

ANALISA KERUSAKAN FORMASI PADA SUMUR INJEKSI DENGAN MENGGUNAKAN METODE HALL PLOT DI LAPANGAN RIDOSA A DAN RIDOSA B PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD RAMBA

¹⁾Ana Asmina, ²⁾Indah Anggraini PS

^{1,2)}Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Jurusan Teknik Perminyakan
 Kampus Politeknik Akamigas Palembang
 Jl. Kebon Jahe, Komperta Plaju Palembang, Indonesia

Abstrak

Water injection adalah proses penginjeksian air kedalam reservoir yang bertujuan untuk mendorong minyak terproduksi ke permukaan dan menjaga tekanan reservoir (pressure maintenance). Namun, dalam aplikasinya tidak mudah, akan ada masalah seperti kerusakan formasi. Kerusakan tersebut dianalisa menggunakan metode Hall Plot. Metode Hall Plot adalah kurva yang diplot berdasarkan cumulative tekanan terhadap cumulative volume injeksi. Pada lapangan Ridosa A ada 6 sumur injeksi dan lapangan Ridosa B ada 17 sumur injeksi, jadi total seluruh sumur yang dianalisa ada 23 sumur injeksi. Dari 23 sumur tersebut, setelah dilakukan screening sumur didapatkan ada 5 sumur yang rusak yaitu APS-01, APS-10, APS-11, APS-13, dan APS-15. Kemudian sumur tersebut dianalisa lebih lanjut untuk melihat skin, perubahan tekanan (ΔP) dan injectivity index (ii). Setelah parameter tersebut didapatkan maka dilakukan analisa kelayakan stimulasi. Dari analisa kelayakan stimulasi didapatkan ada 1 sumur yang tidak layak dilakukan stimulasi yaitu APS-10 dan 4 sumur lainnya layak untuk dilakukan stimulasi. Metode stimulasi yang direkomendasikan yaitu Matrix Acidizing.

Kata Kunci : *Water Injection, Hall Plot*

1. Pendahuluan

1.1. Latar Belakang

Dengan diproduksi minyak secara terus menerus menyebabkan laju produksi yang semakin menurun dan tekanan reservoir akan mengalami penurunan sehingga menyebabkan minyak yang ada reservoir sulit untuk naik ke permukaan. Dengan adanya penurunan tekanan direservoir sehingga diperlukan metode untuk menjaga tekanan reservoir yaitu metode *secondary recovery* atau peningkatan perolehan tahap kedua. Cara peningkatan perolehan tahap kedua yaitu dengan menginjeksikan air untuk membantu meningkatkan perolehan minyak saat produksi. Diperlukan metode menginjeksikan air kedalam reservoir sehingga kolom air akan memenuhi pori batuan reservoir kemudian mendorong minyak yang ada di pori reservoir sehingga tekanan reservoir dapat dinaikkan dan produksi dapat ditingkatkan yang disebut sebagai injeksi *waterflooding*.

Water Injection merupakan metode dengan cara menginjeksikan air kedalam batuan reservoir sehingga kolom air akan memenuhi pori di batuan reservoir dan menekan minyak yang ada di pori reservoir sehingga kolom minyak terdorong dan menuju ke permukaan. Namun dalam pengaplikasiannya tidak mudah, perlunya peramalan laju injeksi air ke dalam reservoir melalui sumur injeksi sehingga meningkatkan *Sweep Efficiency* terhadap kolom minyak yang terdorong dan perlunya monitoring kinerja dari *Water Injection*. Pada *Water Injection*

juga sering terjadi kerusakan formasi, kerusakan tersebut biasanya terjadi karena adanya *Plugging*. Pada *Water Injection* pengujian sumur di analisa dengan metode *Fall Off Test* dan Hall Plot, dan dalam pengaplikasiannya metode yang sering dipakai yaitu Hall Plot. Hall Plot adalah kurva yang dapat digunakan untuk menganalisis performa dari sumur injeksi melalui metode dengan cara membuat kurva antara tekanan yang dikalikan pada waktu tertentu dengan volume injeksi kumulatif yang diberikan kepada sumur. Dengan Hall Plot dapat diketahui seberapa besar efek *damage* yang terdapat pada sumur injeksi tersebut sehingga tidak perlu dibutuhkan pengujian sumur yang cukup menghabiskan waktu, menunda produksi, dan mahal. Maka dari itu *Analisa Hall Plot pada Water Injection* dipilih sebagai bahan penelitian.

1.2. Tujuan

Adapun tujuan dari penulisan penelitian ini antara lain adalah sebagai berikut :

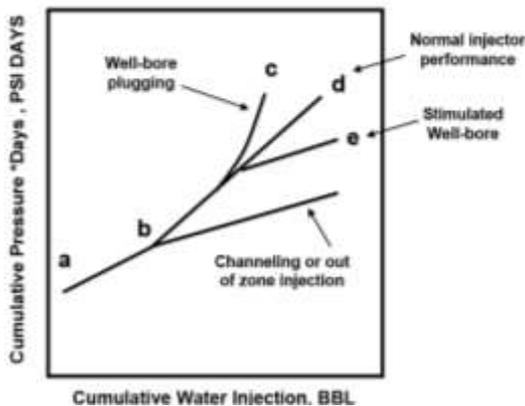
1. Melakukan *screening* sumur injeksi berdasarkan *Performance* Injeksi dan grafik Hall Plot untuk mengetahui kondisi aktual sumur injeksi.
2. Menghitung Radius Injeksi, Skin, dan *Injectivity Indeks* pada sumur injeksi.
3. Melakukan analisa seleksi kandidat yang akan distimulasi berdasarkan kondisi aktual.

- Merekomendasikan sumur yang layak untuk distimulasi dan metode yang akan digunakan.

1.3 Analisa Kerusakan Formasi

Dalam setiap evaluasi performa sumur, perlu diketahui *formation damage*, tujuan utamanya adalah untuk mengetahui apakah terjadi penurunan injektivitas sumur atau apakah ada penambahan *pressure loss* akibat adanya skin. Oleh karena itu nilai faktor skin dihitung untuk mengetahui seberapa seriuskah efek *damage* yang terdapat pada sumur, *pressure drop* yang terdapat karena adanya skin, dan memperkirakan jumlah injeksi yang dapat ditingkatkan. Dari indikasi-indikasi ini, kita dapat memperkirakan *treatment* atau prosedur *workover* apa yang dapat kita lakukan.

Hawe (1976) menjelaskan bahwa nilai *formation damage* dapat diketahui tanpa melaksanakan pengujian sumur yang memerlukan waktu yang lama dan biaya yang mahal. Dengan cara mengevaluasi data laju injeksi dan tekanan pada waktu tertentu, dengan menggunakan kurva Hall Plot, maka nilai *formation damage* bisa didapatkan. Sehingga pengujian sumur tidak perlu lagi dilakukan untuk menentukan nilai *formation damage* atau skin faktor pada sumur tersebut.



Persamaan yang digunakan untuk menentukan gradien pada hallplot adalah fungsi yang berasal dari berbagai parameter reservoir yang mana *permeability thickness* (kapasitas) adalah yang paling penting. Persamaannya adalah :

$$m = \frac{\mu_w B_w \ln(re/rw)}{0.00707 k_w h} \quad (4)$$

Kemudian terlihat bahwa gradien garis tersebut berbanding terbalik dengan *transmissibility* (T_m), dimana :

$$T_m = \frac{k_w h}{\mu_w} \quad (5)$$

$$T_m \sim \frac{1}{m} \quad (6)$$

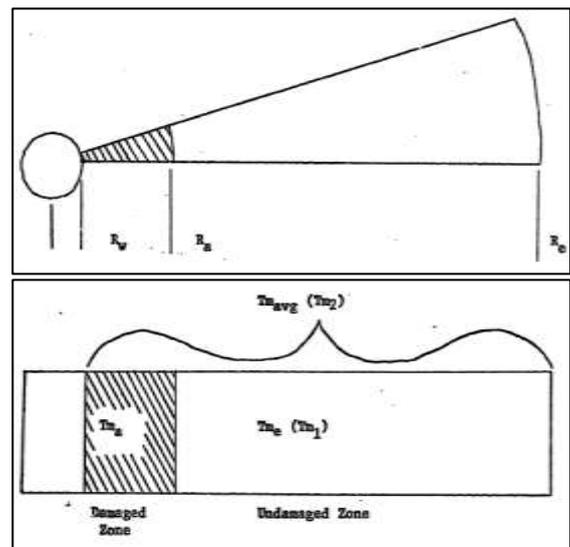
dimana gradien tersebut mempunyai satuan psi-months per barrel, dan *transmissibility* mempunyai satuan milidarcy-foot per centipoise, sehingga

dibutuhkan nilai konstanta konversi sebesar 29,2, maka persamaannya menjadi :

$$T_m = \frac{B_w \ln(re/rw)}{(29.2) 0.00707 m} \quad (7)$$

$$T_m = \frac{4,844 B_w \ln(re/rw)}{m} \quad (8)$$

Oleh karena itu, ketika dilakukan dengan menggunakan Hall plot dan terjadi perubahan gradien pada kurva tersebut menjadi meningkat, maka dapat diperkirakan terjadi *formation damage* pada sumur tersebut. Kedua gradien yang berbeda ini merupakan kondisi ketika *formation damage* belum dan sudah terjadi pada sumur yaitu m_1 dan m_2 . Nilai *transmissibility* pertama (T_{m1}) berasal dari gradien yang pertama (m_1) yaitu ketika *formation damage* belum terjadi. Disini terlihat jelas, bahwa gradien tidak berubah ketika belum terjadi *damage*. Nilai *transmissibility* kedua (T_{m2}) yang berasal dari gradien kedua (m_2) merupakan nilai yang berasal dari rata-rata nilai *transmissibility* ketika *formation damage* telah terjadi dan belum terjadi. Dengan didaptkannya kedua nilai *transmissibility* ini (T_{m1} dan T_{m2}), maka *formation damage* dan *undamage* dapat ditentukan seperti pada Gambar 2.8



Gambar 1.1 Diagram perbandingan zona *damage* dan *undamaged*

Dengan asumsi nilai r_a , kemudian dapat ditentukan nilai *transmissibility* pada zona *damaged* (T_{ma}). Nilai T_{ma} didapatkan dengan menggunakan korelasi untuk menghitung permeabilitas rata-rata pada lapisan seri :

$$K_{avg} = \frac{k_a k_e \ln(\frac{r_e}{r_w})}{k_a \ln(\frac{r_e}{r_a}) + k_e \ln(\frac{r_a}{r_w})} \quad (9)$$

Kemudian ini menjadi :

$$T_{m_{avg}} = T_{m_2} = \frac{T_{m_a} T_{m_1} \ln(\frac{r_e}{r_w})}{T_{m_a} \ln(\frac{r_e}{r_a}) + T_{m_1} \ln(\frac{r_a}{r_w})} \quad (10)$$

Kemudian disini didapatkan nilai dari Tma. Setelah didapatkan nilai Tma, dan menggunakan asumsi rayang sudah ditentukan sebelumnya. Maka nilai transmissibilitas dan ra disubstitusikan ke persamaan untuk mendapatkan nilai skin :

$$S = \frac{(k_e - k_a)}{k_a} \ln \left(\frac{ra}{r_w} \right) \quad (11)$$

Menjadi :

$$S = \frac{(T_{m1} - T_{ma})}{T_{ma}} \ln \left(\frac{ra}{r_w} \right) \quad (12)$$

Dengan nilai Skin, penurunan tekanan akibat damage dapat ditentukan dari persamaan :

$$\Delta P_a = \frac{q_{sc2} B_w S}{0.00707 T_{m1}} \quad (13)$$

Setelah perhitungan parameter penting ini, engineer mungkin ingin untuk mengetahui :

Damage Ratio (DR), Flow Efficiency (FE), Damage Factor (DF), dan Peningkatan Minimal Laju alir setelah skin di hilangkan (Skin Removal Injection). Untuk menentukan ini, Bagaimanapun, asumsi harus dibuat dari aliran Darcy pada reservoir radial untuk menemukan tekanan reservoir (Pe).

$$P_e = P_{w1} - \frac{q_{sc1} B_w \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{0.00707 T_{m1}} \quad (14)$$

Dengan nilai ini, nilai sisanya bisa dihitung dari :

$$\text{Damage Ratio : } DR = \frac{P_e - P_w}{P_e - P_w - \Delta P_a} \quad (15)$$

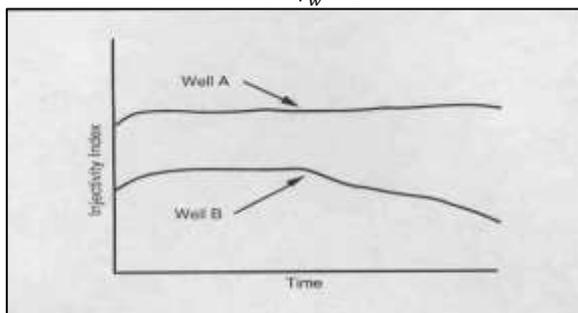
$$\text{Flow Efficiency : } FE = 1 / DR \quad (16)$$

$$\text{Damage Factor : } DF = 1 - FE \quad (17)$$

$$\text{Minimum Injection Increase (Skin Removal Injection) : } I_{sr} = DR (q_{sc2}) \quad (18)$$

Plot kartesian dari indeks injektivitas (I) sebagai fungsi dari waktu adalah alat yang berguna untuk mengevaluasi kondisi dari sumur injeksi. Indeks Injektivitas didefinisikan oleh persamaan :

$$I = \frac{i_w}{P_{iwf} - P_r} = \frac{k_w h}{141.2 B_w \mu_w \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad (19)$$



Gambar 2 Contoh plot skematik indeks injektivitas

2. Metodologi penelitian

1. Mengumpulkan dan mengidentifikasi data geologi, data reservoir, data kualitas air injeksi dan data inejski harian dari awal injeksi sampai sekarang pada lapangan Ridosa A dan lapangan Ridosa B.
2. Melakukan monitoring dan screening sumur berdasarkan :
 - a. Membuat dan melihat grafik *Performance Injeksi* berdasarkan tekanan injeksi dan *rate* injeksi harian.
 - b. Membuat dan melihat grafik Hall Plot berdasarkan *Cumulatif Tekanan* dan *Cumulatif Volume Injeksi*.
 - c. Melakukan screening sumur untuk di analisa lebih lanjut.
3. Tahapan analisa lebih lanjut yaitu sebagai berikut :

$$r = 43560 \sqrt{\frac{V}{\frac{7758 h \Phi}{\pi}}} \quad (20)$$

- a. Menghitung *slope* dari grafik Hall Plot, *slope* tersebut diambil berdasarkan dua trend terakhir. *Slope* tersebut dicari dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$m = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)} \quad (21)$$

Dari *slope* tersebut kemudian mencari nilai Tm1 (*Transbility Undamaged*) dan Tma (*Transmility Damaged*) dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$T_{m1} = \frac{4,844 B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{m_1} \quad (22)$$

$$T_{ma} = \frac{4,844 B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{m_a} \quad (23)$$

- c. Menghitung faktor skin dari sumur yang telah di screening dan diindikasikan terjadi kerusakan formasi dengan pendekatan dua rumus yaitu berdasarkan rumus darcy dan rumus dari Hall Plot.

$$\text{Darcy Law : } S = \frac{0.00708 k h \Delta P}{\mu_w B_w Q_w} - \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (24)$$

$$\text{Hall Plot Law : } S = \frac{(T_{m1} - T_{ma})}{T_{ma}} \ln \left(\frac{ra}{r_w} \right) \quad (25)$$

4. Tahapan dalam pertimbangan sumur yang akan di stimulasi adalah :
 - a. Menghitung pwf dan perubahan tekanan sebelum dilakukan stimulasi dan jika dilakukan stimulasi dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$\Delta P = \frac{Q_w \mu_w B_w \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{0.00708 k h} \quad (26)$$

$$\Delta P = (P_{wf} - SBHP) \quad (27)$$

- b. Menghitung *Injektivty Index* sebelum dan jika dilakukan stimulasi dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$I_i = \frac{Q_w}{h \Delta P} \quad (28)$$

- c. Melihat Kualitas Air Injeksi pada sumur yang diindikasikan terjadi kerusakan formasi.

5. Berdasarkan perhitungan *Faktor Skin*, *Injektivty Indeks*, Kualitas Air Injeksi. Maka sumur yang mengalami kerusakan formasi akan direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi.

3. Metode Penelitian

Metodologi penelitian ini berdasarkan pengumpulan data-data yang didapatkan di lapangan pada wilayah kerja PT. Pertamina EP Asset 1 Ramba Field ± 2 (dua) bulan.

Dalam upaya pengumpulan data-data dan pemahaman yang berhubungan dengan penelitian ini penulis menggunakan beberapa metode.

Adapun metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur.
2. Diskusi dan Wawancara.
3. Observasi Lapangan.

4. Hasil dan pembahasan

Pada penelitian ini dilakukan analisa Hall Plot pada 2 lapangan yang berbeda di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba yaitu lapangan Ridosa A dan lapangan Ridosa B. Untuk mengetahui kerusakan formasi pada kedua lapangan tersebut, dilakukan beberapa analisa yaitu analisa kerusakan formasi pada lapangan A, analisa kerusakan formasi pada lapangan B, analisa kelayakan stimulasi, dan tahapan terakhir berupa pembahasan dari analisa kedua lapangan tersebut. Pada jurnal ini hanya menampilkan satu lapangan, yaitu lapangan Ridosa A.

4.1. Analisa Kerusakan Formasi Pada Lapangan Ridosa A

Analisa kerusakan formasi pada lapangan terdiri dari 4 bagian yaitu mengetahui profil sumur injeksi dan data formasi dari lapangan tersebut, melakukan monitoring sumur injeksi yang kemudian dilakukan *screening* sumur yang rusak dan dalam keadaan baik pada lapangan tersebut, setelah dilakukan *screening* sumur tahapan selanjutnya yaitu analisa lebih lanjut.

4.1.1. Profil Sumur Injeksi dan Target Layer

Wilayah lapangan Ridosa A ada 6 sumur injeksi yaitu APS-01, APS-02, APS-03, APS-04, APS-05 dan APS-06 masing-masing memiliki target layer tersendiri untuk menginjeksikan air ke formasi. Terdapat dua formasi yang merupakan cakupan injeksi air yaitu Formasi Safa (SF) dan Formasi Marwah (MF).

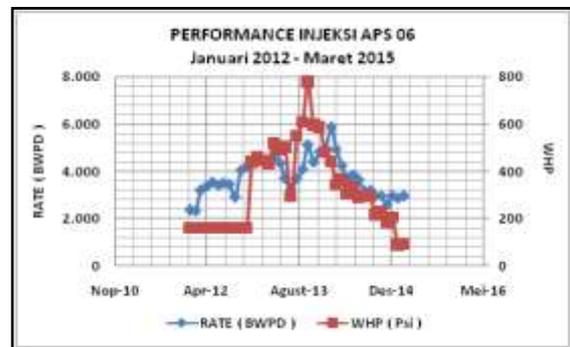
4.1.2. Monitoring Sumur Injeksi

Berdasarkan monitoring pada sumur injeksi kemudian dilakukan *screening* sumur sehingga pada lapangan Ridosa A dari 6 sumur injeksi hanya 1 satu sumur yang rusak yaitu APS-01. Pada pembahasan ini, penulis hanya menampilkan 1 sumur dalam keadaan baik dan 1 sumur dalam keadaan rusak dan untuk 5 sumur lainnya dilampirkan.

1. Performance Injeksi

Performance injeksi ini bertujuan untuk melihat kelakuan dari sumur setiap hari, *performance* injeksi ini dilihat berdasarkan rate terhadap tekanan yang terbaca dikepala sumur atau WHP. Berikut merupakan *performance* injeksi dalam keadaan baik dan dalam keadaan terjadi kerusakan formasi.

a. APS-06



Gambar 3.1 Performance Injeksi APS-06

Pada gambar 3.1 menjelaskan tentang *performance* injeksi sumur APS-06, berdasarkan *rate* dan tekanan injeksi dari awal injeksi sampai sekarang terjadi kestabilan antara *rate* injeksi dan tekanan injeksi dan sumur ini dinyatakan normal atau tidak terjadi kerusakan formasi.

b. APS-01



Gambar 3.2 Performance Injeksi APS-01

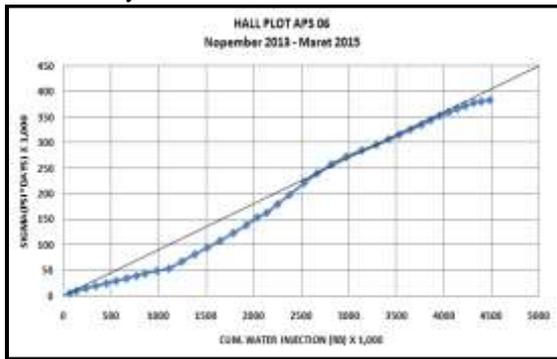
Pada gambar 3.2 menjelaskan *performance* Injeksi sumur APS-01, dimana pada awal injeksi sampai November 2013 *rate* dan tekanan injeksi terjadi ketidakstabilan. *rate* injeksi kecil yaitu dibawah 1000 BWPD dan tekanan injeksi tinggi hingga 700 psi. Ini diindikasikan adanya hambatan pada formasi dan diindikasikan adanya *scale*.

1. Grafik Hall Plot

Analisa kurva Hall Plot pada sumur *Water Injection* di wilayah Lapangan Ridosa A :

a. APS-06

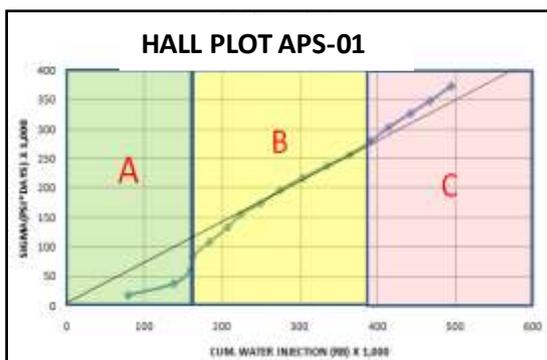
Pada gambar 3.3 yang menyatakan kelakuan injeksi berdasarkan *cumulative* tekanan vs *cumulative* injeksi, terlihat *trend* linier dan kurva berada pada satu garis lurus, hal ini menandakan bahwa sumur menunjukkan tidak adanya kerusakan formasi.



Gambar 3.3 Hall plot APS-06

b. APS-01

Pada gambar 3.4 grafik Hall Plot APS-11 dapat dilihat Bagian kurva yang berlabel A adalah bentuk melengkung ke atas yang muncul pada saat injeksi awal akibat dari berhentinya proses injeksi. Selama periode ini sumur menjadi terisi fluida, r_e meluas dan P_e meningkat. Pada kurva yang berlabel B, proses *fill-up* selesai dan r_e serta P_e konstan. Pada kurva yang berlabel C terjadi ketidak stabilan antara *rate* dan *pressure* yang terlihat pada kurva yang berpotongan dengan *trend* linier, dapat disimpulkan bahwa sumur mengalami beberapa kerusakan formasi.



Gambar 3.4 Hall Plot APS 11

4.1.3. Tahapan Analisa Lebih Lanjut

Tahapan analisa lebih lanjut ini sangat penting, yaitu untuk melihat seberapa besar efek skin pada formasi tersebut dan apa saja yang dapat menyebabkan terjadinya kerusakan formasi sehingga dapat direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi. Pada tahapan analisa lebih lanjut ini hanya menampilkan satu sumur yang

rusak dan untuk sumur lainnya dilampirkan. Dan Tabel 3.4 merupakan parameter pendukung pada sumur APS-01.

Tabel 3.1 Data Sumur APS-01

Parameter Pendukung	sumur APS-11		
	simbol	nilai	satuan
ketebalan formasi	h	54,1	ft
Faktor Volume Formasi Air	Bw	1	rb/STB
Viskositas	μ_w	0,3	cp
Rate Injeksi	qi	956	bbt/d
Porositas	ϕ	0,21	Fraksi
Perbedaan tekanan	ΔP	887	psi
Radius Sumur	rw	0,2625	ft
Permeabilitas	k	339	mD

1. Perhitungan Radius Injeksi

Perhitungan radius injeksi digunakan untuk mengetahui seberapa jauh air yang telah diinjeksikan dan radius injeksi sangat berpengaruh dalam perhitungan skin. Untuk radius injeksi sumur-sumur lainnya dilampirkan.

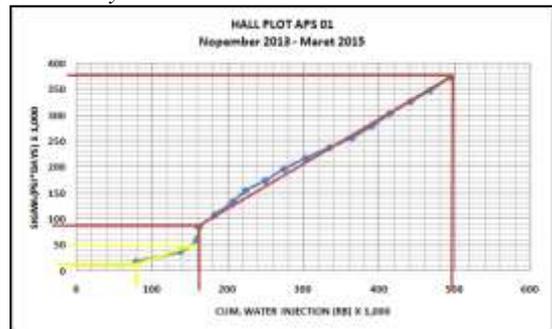
$$r = 43560 \sqrt{\frac{\left(\frac{V}{7758 h \phi}\right)}{\pi}}$$

$$r = 43560 \sqrt{\frac{\left(\frac{494847}{7758 \times 54,1 \times 0,21}\right)}{3,14}}$$

$$r = 278,987 \text{ ft}$$

2. Menentukan Slope dan Transmibility

Dari gambar 4.5 slope Hall Plot APS-01 diatas, dapat diketahui slope dari sumur APS-01 dengan melihat 2 *trend* terakhir dan diambil tarik garis lurus sehingga didapatkan *slope* dan *transmibility*. Dibawah ini merupakan perhitungan dari *slope* dan *transmibility*:



Gambar 3.5 Slope Hall Plot APS-01

a. Untuk ml

$$m = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m_1 = \frac{(60 - 20)}{(155 - 80)}$$

$$m = 0,533$$

b. Untuk ma

$$m = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m_a = \frac{(360 - 100)}{(462 - 160)}$$

$$m_a = 0,8609$$

c. *Transmibility* Pada Zona *Undamaged*

Dari $m1$ maka dapat dihitung *transmibility* pada zona *undamaged* sumur APS-01.

$$Tm1 = \frac{4,844 B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{m1}$$

$$Tm1 = \frac{4,844 \cdot 1 \ln\left(\frac{278,987}{0,2625}\right)}{0,533}$$

$$Tm1 = 63,293$$

d. *Transmibility* Pada Zona *Damaged*

Dari $m1$ maka dapat dihitung *Transmibility* pada zona *Damaged* sumur APS-01.

$$Tma = \frac{4,844 B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{ma}$$

$$Tma = \frac{4,844 \cdot 1 \ln\left(\frac{278,987}{0,2625}\right)}{0,8609}$$

$$Tma = 39,209$$

3. Menghitung *Skin Factor* dan *Injectivity Index*

Dari beberapa perhitungan sebelumnya dan berdasarkan data pendukung sumur APS-01, maka *skin factor* dapat dihitung berdasarkan rumus Grafik Hall Plot dan pendekatan rumus *Darcy*.

a. Berdasarkan rumus *Darcy*

$$S = \frac{0,00708 \text{ k h } \Delta P}{\mu_w B_w Q_w} - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$$

$$S = \frac{0,00708 \times 339 \times 54,389 \times 887}{0,3 \times 1 \times 962} - \ln\left(\frac{278,987}{0,2625}\right)$$

$$S = 394,722$$

b. Berdasarkan rumus Hall Plot

$$S = \frac{(Tm1 - Tma)}{Tma} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$$

$$S = \frac{(63,293 - 39,209)}{39,209} \ln\left(\frac{278,987}{0,2625}\right)$$

$$S = 4,2804$$

Hasil perhitungan faktor skin dari kedua rumus tersebut bernilai positif yaitu sebesar 4,2804 dan 394,722 yang menunjukkan indikasi bahwa terjadi kerusakan disekitar lubang sumur.

c. Perhitungan *Injectivity Index*

Setelah didapatkan nilai skin dan ΔP yang telah diketahui, dilanjutkan dengan menganalisa perhitungan *Injectivity Index*. Harga *injectivity Index* dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Ii = \frac{Q_w}{\frac{\Delta P_s}{962} \cdot \frac{887}{887}}$$

$$Ii = 1,078$$

Dari nilai *injectivity index* sebesar 1.078 sedangkan *injectivity index* dinyatakan bagus yaitu diatas 1.5 ini menandakan bahwa performance injeksi sumur APS-01 dalam keadaan tidak baik sehingga sumur APS-01 layak untuk direkomendasikan untuk distimulasi.

4.2. Tahapan Dalam Pertimbangan Sumur yang Akan Di Stimulasi

Dalam tahapan ini sangat perlu dilakukan pertimbangan untuk mengambil kesimpulan apakah sumur yang rusak akan dilakukan stimulasi atau tidak. Dari analisa lebih lanjut yang telah dilakukan dapat dilihat apakah ada perubahan jika dilakukan stimulasi. Berikut merupakan tahapan pertimbangan tersebut :

4.2.1. Perhitungan ΔP Dan *Injectivity Index* (Ii)

1. Sumur APS-01 Lapangan Ridosa A

a. Perhitungan ΔP

$$\Delta P = \frac{Q_w \mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0,00708 \text{ k h}}$$

$$\Delta P = \frac{962 \times 0,3 \times 1 \ln\left(\frac{278,987}{0,2625}\right)}{0,00708 \times 339 \times 54,136}$$

$$\Delta P = 15,389 \text{ psi}$$

b. Perhitungan *Injectivity Index*

$$Ii = \frac{Q_w}{\frac{\Delta P}{962}}$$

$$Ii = \frac{962}{15,3894}$$

$$Ii = 62,293 \text{ b/d/psi}$$

2. Sumur APS-11 Lapangan Ridosa B

a. Perhitungan ΔP

$$\Delta P = \frac{Q_w \mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0,00708 \text{ k h}}$$

$$\Delta P = \frac{2117 \times 0,3 \times 1 \ln\left(\frac{793,083}{0,2625}\right)}{0,00708 \times 159 \times 39,372}$$

$$\Delta P = 340,362 \text{ psi}$$

b. Perhitungan *Injectivity Index*

$$Ii = \frac{Q_w}{\frac{\Delta P}{340,362}}$$

$$Ii = \frac{2117}{340,362}$$

$$Ii = 6,216 \text{ b/d/psi}$$

Dari perhitungan *injectivity index* dan ΔP jika dilakukan stimulasi, ternyata ada perbedaan dengan *injectivity index* dan ΔP sekarang yaitu terjadi kerusakan formasi. perbedaan tersebut sangat jauh yaitu *Injectivity Index* bernilai besar dan ΔP menjadi kecil. Ini sangat berpengaruh dengan menurunnya tekanan injeksi. Jadi sumur yang dinyatakan rusak pada kedua lapangan tersebut perlu dilakukan stimulasi.

4.2.2. Analisa Kualitas Air Injeksi

Berdasarkan kualitas air injeksi ini, kita bisa melihat bagaimana kualitas air yang diinjeksikan apakah dalam keadaan baik ataukah buruk yang dapat berpengaruh pada proses injeksi. Parameter yang

penting adalah *Scale Indeks* (SI) dan *Relative Plugging Index* (derajat penyumbatan dalam formasi), karena dua hal inilah dapat memberikan informasi bahwa air yang di injeksikan cenderung akan membentuk *plugging* atau *scale* yang dapat menghambat air untuk masuk ke reservoir. Berikut merupakan hasil lab yang menunjukkan kualitas air injeksi.

Tabel 3.2 Kualitas Air Injeksi Lapangan Ridosa A

Hasil Tes Rata-rata	SI	PII	RPI
Standard	0	6,5-8,0	<10
Rata ² 2014	+1,3	8,8	63,4
Jan-15	+1,44	8,93	71

Tabel 3.3 Kualitas Air Injeksi Lapangan Ridosa B

Hasil Tes Rata-rata	SI	PII	RPI
Standard	0	6,5-8,0	<10
Rata ² 2014	+1,2	8,3	92,5
Jan 15	+1,15	8,99	122,49

Dari hasil lab yang menunjukkan kualitas air injeksi, ternyata nilai RPI lebih besar dari standar yang telah ditentukan dan nilai *scale index* menunjukkan positif. Artinya sumur APS-01 dan sumur APS-11 berdasarkan kualitas air yang diinjeksikan cenderung membentuk penyumbatan pada formasi.

4.3. Pembahasan

Setelah dilakukan screening sumur berdasarkan *Performance* Injeksi dan Grafik Hall Plot pada lapangan Ridosa A ternyata ada 1 sumur mengalami kerusakan formasi dan 5 sumur injeksi lainnya salah satunya yaitu sumur APS-06 tidak mengalami kerusakan formasi dikarenakan berdasarkan *Performance* Injeksi dan Grafik Hall Plot adanya kestabilan antara *rate* dan tekanan injeksi. Pada lapangan Ridosa B ternyata ada 4 sumur injeksi yang mengalami kerusakan formasi dan 13 sumur lainnya dalam keadaan normal. Jadi total sumur yang mengalami kerusakan formasi pada kedua lapangan tersebut ada 5 sumur.

Kemudian dengan melakukan analisa lebih lanjut menggunakan metode Hall Plot dan pendekatan rumus *Darcy* didapatkan beberapa parameter yaitu *slope*, *Skin Factor*, ΔP s pada 5 sumur injeksi yaitu APS-01, APS-10, APS-11, APS-13, APS-15 telah disimpulkan bahwa sumur telah mengalami kerusakan formasi hal tersebut terbukti berdasarkan grafik Hall Plot terjadi ketidakstabilan antara *rate* dan tekanan injeksi dan Faktor skin bernilai positif. Berikut merupakan parameter tersebut.

Tabel 3.4 Sumur Injeksi Yang Mengalami Kerusakan

Sumur	Formasi	Parameter							
		(ml)	(m)	Tml	Tma	Skin Darcy	Skin Hall Plot	ΔP	i_i
APS-01	SF	0,533	0,0609	63,29	39,209	394,72	4,28	15,389	1,078
APS-10	SFE	0,1377	0,2727	310,7	156,9	18,911	8,661	695	5,325
APS-11	SFC	0,281	0,5076	137,9	76,458	71,563	6,439	1.140	1,85
APS-13	SFC	0,1242	1,2	294,8	30,519	87,594	65,4732	972	1,5526
	SFE	0,1242	1,2	299	30,953	276,85	66,404	1.026	1,471
APS-15	SFC	0,174	0,3157	247,5	136,36	37,11	7,242	741	3,479

Akibat adanya skin pada 5 sumur injeksi tersebut yaitu APS-01, APS-10, APS-11, APS-13, APS-15 dapat mengurangi efektifitas dari sumur tersebut, dengan kata lain tekanan akan tinggi dan *rate* injeksi akan kecil akibat skin dan penyumbatan tersebut.

Berdasarkan analisa kelayakan stimulasi ada 4 sumur yang layak untuk dilakukan stimulasi yaitu APS-01, APS-11, APS-13, APS-15 dan 1 sumur dinyatakan tidak layak untuk distimulasi yaitu APS-10. Dalam kasus sumur APS-01, APS-11, APS-13, APS-15 diharapkan dilakukan upaya stimulasi yang bertujuan untuk menghilangkan nilai-nilai skin positif sehingga tekanan turun dan *rate* injeksi naik atau tinggi. Sebagai usulan stimulasi yang akan adalah *Matrix Acidizing* karena formasi batuan reservoirnya tersusun atas batuan sandstone yang memiliki sifat yang mudah larut dan harganya yang murah serta dapat melarutkan *scale* yang ada disekitar formasi.

5. Penutup

Adapun kesimpulan yang dapat di ambil dari penelitian ini adalah :

1. Dari screening sumur berdasarkan *Performance* Injeksi dan Hall Plot pada lapangan Ridosa A terdapat 1 sumur yang diindikasikan terjadi kerusakan formasi yaitu APS-01 dan pada lapangan Ridosa B terdapat 4 sumur yaitu yang diindikasikan terjadi kerusakan formasi APS-10, APS-11, APS-13 dan APS-15.
2. Dari hasil analisa lebih lanjut dengan menggunakan analisa Hall Plot dan rumus *Darcy* yang dilakukan didapatkan :
 - APS-01 nilai skin *Darcy* sebesar 89.213, skin Hall Plot sebesar 4.698, nilai perupabahan tekanan 887 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1.083b/d/psi
 - APS-10 nilai skin *Darcy* sebesar 212.626, skin Hall Plot sebesar 8.62, nilai perupabahan tekanan 695 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 5.32 b/d/psi.
 - APS-11 nilai skin *Darcy* sebesar 91.56, skin Hall Plot sebesar 6.35, nilai perupabahan tekanan 1140 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1.85 b/d/psi.

- APS-13 nilai skin *Darcy* sebesar 15.556, skin Hall Plot sebesar 71.22, nilai perupabahan tekanan 972 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1.52 b/d/psi.
 - APS-15 nilai skin *Darcy* sebesar 371.103, skin Hall Plot sebesar 7.24, nilai perupabahan tekanan 741 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 3.47 b/d/psi.
3. Berdasarkan kondisi aktual yang telah dianalisa didapatkan sumur-sumur yang dinyatakan rusak perlu direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi.
4. Sumur yang direkomendasikan untuk distimulasi yaitu ada 5 sumur injeksi dan metode stimulasi yang digunakan yaitu *Matrix Acidizing*.

Daftar Pustaka

- Pertamina File (Metode).2003.Monitoring Kinerja Water Flooding.Manajemen Pertamina Hulu.
- Hawe E. Daniel.1976.Direct Apoach Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculation And Eliminates Pressure Fall Off Testing.
- Brown E. Kemith.Artificial Lift Methods Kemith Brown 4; Water Injection (Hal. 112).The University Of Tulsa.
- Dake L.P.1978.Fundamentals Of Reservoir Engineering; Cahpter 4 Darcy Law And Aplication (Hal. 160).Shell Learning And Developmen.