

ANALISIS *HALL PLOT* UNTUK MENGIDENTIFIKASI *FORMATION DAMAGE* DAN *PERFORMANCE INJEKSI* PADA KEGIATAN *WATERFLOODING* DI LAPANGAN NORTH RIFA PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD RAMBA

¹⁾Sefilra Andalucia, ²⁾Fachri Ariansyah Al Hafidz

^{1,2)}Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Jurusan Teknik Perminyakan
 Politeknik Akamigas Palembang
 Email : andalucia@pap.ac.id

Abstrak

Ada banyak metode yang dapat dilakukan untuk meningkatkan tekanan reservoir. Salah satunya dengan melakukan injeksi air, baik untuk *pressure maintenance* maupun *waterflood*. Perbedaan kedua metode tersebut terletak pada target zona yang akan diinjeksikan dengan air. Pada *pressure maintenance*, injeksi ditargetkan pada zona air saja. Sedangkan pada *waterflooding*, injeksi ditargetkan pada zona minyak yang bertujuan untuk mendesak minyak yang terperangkap di reservoir sehingga minyak dapat diproduksi. Namun, dalam aplikasinya tidak mudah, akan ada masalah seperti kerusakan formasi. Kerusakan inilah yang akan dianalisa menggunakan metode *Hall Plot*. Metode *Hall Plot* adalah kurva yang diplot berdasarkan *cummulative* tekanan terhadap *cummulative volume* injeksi. Dalam Tugas Akhir ini, hal yang menjadi acuan adalah hasil dari kurva *Hall Plot* yang selanjutnya akan digunakan untuk mengidentifikasi seperti apa kondisi aktual sumur injeksi yang dianalisis. Terdapat 8 sumur injeksi yang dianalisis di lapangan North Rifa dan diindikasikan 6 sumur mengalami kerusakan yaitu FA-14, FA-20, FA-21, FA-73, FA-78 dan FA-79 serta 2 sumur dalam keadaan normal yaitu FA-60 dan FA-92. Indikasi sumur yang mengalami kerusakan adalah perhitungan nilai *skin* yang mendapatkan hasil yang positif. Setelah diketahui sumur-sumur yang mengalami kerusakan, selanjutnya dilakukan analisis kelayakan stimulasi. Dari hasil analisis kelayakan stimulasi keenam sumur tersebut semuanya disarankan untuk dilakukan stimulasi. Metode stimulasi yang direkomendasikan yaitu *Acidizing*.

Kata Kunci : *Injeksi air, Metode Hall Plot, Waterflood*

1. Pendahuluan

1.1 Latar Belakang

Water injection adalah metode yang digunakan dengan cara menginjeksikan air ke dalam reservoir sehingga kolom air akan memenuhi pori batuan reservoir dan menekan minyak yang ada sehingga tekanan reservoir dapat dipertahankan dan produksi dapat ditingkatkan.

Namun dalam pengaplikasiannya tidaklah mudah, sebelum kegiatan *water injection* tersebut dilaksanakan perlu dilakukan peramalan laju injeksi air ke dalam reservoir melalui sumur injeksi sehingga meningkatkan *sweep efficiency* terhadap kolom minyak yang tergusur dan perlu juga dilakukan *monitoring* terhadap kinerja dari *water injection* tersebut. Pada *water injection* juga sering terjadi kerusakan formasi, kerusakan tersebut biasanya terjadi karena adanya *plugging* atau penyumbatan pada sumur tersebut. Pengujian sumur pada *water injection* dianalisa dengan Metode *Fall Off*

Test dan *Hall Plot* tetapi dalam pengaplikasiannya metode yang paling sering digunakan adalah metode *Hall Plot*. *Hall Plot* adalah kurva yang dapat digunakan untuk menganalisis performa dari sumur injeksi dengan cara membuat kurva antara tekanan yang dikalikan dengan waktu tertentu terhadap 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 Analisis *Hall Plot* Untuk Mengidentifikasi *Formation Damage* Pada Kegiatan *Water Injection* dipilih sebagai bahan penelitian ini.

1.2 Tujuan Penelitian

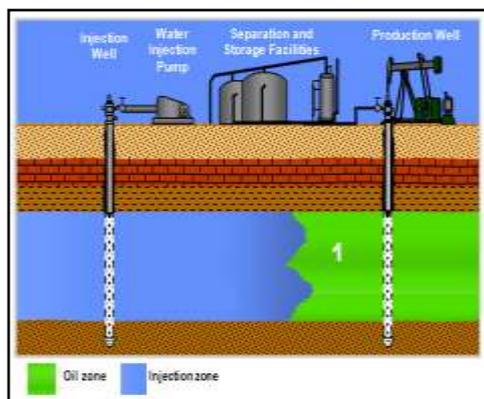
Adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Melakukan *monitoring* sumur injeksi berdasarkan *performance* injeksi dan Kurva *Hall Plot*.

2. Menghitung radius injeksi, *skin*, dan *injectivity index* pada sumur injeksi.
3. Melakukan analisis dan seleksi kandidat sumur yang akan distimulasi berdasarkan kondisi aktual sumur.
4. Merekomendasikan sumur yang layak untuk distimulasi dan metode yang akan digunakan.

2. Dasar Teori

Pada lapangan yang sudah melewati batas *primary recovery*-nya, dilakukan optimasi produksi dengan cara yang lain salah satunya adalah injeksi air (*water flooding*). *Waterflooding* adalah salah satu metode yang paling sering digunakan dalam tahapan *Secondary Recovery*. Mekanisme kerjanya adalah dengan menginjeksikan air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi sehingga akan meningkatkan produksi minyak ataupun dapat juga berfungsi untuk mempertahankan tekanan reservoir (*pressure maintenance*), untuk lebih jelasnya lihat Gambar 2.1.

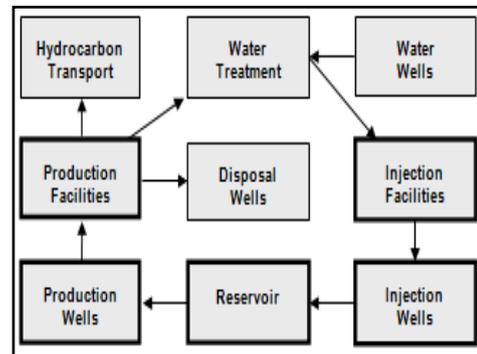


Gambar 2.1 Mekanisme *waterflood*

2.1 Pengawasan Kegiatan *Waterflood* (*Reservoir Surveillance*)

Kunci kesuksesan sebuah proyek *waterflood* terletak pada perencanaan dan pelaksanaan program pengawasan serta monitoring pada sumur. Program ini disesuaikan dengan lapangan atau proyek yang bersangkutan, sebab masing-masing proyek *waterflood* mempunyai karakter yang beragam. Hal yang penting untuk diperhatikan pada program monitoring sumur khususnya sistem *waterflood* terdapat pada Gambar 2.2. Sebelumnya proyek *waterflood* hanya terfokus pada hasil produksi dan injeksi saja. Dewasa ini dengan pengetahuan

manajemen reservoir modern, telah menjadi praktek industri untuk menjadikan sumur, fasilitas, *water system* dan kondisi pengoperasian menjadi program *surveillance* secara komprehensif.



Gambar 2.2. *Waterflood Injection System*

2.2 Kerusakan Formasi (*Formation Damage*)

Kerusakan Formasi (*Formation Damage*) adalah kerusakan formasi di sekitar lubang sumur migas, yang menyebabkan pengurangan kemampuan alir fluida reservoir di bawah kemampuan asalnya. Sebab-sebab kerusakan formasi sebagai berikut :

1. Akibat *Clay Swelling*

Pengurangan permeabilitas formasi yang disebabkan *clay swelling* merupakan subjek riset yang *extensive* dan publikatif. Berdasarkan pada hasil riset, menunjukkan bahwa invasi *fresh water* (filtrat lumpur bor) yang masuk ke dalam batuan pasir yang shaly, dapat mengurangi permeabilitas jika batuan lempung (*clay*) yang terkandung dalam batu pasir adalah dari tipe *expanding lattice* yang gampang mengembang jika terkena air murni. Kecenderungan untuk mengembang dan menyumbat pori batuan formasi, dapat dihambat oleh kehadiran garam organik di dalam air. Sekali *clay* mengembang karena kontak dengan *fresh water*, larutan garam yang kuat mampu mengerutkan partikel *clay* tersebut. Akan tetapi, pengerutan ini tidak sempurna dan permeabilitasnya juga tidak akan kembali ke asal. Sebenarnya, dengan kontak formasi yang mengandung *expanding lattice clay* dengan *fresh water* akan mengurangi permeabilitas formasi secara permanen.

2. Akibat Penyumbatan Partikel-Partikel Padatan

Penyumbatan partikel padatan ini

disebabkan karena partikel padat yang berasal dari lumpur pemboran sehingga mengakibatkan rusaknya formasi. Penyelidikan terakhir menunjukkan bahwa partikel *clay* dari bahan lumpur *bentonite*, mampu berpenetrasi dalam suatu material berpori. Penetrasi ini walaupun tidak dalam, karena dihalangi oleh butiran batuan menghasilkan pengurangan permeabilitas formasi yang cukup berarti. Tipe-tipe *clay* yang paling tinggi terhadap penyumbatan formasi minyak dengan cara *disperse* (tersebar), dan kemudian menyumbat formasi adalah *kaolinite*, *illite*, dan *chlorite*. Penyumbatan bisa terjadi karena pengendapan *scale* anorganik seperti *calcium carbonate*, *calcium sulfate* dan *barium sulfate*.

3. Akibat Pengendapan Asphaltic Dan Paraffin

Pengurangan suhu dan tekanan yang disertai aliran *crude oil* (minyak mentah) yang mengandung sejumlah bahan-bahan asphaltic atau parafin dapat menyebabkan pengendapan material *asphaltic* ataupun parafin. Pengendapan ini bisa mengurangi permeabilitas formasi terhadap minyak dengan cara pemblokiran pori atau mengubah *wettability* formasi.

Dari ketiga penyebab kerusakan formasi yang sudah dibahas, secara garis besar kerusakan formasi (*formation damage*) sangat berpengaruh pada permeabilitas. Pengaruh kerusakan formasi (*formation damage*), mempunyai efek yang buruk terhadap produktivitas sumur. Efek dari kerusakan formasi ini harus segera ditangani agar produktivitas dari sumur kembali maksimal. Ada dua metode untuk menganalisis kerusakan formasi pada sumur injeksi, yaitu : *Hall Plot* dan *Fall Off Test*.

2.3 Hall Plot Analysis

Metode Hall mulai dilakukan untuk menganalisis sumur injeksi air pada tahun 1963. Metode ini berupa pendekatan secara grafis untuk mengevaluasi kapasitas injeksi sumur. Secara umum, kapasitas sumur injeksi sulit untuk dievaluasi karena banyaknya variasi dari laju injeksi dan tekanan. Untuk mengevaluasi kemungkinan adanya *plugging* ataupun peningkatan injeksi biasanya dibutuhkan data-data tekanan reservoir, viskositas air, dan densitas air.

Untuk mengatasi masalah tersebut,

maka Hall menunjukkan bahwa gradient dari kurva jumlah tekanan kepala sumur dikalikan dengan waktu versus volume injeksi kumulatif dapat memperlihatkan kapasitas sumur injeksi dan gradient akan tetap bernilai konstan apabila kapasitasnya tetap konstan. Jika kondisi sumur berubah atau mengalami *damage* maka kemiringan *Hall Plot* akan berubah juga. Jika sumur distimulasi maka kemiringan *Hall Plot* akan berkurang. Persamaan yang digunakan untuk menentukan gradient pada *Hall Plot* adalah fungsi yang berasal dari berbagai parameter reservoir yang mana *permeability thickness* (kapasitas) adalah yang paling penting.

Persamaannya adalah:

$$m = \frac{\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{0.00707 k_w h} \dots\dots\dots (2.1)$$

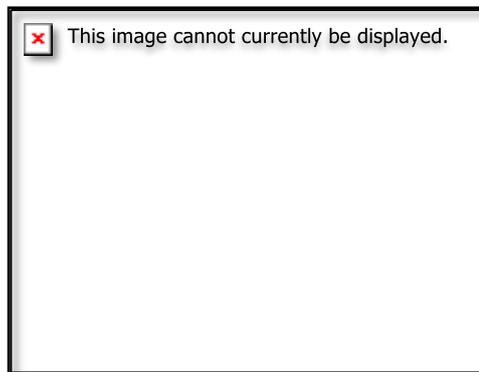
Dimana :

- m : Slope
- μ_w : Viskositas air (cp)
- Bw : Faktor volume formasi air (bbl/stb)
- re : Radius injeksi (ft)
- rw : Radius sumur (ft)
- kw : Permeabilitas air (mD)
- h : Ketebalan lapisan (ft)

Beberapa asumsi berlaku untuk persamaan ini. Asumsi yang paling penting adalah tekanan reservoir dan radius injeksi harus konstan. Ketika nilai gradient pada kurva *water* injeksi kumulatif versus tekanan kepala sumur dikalikan dengan waktu mengalami perubahan menjadi berkurang, maka diindikasikan adanya efek stimulasi, misalnya perekahan *hydraulic* dan pengasaman. Jika gradient pada kurva tersebut mengalami perubahan menjadi bertambah, maka diindikasikan bahwa adanya efek *damage* pada sumur, misalnya adanya *plugging* atau bertambahnya nilai *skin* yang menyebabkan menurunnya kapasitas injeksi fluida.

Kurva *Hall Plot* tidak hanya dapat digunakan untuk mengidentifikasi adanya penurunan kapasitas injeksi, tetapi juga dapat digunakan sebagai metode untuk menentukan *treatment* atau prosedur *workover* apa yang akan dilakukan untuk sumur tersebut. Pada prosedur konvensional, jika ditemukan adanya *problem* pada sumur melalui *Hall Plot*, langsung dilakukan pengujian sumur untuk menentukan nilai

formation damage ataupun nilai *skin*.



Gambar 2.3 Hall Plot (Hall, 1963)

Dimana :

- A = Injeksi dalam keadaan normal
- B = *Wellbore* telah dilakukan stimulasi (*negative skin*)
- C = Air yang diinjeksikan keluar dari zona injeksi.
- D = Adanya *Plugging* (*positive skin*) kualitas air injeksi buruk.

2.4 Evaluasi *Formation Damage* dengan *Hall Plot*

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

Hall Plot untuk sumur injeksi menggunakan data tekanan kepala sumur dan laju injeksi air. Pada penelitian ini digunakan data tekanan kepala sumur dan volume injeksi secara kumulatif sehingga dapat mempermudah dalam membuat kurva *Hall Plot*. Dari persamaan gradient yang sudah dijelaskan di atas, persamaan tersebut kemudian diaplikasikan untuk menganalisis sumur injeksi.

2.5 Metode Stimulasi

Stimulasi merupakan suatu proses perbaikan terhadap sumur untuk meningkatkan nilai 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 pada sumur tersebut. Stimulasi dilakukan pada sumur-sumur produksi yang mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh adanya kerusakan formasi (*formation damage*) di sekitar lubang sumur dengan cara memperbaiki permeabilitas batuan reservoir. Metode stimulasi dapat dibedakan menjadi *Acidizing* dan *Hydraulic Fracturing*.

Alasan dilakukannya stimulasi antara lain karena adanya hambatan alami yaitu permeabilitas reservoir yang rendah sehingga menyebabkan fluida reservoir tidak dapat bergerak secara cepat melewati reservoir yaitu yang sering disebut dengan kerusakan formasi (*formation damage*), kerusakan formasi ini kebanyakan disebabkan oleh operasi pemboran dan penyemenan yang menyebabkan permeabilitas batuan menjadi kecil jika dibandingkan dengan permeabilitas alaminya sebelum terjadi kerusakan formasi, pengecilan permeabilitas batuan formasi ini akan mengakibatkan terhambatnya aliran fluida dari formasi menuju ke lubang sumur sehingga pada akhirnya akan menyebabkan turunnya produktivitas suatu sumur.

Sasaran dari stimulasi ini adalah formasi produktif, karena itu karakteristik reservoir mempunyai pengaruh besar pada pemilihan stimulasi. Karakteristik reservoir meliputi karakteristik batuan maupun karakteristik fluida reservoir terutama berpengaruh pada pemilihan fluida *treatment* baik pada *acidizing* maupun pada *hydraulic fracturing*, faktor lain yang berpengaruh dalam *treatment* ini adalah kondisi reservoir yaitu volume pori, tekanan dan temperatur reservoir.

2.6 Pengertian *Acidizing*

Acidizing adalah salah satu proses perbaikan terhadap sumur untuk menanggulangi atau mengurangi kerusakan formasi dalam upaya peningkatan laju produksi dengan melarutkan sebagian batuan, 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.

Prinsip kerja asam adalah melarutkan baik batuan reservoir ataupun material penyusunnya. Pada mulanya acidizing hanya untuk batuan *limestone*. Dengan berkembangnya waktu maka pengasaman pada lapisan *sandstone* mulai dilakukan untuk menghilangkan material *damage* yang ditimbulkan waktu pemboran maupun *completion*, *workover* dan untuk menghancurkan *fines* yang timbul dari formasi itu sendiri.

Terdapat tiga syarat agar asam bisa digunakan untuk kegiatan stimulasi yaitu sebagai berikut :

1. Harus bisa bereaksi dengan karbonat dan mineral lain untuk menghasilkan produk yang bisa melarut.
2. Harus bisa menghambat karat di peralatan sumur.
3. Hal lain seperti aman, biaya, pengadaan, penyimpanan dll.

2.7 Jenis-jenis Acidizing

Stimulasi dengan *acidizing* dapat dilakukan dengan menggunakan tiga metode yaitu :

1. *Acid Washing*
2. *Acid fracturing*
3. *Matrix acidizing*

Acid washing adalah operasi yang direncanakan untuk menghilangkan endapan *scale* yang dapat larut dalam larutan asam yang terdapat dalam lubang sumur untuk membuka perforasi yang tersumbat. Target dari *acid washing* adalah:

1. *Scale* di sekitar lubang bor.
2. *Plugging* pada formasi yang terjadi dalam operasi *drilling*, *workover* atau produksi.
3. Presipitasi akibat perbedaan temperatur & *pressure* yang signifikan.

Acid fracturing merupakan penginjeksian asam ke dalam formasi pada tekanan yang cukup tinggi untuk merekahkan formasi atau membuka rekahan yang sudah ada. Aplikasi *acid fracturing* ini hanya terbatas untuk formasi karbonat, karena jika dilakukan pada formasi batu pasir dapat menyebabkan keruntuhan formasinya dan mengakibatkan problem kepasiran. Semua perencanaan yang ada pada *acid fracturing* tidak jauh berbeda dengan yang ada pada *matrix acidizing*. Untuk dapat memperoleh

penetrasi pengasaman yang optimal maka harus diperhatikan *fluid loss*, lebar rekahan, laju injeksi, temperatur, jenis formasi dan jenis asam yang digunakan.

Matrix acidizing dilakukan dengan cara menginjeksikan larutan asam dan additif tertentu secara langsung ke dalam pori-pori batuan formasi di sekitar lubang sumur dengan tekanan penginjeksian di bawah tekanan rekah formasi, dengan tujuan agar reaksi menyebar ke formasi secara radial. *Matrix acidizing* baik digunakan untuk batuan karbonat dan *sandstone* meskipun jenis asamnya berbeda. *Matrix acidizing* juga akan sangat baik bila dilakukan pada sumur dengan kedalaman formasi yang rusak sekitar 1-2 feet.

Pada intinya, *acidizing* adalah proses pelarutan material-material batuan yang terdapat di sekitar lubang sumur dengan menginjeksikan sejumlah asam ke dalam sumur atau lapisan produktif. Oleh karena itulah karakteristik reservoir mempunyai pengaruh besar pada pemilihan stimulasi. Karakteristik reservoir akan sangat berpengaruh pada pemilihan fluida *treatment* baik *matrix acidizing*, *acid fracturing*, ataupun *acid washing* serta faktor lain yang dapat berpengaruh dalam *treatment* adalah tekanan, temperatur, dan volume reservoir.

3. Metodologi Penelitian

Metode penelitian Tugas Akhir meliputi :

1. Mengumpulkan dan mengidentifikasi data geologi, data reservoir, data kualitas air injeksi dan data injeksi harian dari awal injeksi sampai data yang terbaru pada lapangan North Rifa.
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 kumulatif tekanan dan kumulatif volume injeksi.
 - c. Melakukan *screening* sumur untuk dianalisis lebih lanjut.
3. Tahapan analisis lebih lanjut yaitu sebagai berikut :
 - a. Menghitung radius injeksi setiap sumur berdasarkan karakteristik reservoir dan kedalaman masing-masing dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$r = 43560 \sqrt{\frac{v}{\frac{(7758 h \phi)}{\pi}}} \dots\dots\dots (3.1)$$

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

$$m = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)} \dots\dots\dots (3.2)$$

- Dari slope tersebut kemudian mencari nilai *Tm1 (Transmissibility pada zona Undamaged)* dan *Tma (Transmissibility pada zona Damaged)* dengan menggunakan rumus sebagai berikut :

$$Tm1 = \frac{4,844 Bw \ln(\frac{re}{rw})}{m1} \dots\dots\dots (3.3)$$

$$Tma = \frac{4,844 Bw \ln(\frac{re}{rw})}{ma} \dots\dots\dots (3.4)$$

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

Darcy Law :

$$S = \frac{0.00708 k h \Delta P}{\mu w Bw Qw} - \ln\left(\frac{re}{rw}\right) \dots\dots\dots (3.5)$$

Hall Plot Law :

$$S = \frac{(Tm1 - Tma)}{Tma} \ln\left(\frac{re}{rw}\right) \dots\dots\dots (3.6)$$

- 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 :

$$\Delta P = \frac{Qw \mu w Bw \ln(\frac{re}{rw})}{0.00708 k h} \dots\dots\dots (3.7)$$

$$\Delta P = (Pwf - SBHP) \dots\dots\dots (3.8)$$

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

$$Ii = \frac{Qw}{\Delta P} \dots\dots\dots (3.9)$$

- c. Melihat kualitas air injeksi pada sumur yang diindikasikan terjadi kerusakan formasi.

- 5. Berdasarkan perhitungan faktor *skin*, *injectivity index*, dan kualitas air injeksi, selanjutnya sumur yang mengalami kerusakan formasi akan direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi.

4. Hasil Dan Pembahasan

Pada penelitan ini dilakukan analisis Hall Plot pada lapangan yang berada di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba yaitu lapangan North Rifa. Untuk mengetahui kerusakan formasi pada lapangan tersebut, dilakukan beberapa tahapan analisis, yaitu analisis kerusakan formasi, analisis kualitas air injeksi, analisis kelayakan stimulasi, dan tahapan terakhir berupa pembahasan dari analisis lapangan tersebut.

4.1. Analisis Kerusakan Formasi Pada Lapangan North Rifa

Analisis 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 analisis lebih lanjut.

4.2. Profil Sumur Injeksi dan Target Layer

Wilayah lapangan North Rifa terdapat 8 sumur injeksi yaitu FA-14, FA-21, FA-60, FA-73, FA-92, FA-20, FA-78, dan FA-79. Masing-masing sumur memiliki target layer tersendiri untuk menginjeksikan air ke formasi. Terdapat dua formasi yang merupakan cakupan injeksi air yaitu Formasi Baturaja (BRF) dan Formasi Talang Akar (TAF).

4.3. Monitoring Sumur Injeksi

Monitoring sumur injeksi adalah hal yang patut diperhatikan dalam sistem *water injection*. Monitoring sumur injeksi berfungsi untuk menganalisis kinerja dari sumur injeksi dengan melihat indikasi perubahan *pressure vs rate* pada *Performance* injeksi dan kurva Hall Plot. Berdasarkan monitoring pada sumur injeksi di lapangan North Rifa, terdapat 6 sumur yang diindikasikan mengalami kerusakan dan 2 sumur lainnya dinyatakan dalam kondisi baik. Pada pembahasan ini, penulis akan menampilkan

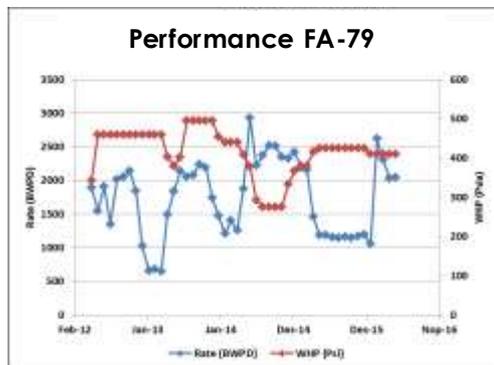
contoh perhitungan untuk sumur FA-79 dan FA-92.

4.4. Performance Injeksi dan Analisis Kurva Hall Plot

Performance injeksi ini bertujuan untuk melihat kelakuan dari sumur setiap hari, performance injeksi ini dilihat berdasarkan rate terhadap tekanan yang terbaca di kepala sumur atau WHP. Berikut merupakan performance injeksi dan kurva Hall Plot dari masing-masing sumur yang dianalisis.

1. Analisis Sumur Injeksi FA-79

A. Performance Injeksi

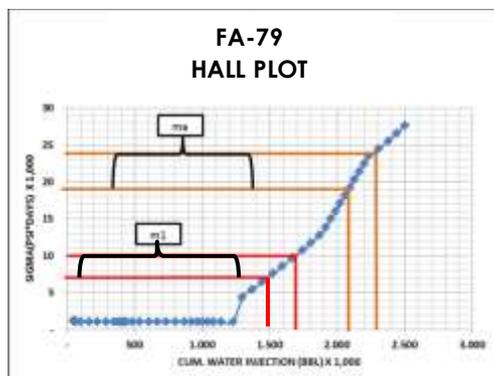


Gambar 4.1. Grafik Performance FA-79

Pada Gambar 4.1. menjelaskan performance injeksi sumur FA-79 dan berdasarkan analisis yang telah dilakukan pada grafik ini terlihat bahwa perbandingan antara rate dan tekanan injeksi terjadi ketidakstabilan.

Ini diindikasikan adanya hambatan pada formasi dan diindikasikan adanya scale atau terjadi plugging pada sumur tersebut.

B. Kurva Hall Plot dan Perhitungan Skin



Gambar 4.2. Kurva Hall Plot FA-79

Gambar 4.2. merupakan Kurva Hall Plot dari sumur injeksi FA-79. Berdasarkan analisis yang dilakukan dapat dilihat bahwa setelah data yang ada di plot ke dalam grafik, garis yang terbentuk tidak menunjukkan trend linier sehingga dapat disimpulkan bahwa sumur diindikasikan mengalami kerusakan formasi. Untuk membuktikan indikasi kerusakan formasi yang ada maka dilakukan analisis lebih lanjut pada sumur tersebut.

▪ Analisis Lebih Lanjut Sumur Injeksi FA-79

Data pendukung dalam analisis sumur FA-79 dapat dilihat pada Tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4.1. Data Sumur FA-79

Parameter	Data Sumur FA-79		
	Simbol	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi	h	19,686	ft
Faktor Volume Formasi Air	Bw	1,036	Rb/STB
Viskositas	μ_w	0,55	cp
Rate Injeksi	qi	1290	BWPD
Porositas	ϕ	0,16	Fraksi
Perbedaan Tekanan	ΔP	879,192	Psi
Radius Sumur	rw	0,2291	ft
Permeabilitas	k	150	mD

1. Perhitungan Radius Injeksi

Perhitungan radius injeksi digunakan untuk mengetahui seberapa jauh radius dari air yang telah diinjeksikan dan radius injeksi sangat berpengaruh dalam perhitungan skin.

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

$$r = 43560 \sqrt{\frac{4.705.424}{\left(\frac{7758 \times 19,686 \times 0,16}{3,14}\right)}}$$

$$r = 1633,6814 \text{ ft}$$

2. Menentukan Slope dan Transmissibility

Dari Gambar 4.2 di atas, dapat diketahui slope dari sumur FA-79 dengan melihat 2 trend terakhir dan diambil tarik garis lurus sehingga didapatkan slope dan transmissibility. Berikut ini merupakan perhitungan dari slope dan transmissibility pada sumur FA-79 :

a. Untuk ml

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

$$m_1 = \frac{(10 - 7)}{(1700 - 1500)}$$

$$m = 0,015$$

b. Untuk m_a

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

$$m_a = \frac{(24 - 19)}{(2290 - 2100)}$$

$$m_a = 0,0263$$

c. *Transmissibility* Pada Zona *Undamaged*
Dari m_1 maka dapat dihitung *transmissibility* pada zona *undamaged* sumur FA-79 yaitu sebagai berikut :

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

$$T_{m1} = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{1633,6814}{0,2291}\right)}{0,015}$$

$$T_{m1} = 2968,27$$

d. *Transmissibility* Pada Zona *Damaged*
Dari m_a maka dapat dihitung *transmissibility* pada zona *Damaged* sumur FA-79 yaitu sebagai berikut :

$$T_{m_a} = \frac{4,844 B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{m_a}$$

$$T_{m_a} = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{1633,6814}{0,2291}\right)}{0,0263}$$

$$T_{m_a} = 1691,914$$

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

Dari beberapa perhitungan sebelumnya dan berdasarkan data pendukung sumur FA-79, maka *skin factor* dapat dihitung berdasarkan rumus Kurva Hall Plot dan pendekatan rumus *Darcy*.

a. Berdasarkan rumus *Darcy*

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

$$S = \frac{0,00708 \times 150 \times 19,686 \times 879,192}{0,55 \times 1,036 \times 1290} - \ln\left(\frac{1633,6814}{0,2291}\right)$$

$$S = 16,134$$

b. Berdasarkan rumus Hall Plot

$$S = \frac{(T_{m1} - T_{m_a}) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{T_{m_a}}$$

$$S = \frac{(2887,566 - 1645,913) \ln\left(\frac{1633,6814}{0,2291}\right)}{1645,913}$$

$$S = 6,6930$$

Hasil perhitungan faktor *skin* dari kedua rumus tersebut bernilai positif yaitu sebesar 16,134 dan 6,6930 yang menunjukkan indikasi bahwa terjadi kerusakan di sekitar lubang sumur.

c. Perhitungan *Injectivity Index*

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

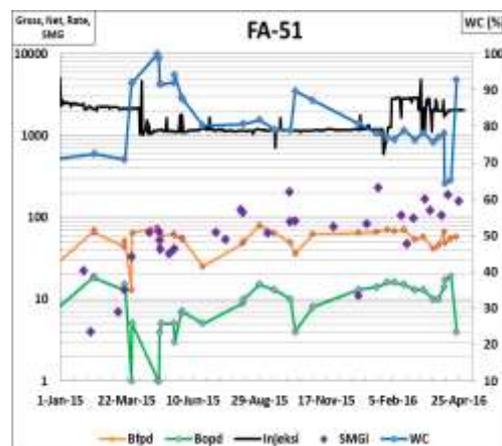
$$I_i = \frac{Q_w}{\Delta P_s}$$

$$I_i = \frac{1290}{879,192}$$

$$I_i = 1,46$$

Dari perhitungan nilai *injectivity index* didapatkan nilai sebesar 1,46 sedangkan *injectivity index* dinyatakan bagus yaitu di atas 1,5 ini menandakan bahwa *performance* injeksi sumur FA-79 dalam keadaan tidak baik sehingga sumur tersebut layak untuk direkomendasikan untuk distimulasi.

C. Performance FA-79 Terhadap FA-51



Gambar 4.3. Performance FA-79 Terhadap FA-51

Pada gambar di atas ditampilkan grafik *performance* sumur injeksi terhadap sumur produksi yaitu FA-79 sebagai sumur injeksi dan FA-51 sebagai sumur produksi. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan dapat dilihat pada beberapa bagian grafik, *rate* injeksi yang seringkali naik turun secara drastis serta nilai *gross* yang tidak stabil mengindikasikan bahwa hal ini merupakan efek dari nilai *skin* yang positif dan semakin menguatkan kemungkinan bahwa sumur ini mengalami kerusakan formasi.

2. Analisis Sumur Injeksi FA-92

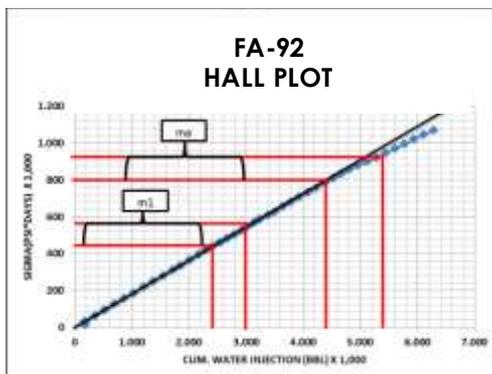
A. Performance Injeksi



Gambar 4.4. Grafik *Performance* FA-92

Pada Gambar 4.4. menjelaskan tentang *performance* injeksi sumur FA-92. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan dapat dilihat bahwa berdasarkan *rate* dan tekanan injeksi dari awal injeksi sampai sekarang trend *rate* injeksi dan tekanan injeksi terlihat stabil. Dapat diindikasikan sumur ini dinyatakan normal atau tidak terjadi kerusakan formasi.

B. Kurva Hall Plot dan Perhitungan Skin



Gambar 4.5. Kurva Hall Plot FA-92

Gambar 4.5. merupakan Kurva Hall Plot dari sumur injeksi FA-92. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan dapat dilihat bahwa setelah data yang ada di plot ke dalam grafik terlihat garis yang ada membentuk *trend* linier dan kurva berada pada satu garis lurus, hal ini menandakan bahwa sumur dalam keadaan baik atau menunjukkan tidak adanya kerusakan formasi.

▪ Analisis Lebih Lanjut Sumur Injeksi FA-92

Data pendukung dalam analisis sumur FA-92 dapat dilihat pada Tabel 4.2 di bawah ini.

Tabel 4.2. Data Sumur FA-92

Parameter	Sumur FA-92		
	Simbol	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi	h	39,372	ft
Faktor Volume Formasi Air	Bw	1,036	Rb/STB
Viskositas	μ_w	0,55	cp
Rate Injeksi	qi	5.434	BWPD
Porositas	ϕ	0,17	Fraksi
Perbedaan Tekanan	ΔP	1601,903	Psi
Radius Sumur	rw	0,2916	ft
Permeabilitas	k	60	mD

1. Perhitungan Radius Injeksi

Perhitungan radius injeksi digunakan untuk mengetahui seberapa jauh radius dari air yang telah diinjeksikan dan radius injeksi sangat berpengaruh dalam perhitungan *skin*.

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

$$r = 43560 \sqrt{\frac{19.549.629}{7758 \times 39,372 \times 0,17}}{3.14}$$

$$r = 2284,3245 \text{ ft}$$

4. Menentukan Slope dan Transmissibility

Dari Gambar 4.5 di atas, dapat diketahui slope dari sumur FA-92 dengan melihat 2 *trend* terakhir dan diambil tarik garis lurus sehingga didapatkan *slope* dan *transmissibility*. Berikut ini merupakan perhitungan dari *slope* dan *transmissibility* pada sumur FA-92 :

a. Untuk ml

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

$$m_1 = \frac{(560 - 440)}{(3000 - 2400)}$$

$$m = 0,20$$

b. Untuk ma

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

$$ma = \frac{(920 - 800)}{(5400 - 4400)}$$

$$ma = 0,12$$

c. *Transmissibility* Pada Zona *Undamaged*

Dari m_1 maka dapat dihitung *transmissibility* pada zona *undamaged* sumur FA-92 yaitu sebagai berikut :

$$T_{m1} = \frac{4,844 Bw \ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{m_1}$$

$$T_{m1} = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{2284,3245}{0,2916}\right)}{0,20}$$

$$T_{m1} = 224,979$$

d. *Transmissibility* Pada Zona *Damaged*

Dari ma maka dapat dihitung *transmissibility* pada zona *Damaged* sumur FA-92 yaitu sebagai berikut :

$$T_{ma} = \frac{4,844 Bw \ln\left(\frac{re}{rw}\right)}{ma}$$

$$T_{ma} = \frac{4,844 \times 1,036 \times \ln\left(\frac{2284,3245}{0,2916}\right)}{0,12}$$

$$T_{ma} = 374,965$$

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

Dari beberapa perhitungan sebelumnya dan berdasarkan data pendukung sumur FA-92, maka *skin factor* dapat dihitung berdasarkan rumus Kurva Hall Plot dan pendekatan rumus *Darcy*.

d. Berdasarkan rumus *Darcy*

$$S = \frac{0,00708 kh\Delta P}{\mu w B w Q w} - \ln\left(\frac{re}{rw}\right)$$

$$S = \frac{0,00708 \times 60 \times 39,372 \times 1601,903}{0,55 \times 1,036 \times 5434} - \ln\left(\frac{2284,3245}{0,2916}\right)$$

$$S = -0,3132$$

e. Berdasarkan rumus Hall Plot

$$S = \frac{(T_{m1} - T_{ma})}{T_{ma}} \ln\left(\frac{re}{rw}\right)$$

$$S = \frac{(224,979 - 374,965)}{374,965} \ln\left(\frac{2284,3245}{0,2916}\right)$$

$$S = -3,586$$

Hasil perhitungan faktor *skin* dari kedua rumus tersebut bernilai negatif yaitu sebesar $-0,3132$ dan $-3,586$ yang menunjukkan indikasi bahwa tidak terjadi kerusakan di sekitar lubang sumur.

f. Perhitungan *Injectivity Index*

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

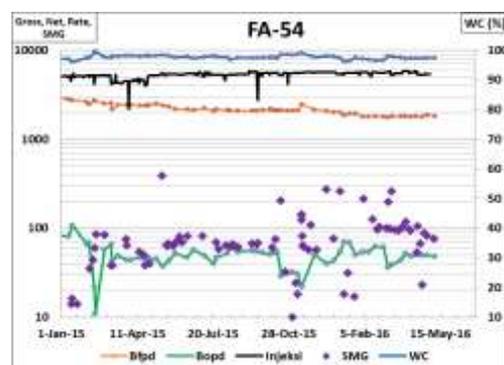
$$I_i = \frac{Q_w}{\Delta P_s}$$

$$I_i = \frac{5434}{1601,903}$$

$$I_i = 3,392$$

Nilai *injectivity index* yang didapatkan sebesar 3,392 sedangkan *injectivity index* yang dinyatakan bagus yaitu diatas 1.5 ini menandakan bahwa *performance* injeksi sumur FA-92 dalam keadaan baik sehingga sumur FA-92 tidak direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi.

C. Performance FA-92 Terhadap FA-54



Pada gambar di atas ditampilkan grafik *performance* sumur injeksi terhadap sumur produksi yaitu FA-92 sebagai sumur injeksi dan FA-54 sebagai sumur produksi. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan pada grafik tersebut dapat dilihat bahwa *rate* injeksi serta *gross* yang didapatkan terlihat stabil. Hal ini semakin menguatkan kemungkinan bahwa sumur ini tidak mengalami kerusakan formasi. Hanya saja, dengan nilai *gross* yang stabil tetapi nilai *water cut* yang tinggi menyebabkan nilai *net* yang didapatkan pada sumur ini juga seringkali mengalami penurunan.

Tabel 4.3 di bawah ini menunjukkan hasil perhitungan nilai *skin*, ΔP serta *injectivity index* yang merupakan hasil analisis lebih lanjut pada sumur-sumur telitian yang mengalami kerusakan pada lapangan North Rifa.

Tabel 4.3
Hasil Analisis Lebih Lanjut Sumur Injeksi di Lapangan North Rifa

Sumur	(ml)	(ma)	Tml
FA-14	0,0562	0,10	851,73
FA-20	0,0175	0,0208	2507,731
FA-21	0,05	0,0666	953,308
FA-73	0,075	0,08	650,112
FA-78	0,0466	0,048	978,9629
FA-79	0,015	0,0263	2968,27
FA-60	0,2666	0,2666	158,990

Tma	Skin Darcy	Skin Hall Plot	ΔP	Ii
479,09	0,741	7,425	1163,26	5,94
2106,49	5,48	1,665	857,88	2,40
714,98	5,98	3,166	901,84	2,84
609,48	8,70	0,647	951,57	1,99
951,76	17,36	0,260	1000,58	1,01

1691,91	16,13	6,693	879,19	1,46
158,99	-0,66	0	1167,63	2,09

4.5 Analisis 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 Index* (SI), *Potential of Hydrogen* (pH), *Relative Plugging Index* (RPI), *Oil Content* (O/C), serta *Total Suspended Solid* (TSS) karena kelima hal ini merupakan parameter yang dapat memberikan informasi apakah air yang diinjeksikan cenderung akan membentuk *plugging* atau *scale* yang dapat menghambat air untuk masuk ke reservoir. Berikut merupakan hasil lab yang menunjukkan kualitas air injeksi :

Tabel 4.4
Kualitas Air Injeksi Pada Lapangan North Rifa

Hasil Tes Rata-rata	SI	pH	RPI	O/C	TSS
Standard	0	6,5-8,0	≤ 10	0	≤ 350
Rata ² 2015	+0,2	7,3	76,0	81,2	1220,22
Apr-16	+0,64	7,570	-	74,2	1021,00

Dari hasil lab yang menunjukkan kualitas air injeksi, ternyata nilai SI, RPI, pH, O/C, dan TSS lebih besar dari standar yang telah ditentukan dan nilai *scale index* menunjukkan nilai yang positif. Artinya sumur di lapangan North Rifa berdasarkan kualitas air yang diinjeksikan cenderung berpotensi untuk membentuk penyumbatan pada formasi atau sangat berpotensi untuk terjadinya *scale*. Hal ini mendukung data-data sebelumnya yang mengindikasikan bahwa beberapa sumur yang dianalisis mengalami masalah *plugging* atau *scale*.

4.6. Analisis Kelayakan Stimulasi

Dalam tahapan ini sangat perlu dilakukan pertimbangan untuk mengambil kesimpulan apakah sumur yang rusak akan dilakukan stimulasi atau tidak. Dari analisis lebih lanjut yang telah dilakukan kita dapat

melihat apakah ada perubahan atau tidak jika sumur tersebut dilakukan stimulasi. Berikut merupakan tahapan pertimbangan tersebut :

1. Perhitungan ΔP Dan *Injectivity Index*

(ii) pada Sumur FA-79

a. Perhitungan ΔP

$$\Delta P = \frac{Q_w \mu_w B_w \ln \frac{r_e}{r_w}}{0,00708 k h}$$

$$\Delta P = \frac{2043 \times 0,55 \times 1,036 \ln \frac{1633,68}{0,2916}}{0,00708 \times 150 \times 19,686}$$

$$\Delta P = 480,582 \text{ psi}$$

b. Perhitungan *Injectivity Index*

$$I_i = \frac{Q_w}{\Delta P}$$

$$I_i = \frac{1290}{480,582}$$

$$I_i = 2,684 \text{ b/d/psi}$$

Dari perhitungan *injectivity index* dan ΔP jika dilakukan stimulasi, ternyata terdapat perbedaan dengan *injectivity index* dan ΔP saat kondisi sekarang (kondisi aktual). Saat kondisi aktual, nilai *injectivity index* pada sumur ini yaitu 1,46 dan nilai ΔP sebesar 879,19 Psi sementara jika dilakukan stimulasi nilai *injectivity index* akan naik menjadi 2,684 dan nilai ΔP akan turun menjadi 480,582 Psi. Ini akan sangat berpengaruh terhadap proses injeksi yang ada. Jadi sumur yang dinyatakan rusak pada lapangan North Rifa yaitu FA-79 tersebut sangat direkomendasikan untuk dilakukan stimulasi.

Tabel 4.5 di bawah ini menunjukkan hasil analisis kelayakan stimulasi pada sumur injeksi yang mengalami kerusakan di lapangan North Rifa.

Tabel 4.5
Analisis Kelayakan Stimulasi

Well	Layer	Pwf	SBHP
FA-14	BRF A-2 & BRF B-2	1569,269	406
FA-21	BRF	1307,848	406
FA-73	BRF-B	1357,572	406

FA-20	BRF A-1 & BRF-A2	1263,882	406
FA-78	BRF	1406,585	406
FA-79	BRF-A	1285,192	406

Sebelum Distimulasi		Setelah Distimulasi	
ΔP	I_i	ΔP	I_i
1163,269	5,943	1079,401	6,405
901,848	2,843	553,116	4,635
951,572	1,991	501,805	3,776
857,882	2,405	527,070	3,915
1000,585	1,016	344,087	2,955
879,192	1,467	480,582	2,684

4.7. Pembahasan

Setelah dilakukan *screening* sumur berdasarkan *performance* injeksi dan kurva Hall Plot pada lapangan North Rifa diindikasikan terdapat 6 sumur yang mengalami kerusakan formasi dan 2 sumur lainnya diindikasikan dalam keadaan yang baik dikarenakan berdasarkan *Performance* Injeksi dan Kurva Hall Plot terjadi kestabilan antara *rate* dan tekanan injeksi. Kemudian dengan melakukan analisis lebih lanjut menggunakan metode Hall Plot dan pendekatan rumus *Darcy* didapatkan beberapa parameter yaitu *slope*, *skin factor*, serta ΔP pada 6 sumur injeksi tersebut yaitu FA-21, FA-73, FA-14, FA-20, FA-78, dan FA-79. Hasil dari analisis tersebut dapat dilihat di Tabel 4.2. Oleh karena itulah dapat disimpulkan bahwa sumur telah mengalami kerusakan formasi. Hal tersebut dapat dibuktikan karena berdasarkan grafik *performance* dan kurva Hall Plot terjadi ketidakstabilan antara *rate* dan tekanan injeksi dan faktor *skin* bernilai positif.

Adanya *skin* pada 6 sumur injeksi tersebut dapat mengurangi efektifitas dari sumur tersebut atau dengan kata lain hal tersebut dapat berpengaruh terhadap keberhasilan dari kegiatan *water* injeksi itu sendiri. Seperti yang terlihat pada grafik

performance sumur injeksi terhadap sumur produksi, pada umumnya kenaikan nilai *gross* dan *net* yang diharapkan tidak dapat tercapai jika sumur injeksi yang ada mengalami kerusakan.

Berdasarkan analisis kualitas air injeksi, air yang diinjeksikan pada lapangan ini tidak dalam kualitas yang baik, dapat dilihat di Tabel 4.4 berdasarkan parameter-parameter yang ada semuanya berada diatas standar sehingga air diindikasikan akan cenderung membentuk *plug* pada formasi.

Sementara berdasarkan analisis kelayakan stimulasi ada 6 sumur yang layak untuk dilakukan stimulasi yaitu FA-21, FA-73, FA-14, FA-20, FA-78, dan FA-79. Pada sumur-sumur tersebut diharapkan dilakukan upaya stimulasi yang bertujuan untuk menghilangkan nilai-nilai *skin* positif sehingga tekanan turun dan *rate* injeksi akan naik atau tinggi. Sebagai usulan atau rekomendasi stimulasi yang akan dilakukan adalah *Acidizing* karena diharapkan proses *Acidizing* tersebut dapat melarutkan *scale* atau *plug* yang ada di sekitar formasi.

5. Penutup

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan penelitian ini yaitu sebagai berikut :

1. Dari *screening* sumur berdasarkan Performance Injeksi dan Kurva Hall Plot pada lapangan North Rifa terdapat 6 sumur yang diindikasikan terjadi kerusakan formasi yaitu FA-14, FA-21, FA-73, FA-20, FA-78, dan FA-79.
2. Dari hasil analisis lebih lanjut dengan menggunakan analisis Hall Plot dan rumus Darcy yang dilakukan didapatkan:
 - a. FA-14 nilai *skin Darcy* sebesar 0,7417, nilai *skin Hall Plot* sebesar 7,4253, nilai ΔP sebesar 1163,26 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 5,943 b/d/psi
 - b. FA-20 nilai *skin Darcy* sebesar 5,488, nilai *skin Hall Plot* sebesar 1,665, nilai ΔP sebesar 857,88 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 2,40 b/d/psi.

- c. FA-21 nilai *skin Darcy* sebesar 5,988, nilai *skin Hall Plot* sebesar 3,166, nilai ΔP sebesar 901,84 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 2,84 b/d/psi.
- d. FA-73 nilai *skin Darcy* sebesar 8,708, nilai *skin Hall Plot* sebesar 0,647, nilai ΔP sebesar 951,57 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1,99 b/d/psi.
- e. FA-78 nilai *skin Darcy* sebesar 17,368, nilai *skin Hall Plot* sebesar 0,2601, nilai ΔP sebesar 1000,58 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1,016 b/d/psi.
- f. FA-79 nilai *skin Darcy* sebesar 16,134, nilai *skin Hall Plot* sebesar 6,6930, nilai ΔP sebesar 879,19 psi, dan nilai *injectivity index* sebesar 1,46 b/d/psi.

3. Berdasarkan kondisi aktual yang telah dianalisis didapatkan 6 sumur yang dinyatakan rusak karena didapatkan hasil *skin* yang positif pada sumur-sumur tersebut, sehingga perlu dilakukan analisis kelayakan stimulasi.
4. Berdasarkan analisis kelayakan stimulasi, terdapat 6 sumur yang layak dilakukan stimulasi yaitu sumur FA-14, FA-21, FA-73, FA-20, FA-78, dan FA-79 karena jika dilakukan stimulasi nilai ΔP akan turun dan nilai *injectivity index* akan naik dan metode stimulasi yang disarankan adalah *Acidizing*.

5.2 Saran

1. Agar kinerja dari sumur-sumur injeksi yang ada dapat terus dijaga, diharapkan agar dilakukan monitoring secara berkala pada sumur-sumur tersebut.
2. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan, diharapkan agar dilakukan upaya stimulasi pada sumur FA-14, FA-21, FA-73, FA-20, FA-78, dan FA-79 dengan metode *Acidizing*.
3. Dilakukan *treatment* lebih lanjut terhadap air sebelum diinjeksikan kedalam sumur agar terbentuknya *scale* atau *plug* pada sumur dapat diminimalisir.

Daftar Pustaka

- Adkhani, Rauf Wanda. 2013. *Penyebab Kerusakan Formasi pada Sumur Migas*, (Online), (<http://kupasiana.psiologiup45.com/pe-nyebab-kerusakan-formasi-formation.html>), diakses 07 Mei 2016).
- Anggraini, Indah. 2015. *Analisa Kerusakan Formasi Pada Sumur Injeksi Dengan Menggunakan Metode Hall Plot*. Tugas Akhir Tidak Diterbitkan. Palembang, Sumsel : Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Politeknik Akamigas Palembang.
- Brown E. Kermith. *Artificial Lift Methods* Kermith Brown 4; Water Injection (Hal. 112). University Of Tulsa.
- Dake LP. 1978. *Fundamentals Of Reservoir Engineering ; Chapter 4 Darcy Law and Application* (Hal. 160). Shell Learning And Development.
- Fatma. 2012. *Pengertian Stimulasi*, (Online), (<http://fatmapetroleum.blogspot.co.id/2012/03/pengertian-stimulasi.html>), diakses 07 Mei 2016).
- Ginting, Pahmi Utamaraja. & Marhaendrajana, Taufan. 2011. *Evaluasi Formation Damage Dengan Menggunakan Hall Plot*, (Online), (<http://citation.itb.ac.id/pdf/Jurnal/Jtm/Jtm%20XVIII%202011%20No.2/paper%202.pdf>), diakses 02 Mei 2016).
- Hawe E. Daniel. 1967. *Direct Approach Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculation And Eliminates Pressure Fall Of Testing*.
- IATMI SM STT Migas Balikpapan. 2012. *Pengantar Studi Waterflood*, (Online), (<http://iatmismmigas.wordpress.com/2012/06/07/pengantar-studi-water-flood>), diakses 07 Mei 2016).
- _____,PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. 2016. “*Kumpulan Data Perusahaan*”.
- _____,Pertamina File (Metode). 2003. *Monitoring Kinerja Water Flooding*. Manajemen Pertamina Hulu
- Sari, Siska Puspa. 2009. *Prediksi Perolehan Laju Produksi Minyak Yang Sama Pada Penerapan Pola Lima Titik Menjadi Pola Lima Titik Terbalik Dengan Menggunakan Simulator Cheers Pada Lapisan di Lapangan S (Studi Konseptual)*. Tugas Akhir Tidak Diterbitkan. Pekanbaru, Riau : Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.