
ANALISA KERUSAKAN FORMASI PADA SUMUR INJEKSI H-01, H-02, H-03 & H-04 MENGUNAKAN METODE *HALL PLOT* PADA LAPANGAN KENARI

Oleh

Hendra Budiman¹, Erik Triansyah²

^{1,2}Program Studi Teknik Eksplorasi Produksi Migas, Jurusan Teknik Perminyakan
Kampus Politeknik Akamigas Palembang

Jl. Gubernur H.A Bastari, Jakabaring, Palembang, Indonesia

Email: ¹hendra_budiman@pap.ac.id

Article History:

Received: 22-05-2023

Revised: 15-06-2023

Accepted: 24-06-2023

Keywords:

Water Injection, Hall Plot,
Formation Damage

Abstract: *Water injection is one of the secondary recovery stages used to increase oil and gas production. In its application, injected water is prone to cause problems such as damage to the formation, therefore it is necessary to analyze, including using the Hall Plot method. The Hall Plot method is a curve plotted based on cumulative pressure against cumulative injection volume, where this method is used to identify what the actual condition of the injection well is. From the results of the analysis and calculations that have been carried out on the four injection wells, one of them is experiencing formation damage, namely the H-01 well, as seen from the results of the calculation of the Skin factor from the Darcy and Hall Plot formulations showing a value of +32.011 and +64.562 and the value of the Injectivity Index is 2.026 bbl/day/Psi. Wells that have been identified as damaged are then analyzed for stimulation feasibility. From the results of the stimulation feasibility analysis in the form of injection water quality analysis and calculations, it is recommended that the H-01 well be matrix acidizing*

PENDAHULUAN

Minyak bumi merupakan salah satu sumber energi yang sangat dibutuhkan dalam kehidupan manusia. Minyak bumi terbentuk dari sebuah reservoir yang tidak akan bertahan lama untuk melakukan produksi, sehingga akan terjadi penurunan produksi. Penurunan produksi tersebut disebabkan oleh beberapa hal seperti bercampurnya dua jenis air yang berbeda, penurunan tekanan reservoir, penurunan temperatur dan sebagainya. Maka akan terjadi suatu keadaan dimana produksi minyak bumi dari suatu lapangan minyak akan mengalami produksi yang tidak ekonomis lagi. Agar produksi suatu lapangan sumur minyak dapat terus berlanjut dan dapat dipertahankan, maka dibutuhkan sebuah metode untuk mempertahankan dan meningkatkan produksi sumur minyak bumi tersebut, sehingga kebutuhan manusia akan sumber energi minyak bumi dapat terpenuhi.

Dalam pengelolaan lapangan sumur minyak, hal yang terpenting yang harus diperhatikan adalah jumlah produksinya. Pada umumnya jumlah produksi minyak pada suatu lapangan minyak akan menurun seiring dengan berkurangnya kapasitas jumlah

kandungan minyak yang masih tersisa dalam reservoir suatu lapangan dan akhirnya akan habis. Penyebab penurunan jumlah produksi minyak bumi yang sering ditemui adalah terjadinya penurunan tekanan reservoir, karena energi utama dalam proses pengangkatan minyak bumi ke permukaan akan turun seiring dengan berjalannya waktu produksi hingga tidak cukup kuat lagi untuk mengangkat minyak ke permukaan.

Metode yang banyak digunakan untuk memecahkan masalah ini adalah dengan menggunakan metode *water injection*. Dimana *water injection* adalah salah satu metode yang dapat membantu dalam proses mempertahankan tekanan minyak bumi dari dalam sumur minyak. Sistem ini bekerja dengan cara menginjeksikan air bertekanan tinggi kedalam sumur.

Pada *Water Injection* juga sering terjadi kerusakan formasi, kerusakan tersebut biasanya terjadi karena adanya *Plugging*. Pada *Water Injection* pengujian dan pengaplikasiannya metode yang digunakan yaitu *Hall Plot*. *Hall Plot* adalah grafik yang dapat digunakan untuk menganalisa performa dari sumur injeksi. Dengan *Hall Plot* dapat diketahui seberapa besar efek *damage* yang terdapat pada sumur injeksi, setelah itu dilakukan perhitungan untuk mengetahui sumur yang rusak berdasarkan analisa kelayakan sumur serta pertimbangan stimulasi dan metode yang digunakan. Oleh karena itu pada penelitian ini, membahas tentang “Analisa Kerusakan Formasi pada Sumur Injeksi H-01, H-02, H-03 dan H-04 Menggunakan Metode *Hall Plot* pada Lapangan Kenari.

LANDASAN TEORI

Primary Recovery

Oil and Gas Primary Recovery adalah perolehan tahap pertama, yang terjadi pada saat sumur baru selesai di bor dimana fluida mengalir dengan sendirinya ke permukaan. *Gravity*, bersama dengan tekanan di fluida reservoir, memaksa minyak lubang sumur. Sumur bor adalah nama lain untuk lubang yang di bor untuk memproduksi minyak. Pada tahap ini, minyak dibawa ke permukaan melalui cara mekanis, seperti penggunaan pompa. Tahap perolehan minyak ini terus dilakukan sampai tekanan di dalam sumur tidak lagi cukup untuk menghasilkan minyak dalam jumlah yang ekonomis.

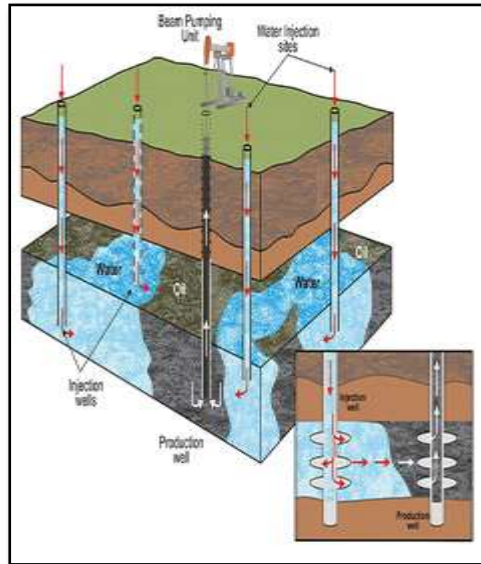
Pada tahap ini, tenaga pendorong alamiah yang ada didalam reservoir itu sendiri yang menyebabkan fluida bergerak kedalam lubang sumur, bahkan langsung kepermukaan. Berdasarkan cara produksinya, tahapan primer dibedakan menjadi dua yaitu dengan memakai bantuan secara alamiah (*Natural Flowing*) berupa mekanisme pendorong reservoir, dan dengan memakai bantuan peralatan buatan (*Artificial Lift*).

Secondary Recovery

Pada tahap ini kita menginjeksikan air ke reservoir untuk mempertahankan produksi minyak, dengan kata lain mempertahankan tekanan reservoir kita. Akan tetapi pada proses *Secondary Primary* kita tidak tahu karakteristik reservoir kita, untuk melakukan tahap *Secondary Recovery* dibutuhkan perencanaan yang matang serta melihat faktor-faktor produktivitas dari reservoir itu sendiri. Contohnya adalah injeksi air dan injeksi gas.

Setelah dilakukannya proses produksi tahap awal ternyata masih banyak cadangan minyak tertinggal didalam reservoir yang masih bisa dikeluarkan, karena pada tahap awal minyak hanya dapat diproduksi sebagian saja. Selain itu kinerja reservoir juga telah mengalami penurunan sehingga perlu dipertahankan dengan jalan menginjeksikan material

berupa fluida dengan tujuan menambah tenaga reservoir untuk tetap berproduksi. Hal ini dapat dilakukan dengan mempergunakan teknik yang lebih tinggi untuk meningkatkan produksi minyak dan juga menjaga agar tekanan reservoir tetap berada diatas tekanan *bubble point*, dan disebut sebagai tahapan kedua (*Secondary Recovery*).



Gambar 1. Secondary Recovery

Pada tahapan kedua ini metode yang sering dipergunakan antara lain proses injeksi air (*waterflood*) dan proses injeksi gas yang keduanya bertujuan untuk mempertahankan kinerja reservoir.

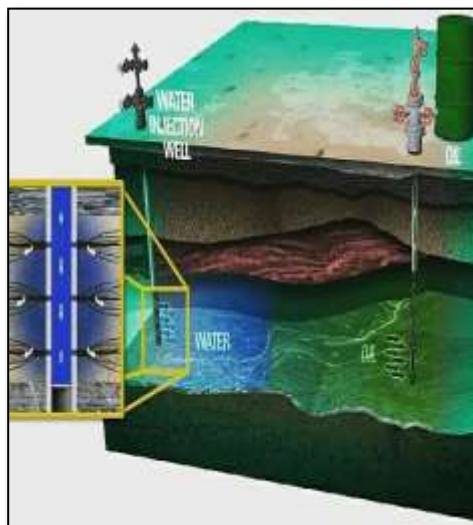
Water injection

Water injection adalah metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dalam tahap *secondary recovery*. *Water injection* digolongkan menjadi tiga jenis, yaitu :

1. *Water Disposal* (digunakan untuk menginjeksikan air formasi ke lapisan yang tidak produktif sehingga tidak meningkatkan produksi minyak).
2. *Pressure Maintenance* (digunakan untuk mempertahankan tekanan reservoir agar tetap tinggi bila memungkinkan masih diatas tekanan gelembung).
3. *Waterflood* (pendorongan air injeksi dengan pola tertentu untuk mendorong minyak didalam reservoir hingga minyak terdorong menuju ke sumur produksi).

Pada lapangan yang sudah melewati batas *primary recovery*-nya, dilakukan optimasi produksi dengan cara yang lain salah satunya adalah injeksi air. Mekanisme kerjanya adalah dengan menginjeksikan air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi sehingga akan dapat berfungsi untuk mempertahankan tekanan reservoir.

Pressure Maintenance, prinsip metode ini sama dengan *water injection*, hanya saja yang diinjeksikan adalah air untuk menjaga tekanan sumur agar minyak tersapu naik ke atas permukaan.



Gambar 2. Water injection

Adapun tujuan dilakukannya pressure maintenance ini diantaranya :

- 1) Menjaga tekanan agar tetap tinggi
 - a. gas yang ada akan tetap terlarut pada minyak sehingga viskositas minyak tidak naik.
 - b. mobilitas minyak tetap terjaga sama/bertahan pada kondisi awal.
- 2) Mengganti tenaga pendorong alamiah dengan tenaga pendorong buatan yang lebih efisien (Pemilihan sumur injeksi).
- 3) Dilakukan dari pinggir reservoir atau bagian bawah/dasar reservoir (di *aquifer*)
- 4) Faktor yang perlu dipertimbangkan: distribusi dari tekanan, struktur perangkapnya, mekanisme pendorong, stratigrafi seperti distribusi permeabilitas.

Pendesakan Dengan Pola

Salah satu cara untuk meningkatkan faktor perolehan minyak dan meningkatkan suatu tekanan sumur adalah dengan membuat pola sumur injeksi dan sumur produksi, yang bertujuan untuk mendapatkan pola penyapuan yang seefisien mungkin. Tetapi kita tetap harus memegang prinsip bahwa sumur yang sudah ada sebelum injeksi harus dapat digunakan semaksimal mungkin pada waktu berlangsungnya injeksi nanti. Pertimbangan-pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi tergantung pada :

1. Tingkat keseragaman formasi yaitu penyebaran permeabilitas ke arah lateral maupun ke arah vertikal
2. Struktur batuan reservoir meliputi patahan, kemiringan dan ukuran
3. Sumur-sumur yang sudah ada (lokasi dan penyebaran)
4. Topografi dan Ekonomi

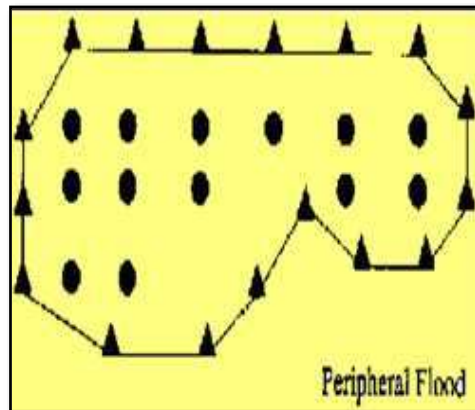
Pada injeksi air, sumur-sumur injeksi dan produksi umumnya dibentuk dalam suatu pola tertentu yang beraturan, misalnya pola 3 titik, 5 titik, 7 titik dan sebagainya. Pola sumur dimana sumur produksi di kelilingi oleh sumur-sumur injeksi disebut dengan Pola Normal. Sedangkan bila sebaliknya yaitu sumur-sumur produksi mengelilingi sumur injeksi disebut dengan Pola *Inverted*. Masing-masing pola mempunyai sistem jaringan tersendiri yang mana memberikan jalur arus berbeda beda sehingga memberikan luas daerah penyapuan yang

berbeda beda.

Pola-pola yang paling umum digunakan yaitu

a) *Peripheral Flood Pattern*

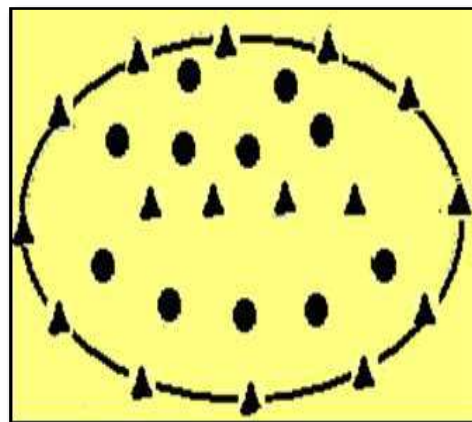
Peripheral adalah pola injeksi air yang dilakukan oleh sumur-sumur injeksi pada tepi reservoir atau pada batas air dan minyak (WOC) sedangkan sumur produksi diletakkan dibagian dalam sumur-sumur injeksi tersebut. Perhatikan Gambar 2.3



Gambar 3 *Peripheral Flood Pattern*

b) *Peripheral and Crestal Flood Pattern*

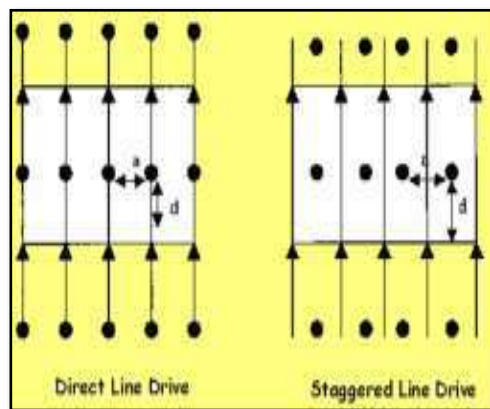
Peripheral dan *Crestal Flood* (sekeliling + puncak) adalah kombinasi dari *Peripheral Flood* ditambah peletakan sumur injeksi pada posisi puncak reservoir, dengan demikian perolehan atau *recovery* pada pola ini tidak akan memberikan waktu yang lama seperti sebelum penambahan sumur injeksi pada puncak.



Gambar 4 Pola *Peripheral & Crestal Flood*

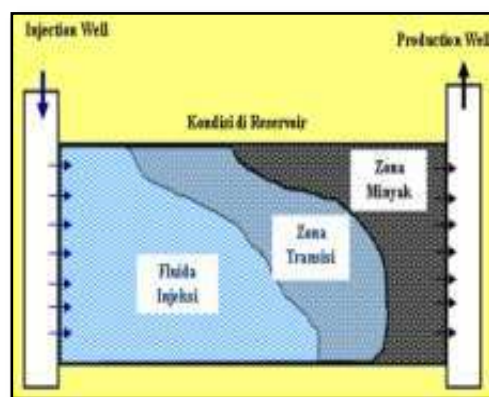
c) *Line Drive Pattern*

Merupakan pola pendesakan yang mempunyai kecepatan aliran dalam satu arah pada setiap tempat dan gambaran pendesakan dalam 1-dimensi (linier). Pola ini dapat dibagi menjadi dua yaitu : *Direct* dan *Staggered Line Drive*.

Gambar 5 Pola *Line Drive*

Mekanisme Pendesakannya Fluida

Dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir maka air akan mendesak minyak dan menempati pori - pori batuan dengan membentuk batas pendesakan yang disebut *front*. Pada bidang *front* ini saturasi fluida terdesak akan meningkat, kemudian diikuti dengan saturasi fluida pendesak di belakang *front* yang berangsur-angsur meningkat, sampai mencapai saturasi maksimal.



Gambar 6 Mekanisme Pendesakan Fluida

Kondisi yang terjadi pada proses pendesakan minyak pada gambar di atas adalah :

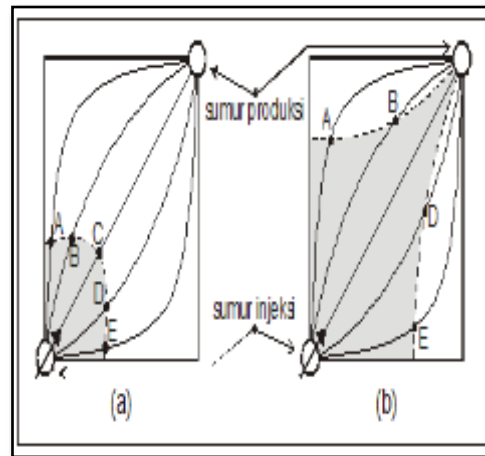
- 1) Saturasi minyak dan air mula-mula seragam (*initial condition*).
- 2) Air di injeksikan dengan laju alir (Q_w) tertentu menyebabkan minyak terdesak dari reservoir sehingga saturasi air meningkat tajam.
- 3) Air dan minyak mengalir pada wilayah ini bersamaan dengan perubahan saturasi. Tidak terdapat aliran di depan perubahan saturasi air. Kondisi pada saat air tiba di sumur produksi disebut injeksi air telah *breakthrough*.
- 4) Setelah *breakthrough* fraksi air akan mengalami peningkatan, minyak masih tetap dapat diproduksi meskipun sebagian air telah mencapai sumur produksi.

Injeksi air ini sangat banyak digunakan, alasannya antara lain :

- 1) Mobilitas yang cukup rendah

- 2) Air mudah didapatkan
- 3) Pengadaan air cukup murah
- 4) Berat kolom air dalam sumur injeksi turut memberikan tekanan, sehingga cukup banyak mengurangi tekanan injeksi yang perlu diberikan di permukaan.
- 5) Mudah tersebar ke daerah reservoir, sehingga efisiensi penyapuannya cukup tinggi.
- 6) Memiliki efisiensi pendesakan yang sangat baik.

Penginjeksian air bertujuan untuk memberikan tambahan energi kedalam reservoir. Pada proses pendesakan, air akan mendesak minyak mengikuti jalur-jalur arus (*stream line*) yang dimulai dari sumur injeksi dan berakhir pada sumur produksi, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.9, yang menunjukkan kedudukan partikel air yang membentuk batas air-minyak sebelum *breakthrough*.



Gambar 7 Kedudukan Air Sepanjang Jalur Arus a) Sebelum (b) Sesudah Kerusakan Formasi

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 :

a) Akibat *Clay Swelling*

Pengurangan permeabilitas formasi yang disebabkan *clay swelling*, merupakan subjek riset yang *extensive* dan publikasi. 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 kontakannya formasi yang mengandung *expanding lattice clay* dengan *fresh water* akan mengurangi permeabilitas formasi secara permanen.

b) Akibat Penyumbatan 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 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*.

c) Akibat Pengendapan Asfaltik & Parafin

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

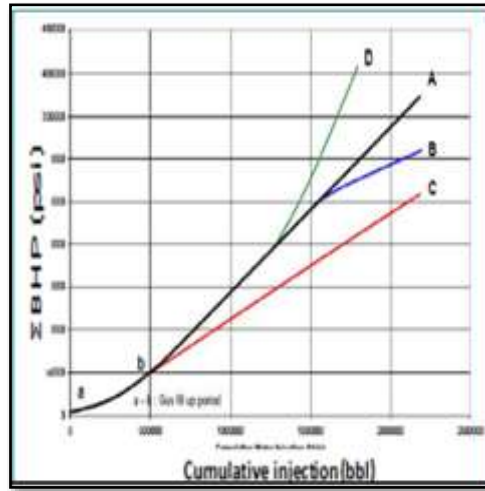
Dari ketiga penyebab kerusakan formasi yang sudah dibahas, secara garis besar kerusakan formasi (*formation damage*) sangat berpengaruh pada permeabilitas. Pengaruh kerusakan formasi (*formation damage*), mempunyai efek yang buruk terhadap produktivitas sumur. Efek dari kerusakan formasi ini harus segera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

Analisis Hall Plot

Metode *Hall Plot* 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 Plot* 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.

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. Dan 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 8 Kurva 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.

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 factor* pada sumur tersebut.

Stimulasi

Stimulasi adalah merangsang sumur yang merupakan suatu proses perbaikan terhadap sumur untuk meningkatkan harga permeabilitas formasi yang mengalami kerusakan sehingga dapat memberikan laju produksi yang besar, yang akhirnya produktivitas sumur akan menjadi lebih besar jika dibandingkan sebelum diadakannya stimulasi sumur. Stimulasi dilakukan pada sumur-sumur produksi yang mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh adanya kerusakan formasi (*formation damage*) disekitar 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 dan hambatan akibat yaitu yang sering disebut dengan kerusakan formasi (*formation damage*).

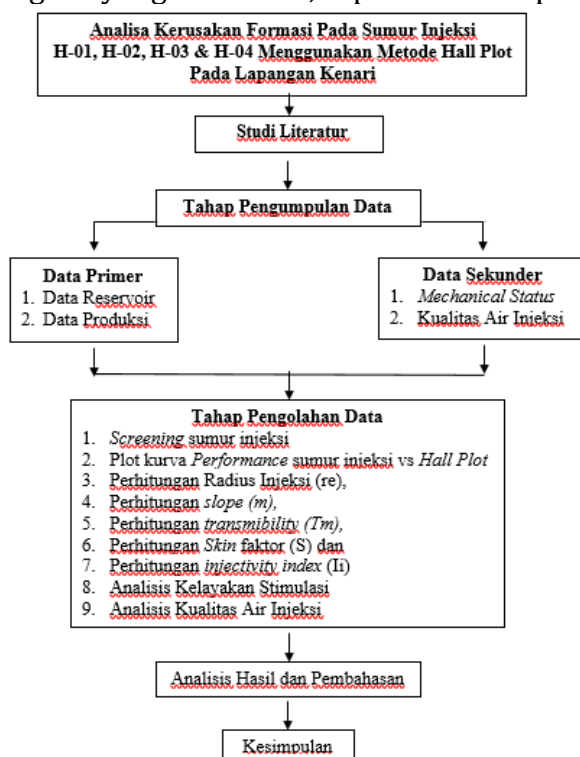
Kerusakan formasi ini kebanyakan disebabkan oleh operasi pemboran dan penyemenan yang menyebabkan permeabilitas batuan menjadi kecil jika dibandingkan

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.

METODE PENELITIAN

Dalam penelitian mengenai Analisa Kerusakan Formasi Pada Sumur Injeksi ini, ada beberapa tahapan dan langkah yang dilakukan, seperti terlihat pada bagan alir berikut :



Gambar 9. Diagram Alir Penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Kerusakan Formasi Pada Lapangan Kenari

Analisis kerusakan formasi pada lapangan Kenari ini 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 mengalami kerusakan dan dalam keadaan baik pada lapangan tersebut, setelah dilakukan *screening* sumur tahapan selanjutnya yaitu Analisis lebih lanjut.

Profil Sumur Injeksi dan Target Layer

Wilayah lapangan Kenari ada 4 sumur injeksi yaitu H-01, H-02, H-03, dan H-04 masing-masing memiliki target layer tersendiri untuk menginjeksikan air ke formasi. Terdapat formasi yang merupakan cakupan injeksi air yaitu Formasi Talang Akar (TAF).

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 grafik *Hall Plot*. Berdasarkan monitoring pada sumur injeksi kemudian dilakukan *screening* sumur pada ke-4 sumur injeksi tersebut.

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 *Wellhead Pressure*. Berikut merupakan *performance* injeksi dalam keadaan baik (sumur H-02, H-03 dan H-04) dan dalam keadaan terjadi kerusakan formasi (sumur H-01).

Grafik Hall Plot

Grafik *Hall Plot* ini bertujuan untuk menganalisis kerusakan yang terjadi pada sumur berdasarkan *cumulative* tekanan *versus cumulative* injeksi, dapat dilihat *trendline* dan kurva berada pada satu garis lurus atau tidak. Apabila *trendline* dan kurva dalam satu garis lurus maka sumur dinyatakan normal, sedangkan *trendline* dan kurva tidak dalam satu garis lurus maka dinyatakan sumur mengalami kerusakan.

Tahapan Analisis Pada Sumur H-01

Tahapan Analisis 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. Lihat tabel 4.1 merupakan parameter pendukung pada sumur H-01.

Tabel 1 Data Perhitungan

Parameter	Data Sumur H-01		
	Simbol	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi	h	39,372	ft
Faktor Volume Formasi Air	Bw	1	rb/STB
Viskositas	μ_w	0,3	cp
Rate Injeksi	qw	1853	bbl/d
Porositas	ϕ	18,6	%
Perbedaan tekanan	ΔP	914,392	psi
Radius Sumur	rw	0,2625	ft
Permeabilitas	k	159	mD

Perhitungan Radius Injeksi

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

$$A = \frac{\text{Cum injeksi} \times B_w}{7758 \times h \times \phi}$$

$$= \frac{4966363,03 \times 1}{7758 \times 39,372 \times 0,186}$$

$$= 87,41546385 \text{ Acre} \times 43560$$

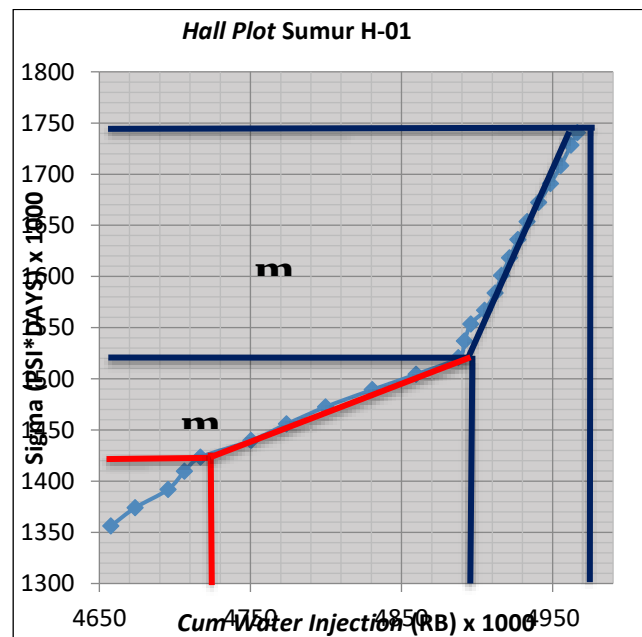
$$= 3807817,605 \text{ ft}^2$$

$$re = \sqrt{\frac{A}{3,14}}$$

$$= \sqrt{\frac{3807817,605}{3,14}}$$

$$= 1101,217856 \text{ ft}$$

Penentuan Slope dan Transmibility



Gambar 10 Slope dan Transmibility

- a. m_1 untuk (Zona *Undamaged*)

Tabel 2 Slope m_1

X ₁	X ₂	Y ₁	Y ₂
4718	4890	1420	1520

$$m_1 = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)}$$

$$m_1 = \frac{(1520 - 1420)}{(4890 - 4718)}$$

$$m_1 = 0,5814 \text{ Psi - Month/bbl}$$

- b. m_a untuk (Zona *Damaged*)

Tabel 3 Slope m_a

X ₁	X ₂	Y ₁	Y ₂
4890	4970	1520	1745

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

$$m_a = \frac{(1745 - 1520)}{(4970 - 4890)}$$

$$m_a = 2,8125 \text{ Psi - Month/bbl}$$

- c. *Transmibility* pada Zona *Undamaged*

Dari m_1 maka dapat dihitung *transmibility* pada zona *undamaged* sumur ET-01.

$$Tm_1 = \frac{4,844 \times Bw \times \ln(\frac{r_e}{r_w})}{m_1}$$

$$Tm_1 = \frac{4,844 \times 1 \times \ln(\frac{1101,217856}{0,2625})}{0,5814}$$

$$Tm_1 = 69,500 \text{ ft}$$

- d. *Transmibility* pada Zona *Damaged*

Dari m_a maka dapat dihitung *Transmibility* pada zona *Damaged* sumur ET-01.

$$Tma = \frac{4,844 \times Bw \times \ln(\frac{r_e}{r_w})}{m_a}$$

$$Tma = \frac{4,844 \times 1 \times \ln(\frac{1101,217856}{0,2625})}{2,8152}$$

$$Tma = 14,367 \text{ ft}$$

1) Perhitungan Faktor *Skin*

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

a. Berdasarkan rumus *Darcy*

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

$$S = \frac{0,00708 \times 159 \times 39,372 \times 914,392}{0,3 \times 1 \times 1853} - \ln\left(\frac{1101,217856}{0,2625}\right)$$

$$S = +64,562$$

b. Berdasarkan rumus *Hall Plot*

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

$$S = \frac{(69,500 - 14,367)}{14,367} \ln\left(\frac{1101,217856}{0,2625}\right)$$

$$S = +32,011$$

Hasil perhitungan *skin* dari kedua rumus tersebut bernilai positif yaitu sebesar +64,562 dan +32,011 yang menunjukkan indikasi bahwa terjadi kerusakan disekitar lubang sumur.

2) Perhitungan *Injectivity Index*

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

$$= \frac{1853}{914,392}$$

$$= 2,026 \text{ b/d/psi}$$

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 dapat dilihat apakah ada perubahan jika dilakukan stimulasi. Berikut merupakan tahapan pertimbangan tersebut.

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), karena dua hal inilah dapat memberikan informasi bahwa air yang diinjeksikan cenderung akan membentuk *plugging* atau *scale* yang dapat menghambat air untuk masuk ke reservoir. Berikut merupakan hasil laboratorium yang menunjukkan kualitas air injeksi.

Tabel 4. Data Kualitas Air Injeksi Lapangan Kenari

Sampel	SI (Scale Index)	pH
Standard	0	6,5-8,0
Sampel 1	1,13	7,83
Sampel 2	0,74	7,44
Sampel 3	0,90	7,48
Sampel 4	1,48	7,57
Sampel 5	1,21	7,60

Dari hasil laboratorium yang menunjukkan kualitas air injeksi, nilai *scale index* menunjukkan positif. Artinya sumur H-01 berdasarkan kualitas air yang diinjeksikan cenderung membentuk penyumbatan pada formasi.

Analisis dan Pembahasan

Setelah dilakukan *screening* sumur berdasarkan *Performance* injeksi dan grafik *Hall Plot* pada lapangan Kenari, terlihat bahwa ada 1 sumur yang mengalami kerusakan formasi, yaitu sumur H-01 mengalami kerusakan formasi, berdasarkan *performance* injeksi dan grafik *Hall Plot*.

Kemudian dengan melakukan Analisis lebih lanjut menggunakan metode *Hall Plot* dan pendekatan rumus *Darcy* didapatkan beberapa parameter yaitu *slope*, *transmibility*, *Skin* dan *Injectivity Index* pada 1 sumur injeksi yaitu H-01 telah disimpulkan bahwa sumur telah mengalami kerusakan formasi hal tersebut terbukti berdasarkan kurva *Hall Plot* terjadi ketidakstabilan antara *cumulative* tekanan *versus cumulative* injeksi dan *skin* bernilai positif.

Akibat adanya *skin* pada 1 sumur injeksi tersebut yaitu H-01 dapat mengurangi efektifitas dari sumur tersebut, dengan kata lain tekanan akan tinggi dan *rate* injeksi akan kecil akibat *skin* dan penyumbatan tersebut.

Berdasarkan Analisis kelayakan stimulasi ada 1 sumur yang layak untuk dilakukan stimulasi yaitu H-01. Dalam kasus ini 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 dilakukan adalah *Matrix Acidizing* karena formasi batuan reservoirnya tersusun atas batuan *sandstone* yang memiliki sifat yang mudah larut dan harga-nya yang murah serta dapat melarutkan *scale* yang ada disekitar formasi.

KESIMPULAN

Dari hasil analisis ini :

- 1) Dari hasil *screening* sumur injeksi berdasarkan *Performance* Injeksi dan *Hall Plot* pada lapangan Kenari terdapat 1 sumur yang diindikasikan mengalami kerusakan formasi yaitu sumur H-01, sedangkan 3 sumur lainnya (H-02, H-03 dan H-04.) dinyatakan normal.

- 2) Alur dan tahapan dalam melakukan analisa kerusakan formasi dengan menggunakan metode *Hall Plot* ini berupa *screening* pada sumur injeksi, membuat kurva *Performance* Injeksi terhadap *Hall Plot*, menghitung *slope*, *transmibility*, *skin* dan *injectivity index*, serta analisa kelayakan stimulasi.
- 3) Dari hasil analisa yang telah dilakukan menggunakan metode *Hall Plot* dan rumus *Darcy* pada sumur H-01 diperoleh nilai *skin* (S) dengan persamaan *Darcy* sebesar +64,562, dan nilai *skin* (S) dengan metode *Hall Plot* sebesar +32,011, serta besarnya nilai *injectivity index* (Ii) sebesar 2,026 bbl/day/psi.
- 4) Berdasarkan hasil analisa pada sumur injeksi didapatkan 1 sumur yang diidentifikasi mengalami kerusakan dan layak untuk dilakukan stimulasi berupa *Matrix Acidizing*, yaitu pada sumur H-01

SARAN

- 1) Sebaiknya dilakukan *treatment* sebelum dilakukan penginjeksian.
- 2) Sebaiknya dilakukan pengukuran RPI (*Relative Plugging Index*) agar penentuan *scale* lebih efisien.
- 3) Untuk pengambilan sampel sebaiknya dilakukan kesetiap sumur sehingga SI (*scale index*) pada sumur diketahui satu persatu.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Brown E. Kermith. Artificial Lift Methods Kermith Brown 4; Water Injection (Hal.112). University Of Tulsa.
- [2] Dake L.P. 1978. Fundamentals Of Reservoir Engineering ; Chapter 4 Darcy Law and Application (Hal. 160). Shell Learning And Development.
- [3] Hawe E. Daniel. 1967. Direct Approach Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculation And Eliminates Pressure Fall Of Testing.
- [4] Musnal, ali . 2012. Mengatasi Kerusakan Formasi dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Jurnal of Eart, Energy, Engineering*.