formasi 34.3 ft dan jari-jari sumur 0.3 ft. Analisa FOT dilakukan dari tahun 2007 hingga tahun 2011 sehingga akan mempermudah melihat performa sumur dan kualitas air injeksi terhadap perubahan waktu. Disebelah timur sumur Num-04 dengan jarak 196.8 ft terdapat suatu patahan yang mempengaruhi area investigasi saat dilakukan test, sehingga *Boundary Model* yang cocok digunakan pada *Saphir* adalah “*One Fault*”.

Berikut hasil analisa FOT pada sumur Num-04 yang dihitung secara analisa manual dan di *Improve* menggunakan analisa *Software* :

**Tabel 1.** Hasil analisa FOT pada sumur Num-04

| WellName | Area | Testing Date   | Formation Pressure | Fract Pressure | Sand Survey | Permeability (k) | Skin Factor (S) |
|----------|------|----------------|--------------------|----------------|-------------|------------------|-----------------|
| NUM-04   | A04  | March 31, 2007 | 1424.6             | 1141.9         | A1          | 247              | 0.72            |
|          |      | March 23, 2008 | 1457.6             |                |             | 247              | -0.17           |

|  |  |                     |        |  |  |     |       |
|--|--|---------------------|--------|--|--|-----|-------|
|  |  | July 03,<br>2009    | 1459.6 |  |  | 306 | 1.07  |
|  |  | January<br>15, 2011 | 1500.6 |  |  | 317 | -0.45 |

Dari data diatas, terlihat bahwa nilai *Skin* untuk sumur Num-04 tergolong bagus dan tidak mengalami kerusakan, hal ini dapat dilihat bahwa nilai *Skin* dan permeabilitas cukup konsisten. Akan tetapi, pada saat dilakukan tes tekanan yang diberikan lebih besar dari pada tekanan rekah formasi sehingga akan mempengaruhi kinerja injeksi air. Efek dari perekahan yang terjadi akibat melebihi tekanan rekah formasi dapat mengakibatkan air yang diinjeksikan keluar dari zona yang diharapkan.

Selanjutnya pada pengujian komposisi *Ionic* pada air injeksi diperoleh rata-rata *Scaling Index* sebesar 1.53. Untuk hasil perhitungan *Scaling Index* pada Area 4, dapat dilihat pada **tabel 2**.

Dari hasil analisa *Scaling Index* pada Area 4, nilai *Scaling Index* tertinggi berada pada tahun 2009 yaitu 2.61. Sedangkan nilai *Scaling Index* terendah berada pada tahun 2010 yaitu 0.35. Terlihat bahwa pada Area 4 terjadi penurunan nilai *Scaling Index* karena proses *Workover* atau perubahan komposisi air yang digunakan pada tahun 2010.

**Tabel 2.** Hasil perhitungan *Scaling Index* pada Area 4

| Area   | Sampling Date | SI   | Average |
|--------|---------------|------|---------|
| Area 4 | 13/04/2009    | 2.61 | 1.40    |
|        | 13/04/2009    | 1.36 |         |
|        | 10/11/2009    | 2.18 |         |
|        | 26/10/2010    | 0.35 |         |
|        | 29/10/2010    | 0.53 |         |

### **Analisa Air Injeksi pada Area 5**

Pada analisa *Fall-Off Test* (FOT) yang dilakukan di Area 5, diwakili oleh hasil pengujian dari satu sumur yaitu sumur Num-05. Pada saat dilakukan FOT sumur Num-05

hanya dibuka pada lapisan *B2 Sand* dengan *Top Sand* pada kedalaman 2391 ft TVDSS. *B2 Sand* diperforasi pada interval 2401-2422 ft TVDSS dengan harga porositas sebesar 0.249, ketebalan formasi 72 ft dan jari-jari sumur 0.3 ft. Analisa FOT di lakukan dari tahun 2005 hingga tahun 2009 sehingga akan mempermudah melihat performa sumur dan kualitas air injeksi terhadap perubahan waktu. Berikut hasil analisa FOT pada sumur Num-05 yang dihitung secara analisa manual dan di *Improve* menggunakan analisa *Software* :

**Tabel 3.** Hasil analisa FOT pada sumur Num-05

| WellName | Area           | Testing Date       | FormationPressure | Fract Pressure | Sand Survey | Permeability (k) | SkinFactor (S) |
|----------|----------------|--------------------|-------------------|----------------|-------------|------------------|----------------|
| NUM-05   | A05            | September 23, 2005 | 1027.71           | 1695.1         | B2          | 1700             | 70.1           |
|          |                | October 22, 2005   | 1004.71           |                |             | 2060             | 77.8           |
|          |                | November 23, 2005  | 987.71            |                |             | 2620             | 100            |
|          |                | March 27, 2006     | 894.71            |                |             | 1300             | 95.3           |
|          |                | July 26, 2006      | 876.71            |                |             | 2760             | 160            |
|          |                | April 02, 2007     | 986.71            |                |             | 2100             | 177            |
|          |                | July 12, 2007      | 1014.71           |                |             | 1200             | 82.4           |
|          |                | December 11, 2007  | 970.71            |                |             | 2660             | 145            |
|          |                | March 20, 2008     | 970.71            |                |             | 2530             | 135            |
|          |                | July 22, 2009      | 1112.71           |                |             | 1190             | 71.50          |
|          | <b>Average</b> |                    |                   |                | <b>2012</b> | <b>111.41</b>    |                |

Dari data diatas, terlihat bahwa nilai *Skin* untuk sumur Num-05 memiliki rata-rata 111.41. Nilai ini tergolong tidak bagus sehingga dapat diindikasikan mengalami kerusakan, dapat dilihat bahwa nilai *Skin* dan permeabilitas tidak terlalu konsisten dan cenderung besar. Untuk area Selta, *Skin* yang dapat ditoleransi adalah antara 0 – 5, jika *Skin* yang diperoleh

melebihi 5 maka diindikasikan sumur mengalami kerusakan. Pada saat dilakukan tes tekanan yang diberikan lebih kecil dari pada tekanan rekah formasi sehingga kemungkinan mempengaruhi kinerja injeksi air. Efek dari kurangnya support tekanan yang terjadi dapat mengakibatkan seolah-olah adanya hambatan yang menghalangi injeksi ke formasi. Efek yang terlihat pada hasil FOT, permeabilitas tergolong besar namun tetap mengindikasikan adanya kerusakan sumur dengan nilai *Skin* yang besar.

Selanjutnya pada pengujian komposisi *Ionic* pada air injeksi diperoleh rata-rata *ScalingIndex* sebesar 2.40. Untuk hasil perhitungan *ScalingIndex* pada Area 5, dapat dilihat pada **tabel 4**.

**Tabel 4.** Hasil perhitungan *ScalingIndex* pada Area 5

| Area   | Sampling Date | SI   | Average |
|--------|---------------|------|---------|
| Area 5 | 13/04/2009    | 2.24 | 2.40    |
|        | 13/04/2009    | 2.84 |         |
|        | 13/04/2009    | 2.65 |         |
|        | 13/04/2009    | 2.45 |         |
|        | 13/04/2009    | 1.80 |         |

Dari hasil analisa *ScalingIndex* pada area 5, Pengujian dilakukan enam kali dalam satu hari. Rata-rata nilai *Scale* pada area 5 adalah 2.40 lebih besar dibandingkan dengan rata-rata nilai *Scale* pada area 4 yaitu 1,53.

#### **Analisa Air Injeksi pada Area 6**

Pada analisa *Fall-Off Test* (FOT) yang dilakukan di Area 6, diwakili oleh hasil pengujian dari satu sumur yaitu sumur Num-06. Pada saat dilakukan FOT sumur Num-06 hanya dibuka pada lapisan *A2 Sand* dengan *Top Sand* pada kedalaman 2405 ft TVDSS. *A2 Sand* diperforasi pada interval 2418-2462 ft TVDSS dengan harga porositas sebesar 0.232, ketebalan formasi 32 ft dan jari-jari sumur 0.3 ft. Analisa FOT dilakukan dari tahun 2005 hingga tahun 2008 sehingga akan mempermudah melihat performa sumur dan kualitas air injeksi terhadap perubahan waktu. Berikut hasil analisa FOT pada sumur Num-06 yang dihitung secara analisa manual dan di *Improve* menggunakan analisa *Software* :

**Tabel 6.5.** Hasil analisa FOT pada sumur Num-06

| Well Name | Area | Testing Date      | Formation Pressure | Fract Pressure | Sand Survey | Permeability (k) | Skin Factor (S) |
|-----------|------|-------------------|--------------------|----------------|-------------|------------------|-----------------|
| NUM-06    | A06  | November 08, 2005 | 1206.74            | 1268.8         | A2          | 443              | -2.36           |
|           |      | January 04, 2006  | 1188.74            |                |             | 311              | -3.12           |
|           |      | March 19, 2006    | 1204.74            |                |             | 278              | -3.51           |
|           |      | May 25, 2006      | 1200.74            |                |             | 295              | -3.56           |
|           |      | July 15, 2006     | 1192.74            |                |             | 283              | -3.53           |
|           |      | November 20, 2006 | 1133.74            |                |             | 281              | -3.23           |
|           |      | January 07, 2007  | 1136.74            |                |             | 214              | -3.79           |
|           |      | March 23, 2007    | 1180.74            |                |             | 289              | -3.53           |
|           |      | July 23, 2007     | 1188.74            |                |             | 395              | -3.02           |
|           |      | March 15, 2008    | 1196.74            |                |             | 275              | -3.69           |

Dari data diatas, terlihat bahwa nilai *Skin* untuk sumur Num-06 tergolong bagus dan tidak mengalami kerusakan, Dapat dilihat bahwa nilai *Skin* dan permeabilitas cukup konsisten dibandingkan dengan sumur Num-05. Pada saat dilakukan tes tekanan yang diberikan terlihat ideal, lebih kecil sedikit dengan tekanan rekah formasi. Jika dilihat dari kasus pada sumur Num-04, terjadi perekahan pada dinding formasi yang mempengaruhi kinerja injeksi. Hal ini bisa saja terjadi pada sumur Num-06 dengan melihat harga permeabilitas dan *Skin* yang hampir sama dengan sumur Num-04. Karena keterbatasan data, *Fract Gradien (FG)* untuk area 6 menggunakan data FG dari area 4. Sehingga pada area 6 *Fract Pressure* yang diperoleh tidak sesuai dengan kinerja injeksi yang sebenarnya.

Selanjutnya pada pengujian komposisi *Ionic* pada air injeksi diperoleh rata-rata *ScalingIndex* sebesar 1.83. Untuk hasil perhitungan *Scaling Index* pada Area 6, dapat dilihat pada **tabel 6**.

**Tabel 6.** Hasil perhitungan *ScalingIndex* pada Area 6

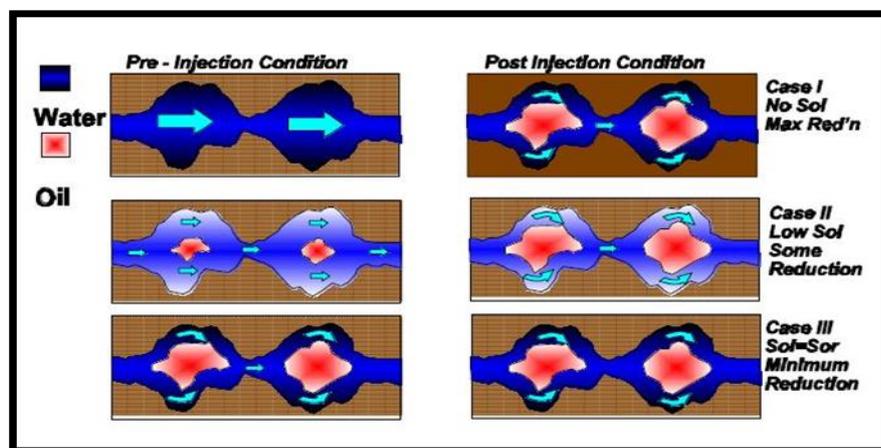
| Area   | Sampling Date | SI   | Average |
|--------|---------------|------|---------|
| Area 6 | 17/07/2006    | 1.39 | 1.64    |
|        | 03/08/2006    | 1.74 |         |
|        | 11/08/2006    | 1.80 |         |

Dari hasil analisa *Scaling Index* pada area 6, Pengujian dilakukan tiga kali dalam satu tahun. Rata-rata nilai *Scale* pada area 6 adalah 1.64 lebih kecil dibandingkan dengan rata-rata nilai *Scale* pada area 5 yaitu 2,40.

### Pembahasan Keseluruhan Area 4, Area 5 dan Area 6

Injeksi air telah digunakan diseluruh dunia sebagai *pressure maintenance* untuk meningkatkan perolehan hidrokarbon. Syarat keberhasilan proses ini adalah kemampuan untuk menginjeksikan volume air yang dibutuhkan kedalam formasi berpori sesuai dengan tekanan yang dibutuhkan dibawah gradien tekanan rekah reservoir untuk mempertahankan performa air yang diinjeksikan sesuai pada target yang diinginkan. Permasalahan dari kualitas air dapat dibagi dalam beberapa kategori yaitu :

- Komposisi *Ionic*
- Kontaminasi bahan kimia
- Padatan atau endapan
- *Scale*
- Kandungan minyak
- Kandungan bakteri



**Gambar3.** Efek kandungan minyak dalam air injeksi (*Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells, Energy Research Laboratories Ltd.*)

Pada penelitian ini hanya dibahas permasalahan kualitas air berdasarkan komposisi *Ionic*, *Scale* dan kandungan minyak dalam air. Untuk menganalisa kualitas air dilakukan analisa terhadap *Fall-Off Test* yang bertujuan untuk menentukan performa sumur injeksi.

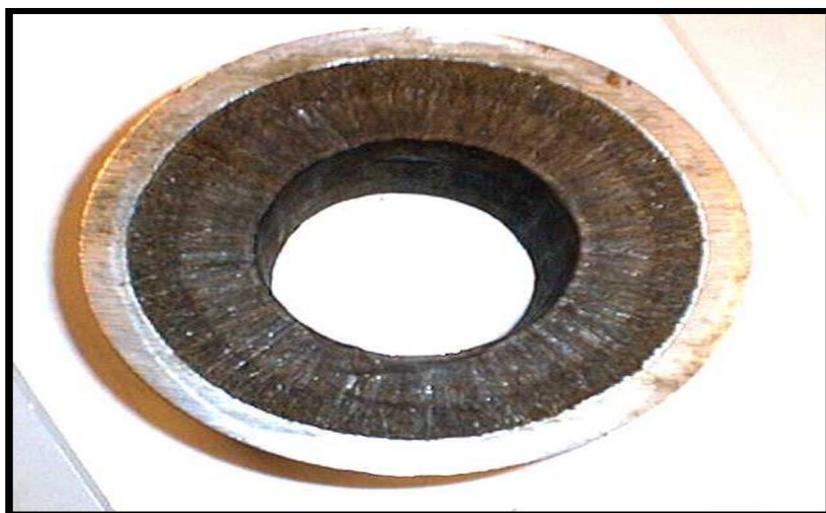
Berdasarkan nilai *Skin* yang diperoleh sumur Num-05 memiliki *Skin* rata-rata yang sangat tinggi yaitu 111.41, mengindikasikan bahwa sumur Num-05 mengalami kerusakan

yang lebih parah dibandingkan dengan sumur Num-04 dan Num-06. Dilihat dari analisa tekanan yang diberikan sumur Num-05 memiliki tekanan jauh dibawah tekanan rekah, dimana tekanan yang diberikan tidak mencapai target yang diinginkan.

Sumur Num-04 memiliki *Skin* relatif baik berkisar antara -0.45 hingga 1.07, dan memiliki permeabilitas berkisar antara 247 mD hingga 317 mD. Kinerja injeksi dipengaruhi oleh tekanan yang diberikan jauh lebih tinggi terhadap tekanan rekah formasi, sehingga pada saat air diinjeksikan air mengalir pada rekahan yang terbentuk dan keluar dari zona yang diinginkan. Berdasarkan nilai *Skin* dan permeabilitas sumur Num-06 memiliki kasus yang sama dengan sumur Num-04, maka diasumsikan terjadi perekahan akibat tekanan pada saat injeksi jauh lebih besar terhadap tekanan rekah formasi.

Untuk menganalisa komposisi *Ionic* yang terkandung didalam air yang berasal dari GS 4, 5 dan 6 dapat dilihat dari perhitungan *ScalingIndex* dengan menggunakan metode *Stiff & Davis*.

Dari analisa FOT sumur Num-05 yang mewakili area 5 memiliki kerusakan yang cukup parah, hal ini selain karena pengaruh kurangnya tekanan yang diberikan pada saat injeksi juga diindikasikan karena pengaruh *Scale* yang diakibatkan kualitas air yang kurang bagus. Nilai rata-rata *ScalingIndex* pada Area 5 tergolong besar dibandingkan dengan Area 4 dan Area 6, sangat sinkron dengan hasil *Fall-Off Test* yang dilakukan pada sumur Num-05 dimana *Skin* yang diperoleh sangat besar. Sedangkan untuk Area 4 dan Area 6 memiliki *ScalingIndex* yang tidak terlalu berpengaruh pada performa sumur jika terjadinya perekahan pada formasi seperti kasus sumur Num-04. Pada kondisi Lapangan Selta, Nilai S.I > 2 tergolong besar, dan nilai S.I antara 0 – 2 masih dapat ditoleransikan. Pada kasus ini, hanya Area 5 yang memiliki nilai S.I > 2, sehingga efek yang ditimbulkan dapat dilihat dari nilai *SkinDamage* Area 5.



**Gambar 4.** *Scale* yang terjadi pada pipa produksi

Pada analisa kandungan minyak didalam air yang digunakan pada area 4, 5 dan 6 diperoleh rata-rata *Oil Content* yang masih dapat ditoleransi terhadap kualitas air injeksi, karena berdasarkan peraturan Kementrian Lingkungan Hidup kandungan minyak dalam air yang dibolehkan dibuang kelingkungan harus kurang dari 25 PPM. Seringkali sebagian atau semua air injeksi yang digunakan berasal dari sumur produksi minyak. Meskipun sudah dilakukan upaya pemisahan sebagian besar minyak dari air, biasanya kandungan minyak tidak sepenuhnya terpisahkan. Berapa banyak kandungan minyak dalam air injeksi yang dapat ditoleransi adalah bervariasi, tergantung dari kandungan minyak dan garam pada lapangan tersebut.

#### IV. KESIMPULAN

1. Dari hasil evaluasi kinerja injeksi air menggunakan analisa *Fall-offtest*, sumur Num-05 memiliki nilai *Skin* yang paling besar yaitu berkisar 70.1 sampai dengan 177. Sedangkan sumur Num-04 memiliki *Skin* berkisar -0.45 sampai dengan 1.07, dan sumur Num-06 memiliki *Skin* berkisar -3.79 sampai dengan -2.23. Dari ketiga sumur yang dianalisa, hanya sumur Num-05 yang mengalami kerusakan.
2. Berdasarkan evaluasi kinerja injeksi air berdasarkan analisa *FractPressure*, sumur Num-04 mengalami perekahan formasi karena dengan tekanan injeksi rata-rata 1460.6 Psi lebih besar dari tekanan rekah formasi rata-rata 1141.9 Psi. Sedangkan sumur Num-05 dengan tekanan injeksi rata-rata 980.3 Psi jauh lebih kecil dari tekanan rekah formasi rata-rata 1695 Psi. Untuk sumur Num-06, berdasarkan data yang ada tekanan injeksi yang diberikan cukup baik, karena dengan tekanan injeksi rata-rata 1191.2 Psi lebih kecil dari tekanan rekah formasi rata-rata 1268.8 Psi.
3. Berdasarkan evaluasi kualitas air injeksi dengan perhitungan *ScalingIndex* (SI) yang dilakukan dengan metode *Stiffand Davis*, area 5 memiliki SI yang paling besar yaitu 2.40 jika dibandingkan SI pada area 4 yaitu 1.40 dan SI pada area 6 yaitu 1.64. Pada konidisi Lapangan Selta, nilai  $S.I > 2$  tergolong besar dan harus dilakukan *Maintenance*. Dapat disimpulkan bahwa area 5 memiliki kualitas air yang tidak bagus sehingga mengakibatkan terjadinya kerusakan sumur seperti yang terjadi pada sumur Num-05.
4. Berdasarkan data *Oil Content* (OC) dalam air yang berasal dari masing-masing *GatheringStation* (GS), nilai rata-rata kandungan minyak tidak terlalu mempengaruhi kualitas air yang digunakan untuk injeksi. Dimana rata-rata OC pada GS 4 adalah 24.39 PPM, GS 5 adalah 21.95 PPM dan GS 6 adalah 24.71 PPM.

## V. DAFTAR PUSTAKA

- Abdassah, Doddy, 2004. Analisa Tekanan Transien, Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Adel M. Hameida and Ahmed Gawish, 2008. Formation Damage Tests of Some Completion Fluids, King Saud University, Saudi Arabia.
- Ahmed, Tarek, 2005. Advanced Reservoir Engineering, Elsevier Science Publishers, Oxford.
- Alain C. Gringarten, 1979. A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis, Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada
- Amer, Badr Bin Merdhan and M. Yassin, Abu Azam, 2009. Scale Formation Due to Water Injection in Malaysian Sandstone Cores, University Technology Malaysia, Malaysia.
- Bennion, D. B, et al, 1998. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells, Hycal Energy Research Laboratories Ltd.
- Dake, L.P, 1991. Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier Science Publishers B.V. Netherlands, Amsterdam.
- Lestari dan MG Sri Wahyuni, 2007. Problema “Scale” di Beberapa Lapangan Migas, Universitas Trisakti, Jakarta.
- Nugraha, Sevtyan, 2010. Kolokium I : Identifikasi Pembentukan Scale Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir Serta Metode Pencegahan dan Penanggulangannya, Universitas Islam Riau, Pekanbaru.
- OGP Member, 2000. Guidelines for Produced Water Injection, International Association of Oil & Gas Producers, London.
- Permadi, Asep Kurnia, 2004. Diktat Teknik Reservoir, Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sumatra Light South Operation, 2004. Minas Field Information, PT. Chevron Pacific Indonesia, Minas.
- Willhite, G. P., 1986. Waterflooding, Society of Petroleum Engineers, Dallas.