

**INVESTIGASI KONEKTIVITAS ANTARA *INJECTOR*
DAN *PRODUCER* DENGAN METODE *WELL INTERFERENCE*
TEST MENGGUNAKAN SIMULATOR CMG *IMEX 2015***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh:

**WIDYA YUNASA
NPM 173210573**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2022

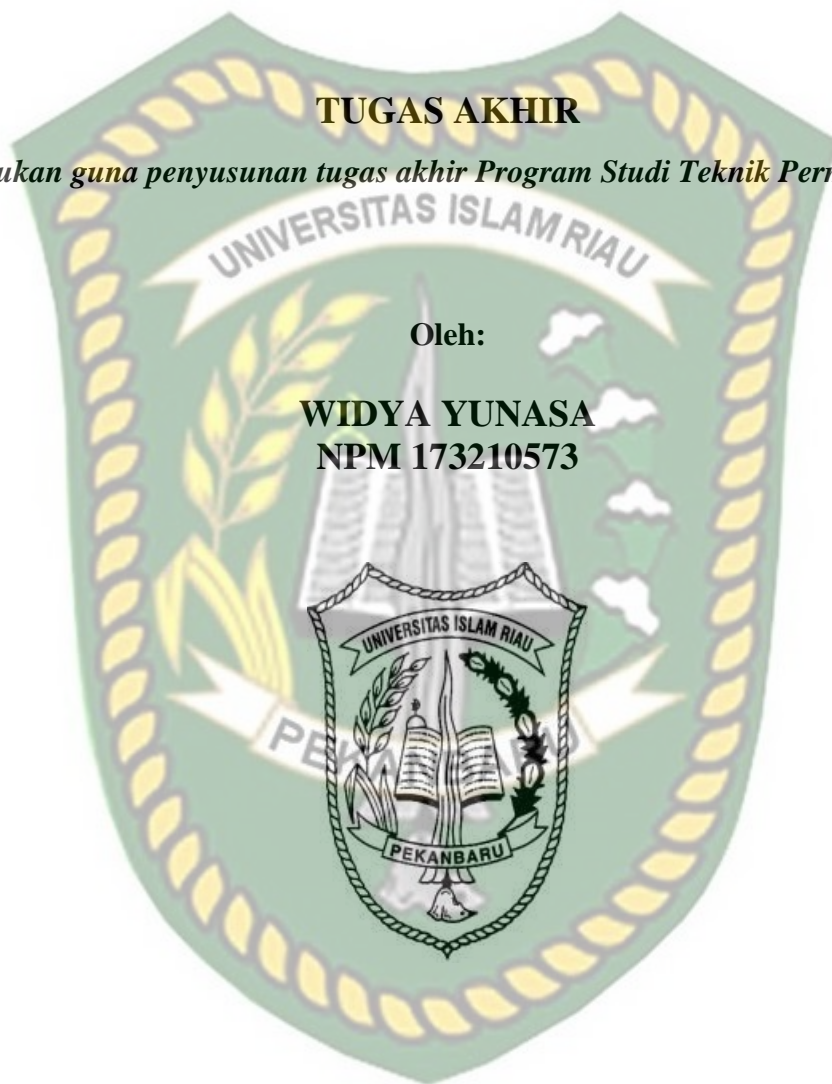
**INVESTIGASI KONEKTIVITAS ANTARA *INJECTOR*
DAN *PRODUCER* DENGAN METODE *WELL INTERFERENCE*
TEST MENGGUNAKAN SIMULATOR CMG *IMEX 2015***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh:

**WIDYA YUNASA
NPM 173210573**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Widya Yunasa

NPM : 173210573

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Investigasi Konektivitas Antara *Injector* Dan *Producer* Dengan Metode *Well Interference Test* Menggunakan Simulator CMG *IMEX* 2015

Telah Berhasil Dipertahankan Di hadapan Dewan Penguji Dan Diterima Sebagai Salah Satu Syarat Guna Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Pada Program Stufi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dike Fitriansyah Putra, S.T.,M.Sc.,MBA (.....)


Penguji : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng (.....)

Penguji : Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T.,M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 19 Agustus 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


(Novia Rita, S.T., M.T.)
NIDN: 1006118301

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru 19 Agustus 2022

Materai 10000



Widya Yunasa

173210573



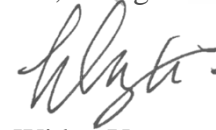
KATA PENGANTAR

Rasa syukur penulis ucapkan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Karena merupakan suatu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh sebab itu penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Orang tua dan keluarga yang telah memberi dukungan moral, material dan doa yang selalu senantiasa mengiringi penulis
2. Bapak Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA selaku dosen pembimbing dalam penulisan tugas akhir ini yang telah meluangkan waktu, tenaga, dan pikiran sehingga tugas akhir ini bisa selesai
3. Bapak M. Aryon, S.T., M.T selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberi arahan dan nasehat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan
4. Pihak PT. BSP PERTAMINA HULU Provinsi Riau yang telah memberi kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya
5. Ibu Novia Rita, S.T., M.T dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku Ketua dan Sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang telah banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu
6. Laboratorium simulasi reservoir Teknik Perminyakan UIR
7. Sahabat – sahabat terdekat penulis yang ikut membantu serta mendukung penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini

Teriring doa semoga Allah memberi balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 19 Agustus 2022



Widya Yunasa

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
ABSTRAK	xi
<i>ABSTRACT</i>	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 State Of The Art	6
2.2 Sejarah Lapangan NASA	7
2.3 Pengenalan Waterflooding	8
2.3.1 Screening Kriteria Pemilihan Injeksi Air.....	12
2.3.2 Permasalahan Injeksi Air	12
2.3.3 Sumur Injeksi	13
2.4 Pola Sumur Injeksi-Produksi.....	14
2.4.1 Irregular Injection Pattern	15
2.4.2 Peripheral Injection Pattern.....	15

2.4.3	Regular Injection Pattern.....	16
2.5	Simulasi Reservoir	17
2.6	<i>Hall Plot</i>	18
2.7	<i>Chan's Diagnostics</i>	20
2.8	<i>Well Interference Test</i>	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		22
3.1	Metode Penelitian.....	22
3.2	Lokasi Penelitian	23
3.3	Flow Chart.....	24
3.4	Karakteristik Reservoir	25
3.5	Data permeabilitas relatif	25
3.6	Model Simulasi Reservoir	27
3.7	<i>Gantt Chart</i> Jadwal Penelitian	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		29
4.1	Pengaplikasian Simulator CMG <i>IMEX 2015</i>	29
4.2	Performance Injeksi menggunakan analisis <i>Hall Plot</i>	29
4.3	Analisis <i>Chans Diagnostic</i>	31
4.4	Analisis <i>Well Interference Test</i>	39
4.5	Analisis Penyapuan Minyak	50
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		48
5.1	Kesimpulan.....	48
5.2	Saran	48
DAFTAR PUSTAKA		xiii

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Target Realisasi Investasi MIGAS (Adiatma et al., 2019)	7
Gambar 2. 2 Peta Lapangan NASA.....	8
Gambar 2. 3 Mekanisme Waterflood (Djumentara et al., 2020)	9
Gambar 2. 4 Injeksi Irregular Waterflood	15
Gambar 2. 5 Pola Injeksi Peripheral Waterflood.....	15
Gambar 2. 6 Pola Sumur Injeksi-Produksi (Weijermars & van Harmelen, 2017 17	
Gambar 2. 7 Type Curve Hall Plot (Ginting et al., 2021)	19
Gambar 2. 8 Water Coning dan Channeling WOR (Chan, 1995)	20
Gambar 2. 9 Skema Ilustrasi Pada Sumur Produksi (Earlougher, 1977)	22
Gambar 3. 1 Flow Chart.....	24
Gambar 3. 2 Model Reservoir Lapangan NASA.....	27
Gambar 3. 3 Tampak gambaran lapangan NASA	28
Gambar 3. 4 Relative permeability curve	26
Gambar 4. 1 Hall Plot Sumur Injeksi NASA 1.....	30
Gambar 4. 2 Hall Plot Sumur Injeksi NASA 2	31
Gambar 4. 3 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 1	32
Gambar 4. 4 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 2	33
Gambar 4. 5 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 3	33
Gambar 4. 6 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 4	34
Gambar 4. 7 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 5	35
Gambar 4. 8 Diagnostic Plot Produksi NASA 1	35
Gambar 4. 9 Diagnostic Plot Produksi NASA 2	36
Gambar 4. 10 Diagnostic Plot Produksi NASA 3	37
Gambar 4. 11 Diagnostic Plot Produksi NASA 4	37
Gambar 4. 12 Diagnostic Plot Produksi NASA 5	38
Gambar 4. 13 Interference Test sumur Inj NASA 1 dengan Prod NASA 1.....	40
Gambar 4. 14 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 2.....	41
Gambar 4. 15 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 3.....	41
Gambar 4. 16 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 4.....	42
Gambar 4. 17 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 5.....	42

Gambar 4. 18	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 1	43
Gambar 4. 19	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 2	43
Gambar 4. 20	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 3	44
Gambar 4. 21	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 4	44
Gambar 4. 22	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 5	45
Gambar 4. 23	Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 1	45
Gambar 4. 24	Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 2	46
Gambar 4. 25	Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 3	46
Gambar 4. 26	Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 4	47
Gambar 4. 27	Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 5	47
Gambar 4. 28	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 1	47
Gambar 4. 29	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 2	48
Gambar 4. 30	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 3	48
Gambar 4. 31	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 4	49
Gambar 4. 32	Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 5	49
Gambar 4. 33	Cumulative Oil Production	51

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Kriteria Injeksi Air	12
Tabel 3. 1 Data permeabilitas relative	26
Tabel 3. 2 Karakteristik Reservoir	25
Tabel 3. 3 Karakteristik Fluida.....	25
Tabel 3. 4 Gantt Chart	28
Tabel 4. 1 Hasil running data pemodelan.....	29
Tabel 4. 2 Summary Analisis Chans Diagnostic	39



DAFTAR SINGKATAN

BHP	<i>(Bottom Hole Pressure)</i>
CMG	<i>(Computer Modelling Group)</i>
EOR	<i>(Enhanced Oil Recovery)</i>
Kro	<i>(Relatif Permeability to Oil)</i>
Krw	<i>(Relatif Permeability to Water)</i>
PVT	<i>(Pressure Volume Temperature)</i>
SW	<i>(Water Saturation)</i>
WOC	<i>(Water Oil Contact)</i>
WOR	<i>(Water Oil Ratio)</i>
WOR'	<i>(Water Oil Ratio Derivative)</i>



**INVESTIGASI KONEKTIVITAS ANTARA *INJECTOR*
DAN *PRODUCER* DENGAN METODE *WELL INTERFERENCE*
TEST MENGGUNAKAN SIMULATOR CMG *IMEX 2015***

**WIDYA YUNASA
173210573**

ABSTRAK

Penurunan produksi suatu sumur harus segera mendapat tindakan agar sumur tersebut tidak ditutup (*abandonment*) lebih cepat. Untuk itu perlu dilakukan perencanaan produksi tahap lanjut yaitu *Waterflooding*. *Waterflooding* merupakan metode perolehan tahap kedua (*secondary recovery*) yang dilakukan dengan menginjeksikan air ke reservoir. Tujuan dari *waterflooding* ini: (1) menjaga tekanan reservoir agar tetap terjaga sesuai dengan operasi produksi yang sedang berlaku, (2) membantu penyapuan sisa-sisa minyak yang ada pada formasi. Penelitian ini merupakan evaluasi injeksi air pada lapangan NASA yang berada di provinsi Riau, lapangan ini memiliki jenis *irregular pattern* dikarenakan letak dari sumur injeksi dan produksinya tidak beraturan baik jarak maupun penempatan lokasi sumurnya. Melalui penelitian ini, peneliti melakukan investigasi konektivitas antara sumur injeksi dan sumur produksi dengan melakukan pengujian melihat ada tidaknya pengaruh antara sumur-sumur produksi terhadap injeksi dengan menggunakan metode *well interference test*. *Well interference test* merupakan metode uji tekanan dalam melihat adanya komunikasi antar sumur. Studi ini dilakukan menggunakan simulator *Computer Modelling Group (CMG) IMEX 2015* dengan parameter terkait *pressure, injection rate, production rate*, dengan menganalisis sejarah produksi, kemudian selanjutnya reservoir modeling.

Kata kunci: *Waterflood, Hall Plot, Chans Diagnostic, Well Connectivity, Well Interference Test.*

**INVESTIGATION OF CONNECTIVITY BETWEEN INJECTOR AND
PRODUCER WITH WELL INTERFERENCE TEST METHOD USING CMG
IMEX SIMULATOR 2015**

**WIDYA YUNASA
173210573**

ABSTRACT

The decline in the production of a well must be taken immediately so that the well is not abandoned sooner. For this reason, it is necessary to carry out an advanced stage of production planning, namely Waterflooding. Waterflooding is a method of obtaining the second stage (secondary recovery) which is carried out by injecting water into the reservoir. The purpose of this waterflooding: (1) maintain reservoir pressure in accordance with current production operations, (2) assist in the sweeping of oil debris in the formation. This study is an evaluation of water injection at the NASA field in Riau province, this field has an irregular pattern type due to the location of the injection well and its irregular production both the distance and the placement of the well location. Through this study, researchers investigated the connectivity between injection wells and production wells by conducting tests to see whether there was any influence between production wells on injection using the well interference test method. Well interference test is a pressure test method in seeing communication between wells. This study was conducted using the IMEX 2015 Computer Modelling Group (CMG) simulator with parameters related to pressure, injection rate, production rate, by analyzing production history, then subsequently reservoir modeling.

Keywords: *Waterflood, Hall Plot, Chans Diagnostic, Well Connectivity, Well Interference Test.*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Produksi minyak seiring berjalannya waktu terus mengalami penurunan (*decline stage*). *Decline stage* merupakan turunnya tekanan di reservoir yang menyebabkan laju produksi juga ikut menurun, sehingga fluida yang ada di reservoir sulit untuk diproduksi kepermukaan. Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi yang tidak dapat diperbaharui “*nonrenewable*”, sementara itu penggunaan minyak dan gas bumi terus meningkat. ((Sa’adah et al., 2017) (Basundoro, 2017)).

Lapangan NASA merupakan lapangan yang sudah diproduksi sejak tahun 1986 hingga saat ini dan tentunya pasti akan mengalami penurunan produksi minyak dan gas bumi secara terus menerus, yang dapat membawa pengaruh pada bidang industri MIGAS. Oleh sebab itu dalam mengupayakan peningkatan produksi minyak dan gas bumi diperlukanlah metode yang mampu menjaga tekanan reservoir agar tetap stabil. Dalam memproduksi minyak dan gas bumi terdapat beberapa metode yaitu pengangkatan secara alamiah (*natural flowing*) dengan cara memanfaatkan tekanan reservoir itu sendiri. Kemudian pengangkatan buatan (*artificial lift*) yakni merancang pompa ataupun *gas lift* sedemikian rupa agar proses produksi minyak dan gas bumi dapat berjalan sukses. Selain itu dapat juga dilakukan melalui penambahan bahan atau energi dari luar seperti injeksi fluida, injeksi *chemical*, injeksi *thermal* dan EOR (*Enhanced Oil Recovery*) lainnya (Sugiharto, 2005).

Kebanyakan daerah di Indonesia memiliki cadangan potensi minyak yang banyak terdapat pada lapangan sumur tua (*mature*) dan daerah hutan yang sulit dijangkau, hal ini disebabkan karena biaya eksplorasi dan pengembangan lapangan pada daerah tersebut sangat mahal (Galawidya, 2008). Penurunan produksi minyak di akibatkan oleh penurunan tekanan pada sumur yang sudah lama beroperasi dan cadangan yang semakin sedikit, untuk itu studi ini perlu direncanakan suatu tahapan dalam meningkatkan produksi minyak sesuai dengan kondisi keadaan dilapangan yakni dalam penelitian ini dilakukannya metode tahap kedua (*secondary recovery*) yaitu *waterflooding* dengan upaya untuk mendorong minyak kepermukaan melalui

metode penginjeksian air dengan harapan dapat membantu meningkatkan perolehan minyak, sehingga dapat mengangkat minyak naik kepermukaan (Dake, 1996).

Saat kegiatan produksi dilakukan pasti akan terjadi kerusakan formasi seiring berjalannya waktu, hal ini terjadi karena dipengaruhi oleh parameter – parameter seperti *pressure*, *injection rate*, *volume*, *permeability* dan faktor lainnya. *Interference test* merupakan suatu metode yang digunakan untuk menganalisis dua atau lebih sumur yang memiliki komunikasi, hal ini dikarenakan pengaruh tekanan dan memperlihatkan atau mengetahui bagaimana komunikasi antara sumur injeksi dengan sumur produksi (Graha et al., 2015). Rasio mobilitas merupakan hal terpenting dalam mengetahui pengaruh efisiensi penyapuan dan kapasitas injeksi-produksi untuk itu keberhasilan dalam pengerjaan waterflood memerlukan efisiensi luas reservoir, sehingga dalam mencapai hal tersebut perlu diterapkan *flood pattern* (pola penyapuan) pada reservoir heterogen, pola ini haruslah diterapkan dengan ekonomis untuk sumur injeksi dan sumur produksi yang optimal (Iqbal et al., 2017).

Pengujian *well interference test* merupakan metode yang digunakan dalam menguji konektivitas sumur antara sumur injeksi dan sumur produksi, selain itu *well interference test* ini sebagai salah satu uji transien tekanan yang dapat memperkirakan penyebaran batas reservoir dengan metode tersebut dilakukan dengan pemberian gangguan keseimbangan tekanan pada sumur produksi aktif dan melakukan pencatatan perubahan tekanan pada sumur pengamat lainnya sehingga diharapkan dapat memberi gambaran terkait *transmissibility* antar sumur – sumur yang diuji (Han et al., 2019)

Penelitian ini dilakukan pada salah satu lapangan yang ada di Riau dalam upaya peningkatan produksi dan mempertahankan laju alir produksi, melalui metode *Hall plot* dan *chan's diagnostic* agar nantinya dapat diketahui secara maksimal *performance* dari sumur tersebut terjadi *positive skin* atau *negative skin*, kemudian apakah sumur tersebut terjadi *channeling* atau *water coning* serta mengetahui batas waktu sumur berproduksi saat terjadi permasalahan di sumur produksi. Penelitian ini berdasarkan data dari lapangan dengan melakukan pemodelan reservoir dan

menganalisis sumur tersebut menggunakan CMG (*Computer Modelling Group*) *IMEX 2015*.

1.2 Tujuan Penelitian

Dalam penulisan Tugas Akhir penelitian ini memiliki tujuan sebagai berikut:

1. Mengetahui konektivitas sumur injeksi dan sumur produksi
2. Mengetahui efektivitas injeksi yang dilakukan terhadap sumur produksi sekitarnya dalam penyapuan minyak

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan studi dan penelitian yang akan dilakukan perlu diketahui manfaat agar penelitian ini dapat berjalan dan terstruktur, sehingga diharapkan dapat memahami dan melakukan:

1. Pengkayaan materi mata kuliah simulasi reservoir dan teknik tekanan *transient* khususnya pada pengaplikasian CMG *IMEX 2015*
2. Mahasiswa dapat Mengetahui efektivitas dari sebuah pengerjaan waterflood pada suatu lapangan terkhusus pada bidang industri dapat bermanfaat sebagai pengelolaan limbah industri
3. Penerapan terhadap aplikasi di dunia science dapat dijadikan sebagai *referensi* pertimbangan dalam sebuah keberhasilan *waterflood* menggunakan *interference test*
4. Mahasiswa dapat menjadikan luaran pada penelitian ini ditulis sebagai karya ilmiah atau jurnal

Adapun manfaat penelitian ini dilakukan untuk perusahaan:

1. *Alternative method* untuk mengevaluasi *waterflood performance* yang sudah ada
2. Menjadikan pertimbangan bagi industri minyak dan gas bumi yang mana memiliki nilai ekonomi dan efisiensi dalam penggunaanya

1.4 Batasan Masalah

Untuk meminimalisir pembatasan di luar dari topik yang akan diteliti dan agar penelitian ini lebih terarah tidak menyimpang dari tujuan penelitian, maka penelitian ini memiliki batasan-batasan sebagai berikut:

1. Dalam penelitian ini tidak membahas keekonomian
2. Software yang digunakan dalam penelitian ini hanya menggunakan CMG *IMEX* 2015 dan hanya dilakukan pada 2 sumur *injector* serta 7 sumur *producer*
3. Penelitian ini hanya membahas metode *Hall plot*, *chans diagnostic* dan *well interference test*
4. Penelitian ini menggunakan model reservoir heterogen



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam yang ada di dunia ini merupakan suatu anugerah diberikan oleh pencipta tanpa ada batasan dalam mencukupi setiap kebutuhan hamba-Nya. Sumber daya alam tersebut dibuktikan Allah SWT dari pengelolaan dan kedudukannya kepada manusia, hal ini didasarkan pada (QS. Al A'raf: 56) dengan arti:

“Dan janganlah kamu membuat kerusakan di muka bumi, sesudah (Allah) memperbaikinya dan berdoalah kepada-Nya dengan rasa takut (tidak akan diterima) dan harapan (akan dikabulkan), sesungguhnya rahmat Allah amat dekat kepada orang-orang yang berbuat baik”.

Berdasarkan tafsir ayat diatas menerangkan bahwa Allah melarang manusia agar tidak membuat kerusakan di muka bumi, larangan tersebut mencakup pada setiap bidang terkait merusak pergaulan, agama, jasmani dan rohani setiap orang, bahkan pada sumber daya alam seperti pertanian, perdagangan, dan hal lain yang dapat merusak lingkungan karena sesungguhnya Allah telah memberi fasilitas kepada manusia dengan tujuan agar kehidupan manusia di muka bumi sejahtera. Artinya Allah telah menitipkan anugerah-Nya dengan memberikan wewenang atau kedudukan nikmat yang tiada henti kepada manusia dalam mengusahakan dan memanfaatkan sumber daya alam tersebut sebaik-baik mungkin dan kita sebagai hamba-Nya hendaklah mengingat dengan cara selalu bersyukur dari setiap apa yang telah di anugerahkan Allah SWT.

Dalam dunia industri, Minyak dan gas merupakan sumber energi primer yang berperan besar dibandingkan dengan sumber energi non-fosil lainnya karena pada umumnya energi tak terbarukan memiliki range sekitar 94-95% karena akhir-akhir *decade* terjadi perubahan komposisi dari minyak dan gas bumi menjadi batu bara, sedangkan untuk energi terbarukan hanya sekitar 5% energi tersebut seperti tenaga air (*hydropower*) dan panas bumi (*geothermal*) (Kartiasih et al., 2012).

2.1 State Of The Art

Berdasarkan penelitian oleh (Darmawan & Kasmungin, 2020) penelitian tersebut bertujuan untuk peningkatan perolehan minyak, dalam hal mengoptimasikan penginjeksian air dengan cara mendesain beberapa pola injeksi, kemudian dilakukan pemilihan pola injeksi terbaik pada lapangan dengan melakukan pemodelan simulasi reservoir CMG *IMEX* dengan menerapkan *waterflooding* sebagai metode yang digunakan dalam mengoptimalkan lapangan tersebut. Dalam jurnal ini peneliti melakukan beberapa skenario yaitu pada skenario 1 dilakukan *workover* terhadap 13 sumur yang sudah tidak beroperasi. Pada skenario 2 diterapkan pola injeksi air *adjusted inverted five spot* yang merupakan gabungan antara *inverted four spot* dan *inverted five spot* dengan menambahkan 9 sumur injeksi serta melakukan uji sensitivitas laju injeksi. Pada skenario 3 diterapkan pola injeksi air *adjusted normal five spot* dengan menggabungkan normal *five spot* dan normal *four spot* dengan menambahkan 45 sumur injeksi serta juga dilakukan uji sensitivitas laju injeksi. Sehingga hasil yang didapatkan skenario 3 merupakan skenario terbaik karena *injection rate* nya 200 bwpd yang menghasilkan kenaikan *recovery factor* sebesar 5.46% dengan Np sebesar 8.4 MMSTB.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Graha et al., 2015) menjelaskan analisis *pressure build up* dengan metode *type curve matching* dan *pressure derivative* kemudian dilakukan analisa uji *interference test* pada sumur Alpha dan Beta dalam mengetahui adanya komunikasi pada *flow unit* yang di uji menggunakan software Ecrin v4.10, sehingga menghasilkan karakteristik reservoir, tekanan reservoir awal, permeabilitas, skin faktor (kerusakan atau perbaikan formasi), batas reservoir (*boundary*), radius investigasi (Ri), rasio mobilitas (M), rasio diffusivitas (D), dan AOFD dari kedua sumur Alpha dan Beta.

Telah dilakukan sebelumnya penelitian tentang *interference test* dimana pada penelitian tersebut melihat pengaruh hubungan antar sumur dengan rekahan hidrolik melalui studi numerik dalam menemukan bahwa jarak yang dilakukan secara hidrolik *horizontal* rekahannya yang lebih rendah dapat membantu menghindari sambungan rekahan, pada penelitian tersebut mereka menggunakan

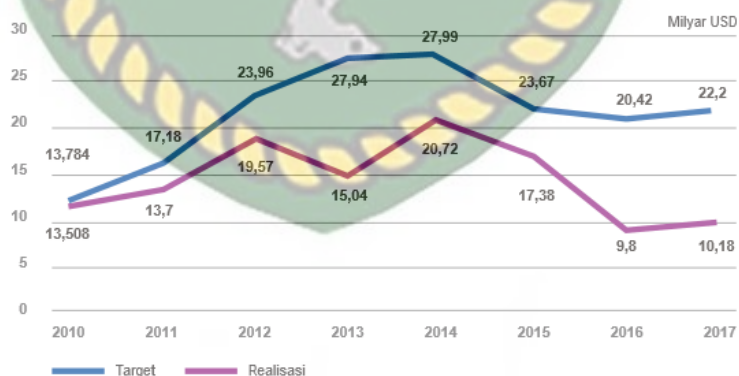
analisis terintegrasi untuk mengetahui jarak dan laju produksi dari periode penutupan sumur (Escobar et al., 2021).

Berdasarkan penelitian dari (Diah Dwi Saputri et al., 2015) melakukan penelitian dengan evaluasi terkait data penurunan produksi dengan dilakukannya perhitungan metode *decline curve* yang biasa digunakan dalam memperkirakan profil produksi masa depan suatu lapangan kemudian dari metode ini nantinya dapat diketahui besarnya peningkatan perolehan minyak setelah *Waterflood injection*.

2.2 Sejarah Lapangan NASA

Lapangan NASA yaitu lapangan yang memiliki luas 9.135,06 km² ditemukan pada tahun 1975 dan merupakan salah satu dari 5 lapangan yang telah melakukan tahap *secondary recovery*, lapangan NASA ini sudah mulai diproduksi sejak tahun 1986, yang dimulai dari tahapan *primary recovery* lebih kurang 10 tahun, hingga tahun 2021 telah dilakukan pemboran sebanyak 175 sumur, diperkirakan jumlah producer sebanyak ±90, untuk injector berjumlah ±45 dan sekitar ±40 sumur lagi sedang di *Shut in* karena tidak ekonomis untuk di produksi .

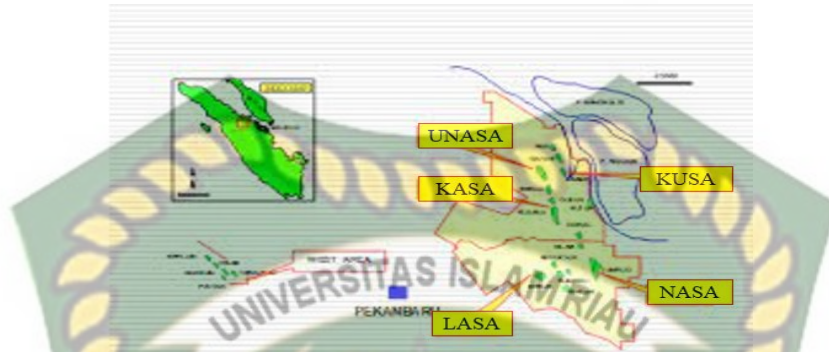
Di Indonesia sekitar 995 juta SBM tahun 2020 mengalami peningkatan sekitar 1516 juta SBM pada tahun 2011 dan meningkat juga pada laju 3,9% per tahun, hingga pada tahun 2011 penggunaan energi primer masih memiliki pasokan utama yaitu minyak bumi dan bahan bakar (Data et al., 2013).



Gambar 2.1 Target Realisasi Investasi MIGAS (Adiatma et al., 2019)

Berdasarkan target realisasi investasi Gambar 2.1 diatas menjelaskan bahwa target investasi minyak dan gas bumi tidak mencapai target bahkan tidak menyentuh angka target yang diinginkan, hal ini dikarenakan rendahnya realisasi

investasi pada ekonomi global yang menyebabkan pergerakan produksi minyak dengan biaya yang mahal menjadi hambatan akibatnya menjadi krisis ekonomi (Adiatma et al., 2019).



Gambar 2. 2 Peta Lapangan NASA

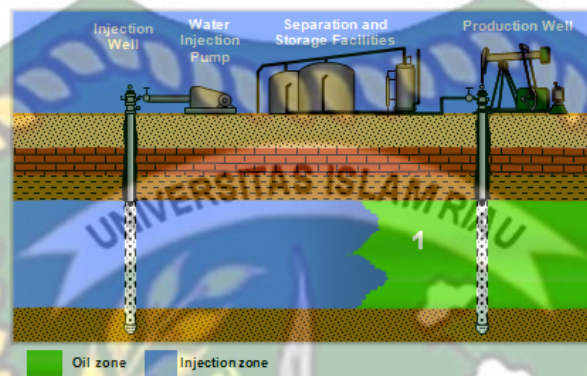
Lapangan NASA pada Gambar 2.2 yaitu memiliki 164 sumur yang masih aktif berproduksi, dengan target kedalaman 2000 ft sampai 3000 ft MD pada formasi Bekasap, kebanyakan area pada lapangan ini adalah sumur *directional drilling* dimana berfungsi agar mencapai *payzone*, lapangan NASA ini menggunakan sumur *directional drilling* karena pada area ini termasuk salah satu wilayah yang berada di hutan lindung dan suaka margasatwa terdapat pada lahan dengan kondisi rawa ada informasi trap di kubah garam selain itu keterbatasan lahan pemboran seperti ini yang menyebabkan pembatasan pemboran secara *vertical* untuk itu sulitnya perizinan terkait bebas lahan, sehingga *directional drilling (horizontal drilling)* menjadi *alternative* pemboran dilakukan.

2.3 Pengenalan Waterflooding

Keberhasilan produksi minyak salah satu pengerjaan terbaik yang dilakukan yaitu dengan melakukan *waterflood surveillance* dimana merupakan penginjeksian air ke dalam reservoir dengan melakukan *monitoring* sesuai dengan kondisi dan karakteristik bawah permukaan (Ginting et al., 2021).

Menentukan *Waterflooding* merupakan tahapan dalam proses produksi minyak mentah yaitu pada saat produksi minyak telah mendekati batas ekonomis (*primary recovery*) tahapan ini termasuk kedalam metode tahap lanjutan. Kemudian dilakukan tahapan *secondary oil recovery* dengan menginjeksikan air ke reservoir

untuk menambah perolehan produksi cadangan minyak yang masih tertinggal setelah tahapan *primary recovery*, dimana air yang diinjeksikan tersebut memenuhi pori batuan dan dibantu oleh dorongan air injeksi dengan pola tertentu, sehingga minyak dapat terangkat kepermukaan menuju sumur produksi, oleh karena itu produksi minyak mulai mengalami peningkatan (Alida & Juliansyah, 2016).



Gambar 2. 3 Mekanisme Waterflood (Djumentara et al., 2020)

Berdasarkan Gambar 2.3 diatas metode *waterflood* ini terbagi dalam 2 bagian yaitu pemeliharaan tekanan (*pressure maintenance*) dan pemulihan sekunder (*secondary recovery*), mekanisme *waterflood* tersebut menginjeksikan air ke dalam formasi dengan tujuan mendesak air menuju sumur produksi (produser), sehingga dapat meningkatkan produksi minyak dan mempertahankan tekanan reservoir (*pressure maintenance*) (Djumentara et al., 2020)

Dalam melakukan pengerjaan injeksi *waterflood* memiliki syarat-syarat keberhasilan meliputi (Rukmana et al., 2020):

1. Area yang dilakukan *waterflood* baik untuk pilot maupun skala lapangan dan memiliki *recovery factor current* yang masih rendah.
2. Kondisi saturasi air pada lapisan yang akan dilakukan *waterflood* masih rendah.
3. Perforasi sumur injeksi dan produksi berada pada *oil zone*.
4. *Bonding cement* sumur injeksi dan sumur produksi dalam keadaan baik.
5. *Waterflood* baiknya dilakukan pada mekanisme reservoir *depletion drive* dan *gas cap drive* karena untuk *strong water drive* kurang ideal.
6. *Waterflood* akan lebih baik jika tekanan reservoir diatas tekanan saturasi

7. *Gross up* dilakukan setelah adanya efek dari *waterflood* dengan indikasi tekanan reservoir mengalami peningkatan sedangkan *gas oil ratio* (GOR) mengalami penurunan.
8. Melakukan cara *commingle* di beberapa lapisan sumur produksi dan injeksi agar mendapatkan hasil produksi tinggi.
9. *Waterflood* efektif jika Kurva *fractional flow* landai pada saat water cut lebih dari 90% karena pada kondisi tersebut reservoir tidak akan cepat mengalami *breakthrough* dan dapat memperpanjang masa produksi minyak.
10. Tersedia air yang cukup mudah diperoleh dengan kualitas yang baik agar tidak terjadi penyumbatan.
11. Besaran injeksi harus seimbang dari sisi area *pattern* dan heterogenitas sehingga didapatkan *voidage replacement ratio* (VRR) sama dengan Satu (*Balance* antara injeksi air dan produksi rata-rata minyak).
12. Reservoir memiliki minyak dengan viskositas $< 20\text{cp}$ karena apabila $>20\text{cp}$ akan terjadi *fingering* yang menyebabkan mobilitas minyak menurun.
13. Konversi sumur produksi menjadi sumur injeksi harus konsisten.
14. Harus memiliki peta *subsurface* yang baik segi geometri reservoir, litologi, kedalaman reservoir, porositas, kontinuitas sifat fisik batuan reservoir dan hubungan sifat fisik fluida dan permeabilitas *relative*.
15. Jika sudah memiliki model simulasi reservoir, perlu dilakukan analisis sensitifitas besaran injeksi dengan produksi pada setiap *pattern*/struktur/lapangan.

Dalam pengerjaan *waterloading* terdapat beberapa *factor* perencanaan berupa geometri reservoir, kedalaman reservoir, *lithology*, porositas, permeabilitas, dan sumber air yang nantinya berguna sebagai injeksi ke dalam reservoir (Nugroho et al., 2020). *Waterflooding* sering dikenal dengan injeksi air dimana termasuk suatu metode yang sudah lama dan umum dilakukan oleh perusahaan minyak dalam upaya mempertahankan produksi minyak. Berdasarkan ketentuan pengolahan produksi minyak, injeksi air ini dilakukan dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir dengan tujuan meningkatkan tekanan dan menambah produksi serta

memperhatikan tekanan yang sudah habis dari waktu ke waktu agar nantinya dilihat dari keberhasilan metode *waterflood* ini dapat diketahui beberapa faktor seperti sifat minyak, sifat batuan, karakteristik, dan komposisi kualitas air yang digunakan, factor tersebut meliputi air terproduksi, air laut, air akuifer, dan air sungai, namun pada umumnya lebih banyak menggunakan air laut karena sumbernya yang mudah didapat (Cesarian, 2019) selain pendesakan air kepermukaan injeksi air ini berfungsi dalam mempertahankan tekanan reservoir (*pressure maintenance*) (Diah Dwi Saputri et al., 2015).

Laju injeksi air ditetapkan berdasarkan hasil test injeksi air dengan tahapan perencanaan laju injeksi diperkirakan berlaku pada persamaan mobilitas air-minyak, dimana $M = 1$ menunjukkan minyak dan air bergerak dengan laju *relative* sama, $M < 1$ menunjukkan bahwa air bergerak dengan laju yang lebih lambat dari minyak sehingga efisiensi pendesakan lebih tinggi dengan saturasi air pada saat *breakthrough* lebih tinggi, dan jika $M > 1$ maka menunjukkan bahwa air bergerak lebih cepat dibandingkan dengan minyak hal ini menyebabkan turunya efek pendesakan minyak oleh air (Dicgorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015). Proses eksplorasi dan produksi minyak bumi pada tahapan *waterflood* dengan menginjeksikan air melalui injeksi sumur dengan tujuan memproduksi minyak dari produsen. Pada produksi minyak bumi terdapat beberapa permasalahan yang timbul begitu saja bahkan tidak diinginkan, masalah tersebut meliputi kerusakan formasi, pengendapan *scale* dan korosi di dalam sumur tubular yang mengantar minyak mentah ke unit penyimpanan (Adeniyi et al., 2008).

Air yang berada di reservoir dapat mendesak minyak dan menjelajah zona minyak ke arah sumur produksi dengan tidak menimbulkan penyumbatan aliran fluida, parameter yang mendukung dalam injeksi air ini terkait dengan pola sumur injeksi dan produksi (*flood pattern*), dalam pemilihan pola injeksi dan produksi dilihat dari keseragaman batuan reservoir karena keseragaman ini mempengaruhi arah dari permeabilitas batuan, untuk itu di buat rencana perbaikan letak sumur injeksi dan produksi agar tidak searah dan juga mempengaruhi porositas, untuk itu identifikasi ini sangat diperlukan dalam hal pemilihan penyebaran sumur injeksi untuk mengetahui cadangan yang terkandung di reservoir, jari-jari pengurasan, dan pemboran eksplorasinya, kemudian dalam penyebaran sumur injeksi tersebut

diketahui beberapa faktor terkait untuk dipertimbangkan seperti mekanisme pendorong, sifat fisik batuan dan fluida reservoir, struktur geologi, posisi struktur dan jenis perangkat reservoir (Alexandri A, 2013).

2.3.1 Screening Kriteria Pemilihan Injeksi Air

Screening kriteria menjadi salah satu pokok utama dalam melakukan suatu kegiatan terutama pada saat akan mengevaluasi metode recovery yang cocok pada suatu lapangan, tidak hanya dari segi karakteristik dilapangan tetapi juga mempertimbangkan dari keekonomian apabila metode tersebut dilakukan pada sumur tersebut untuk mengetahui estimasi ekonomisnya suatu pengerjaan sumur injeksi tersebut, berdasarkan NPC (*National Petroleum Council*) screening kriteria tersebut meliputi sebagai berikut (Taber & Martin, 1983):

Tabel 2. 1 Kriteria Injeksi Air

<i>Screening Criteria Waterflooding</i>	
Oil gravity	>20 API
Oil Viscosity	<30 Cp
Saturasi gas	>5 %
Saturasi air	<60 %
Permeabilitas	>10 mD
Tekanan	<1500 Psi
Temperature	NC
Kedalaman reservoir	>1000 ft

2.3.2 Permasalahan Injeksi Air

Injeksi air dalam penggunaannya memiliki karakteristik reservoir yang menguntungkan dan juga terdapat beberapa karakteristik reservoir yang merugikan tetapi dalam penggunaan injeksi air ini termasuk metode yang umum dan sering digunakan dalam industri Migas sebagai hal untuk meningkatkan minyak secara bertahap (Mursyidah et al., 2020). Pada saat dilakukan injeksi air kedalam reservoir, injeksi air ini mampu meningkatkan perolehan minyak dan gas bumi hingga mencapai operasi produksi yang ekonomis, serta injeksi air ini dominan dan membawa pengaruh terhadap laju alir produksi, tentunya

pasti akan menimbulkan permasalahan diformasi seperti kerusakan formasi, korosi pada pipa produksi, penumpukan scale dan lainnya.

a. Kerusakan Formasi (*flow barrier*)

Produksi minyak dan gas bumi mengalami penurunan laju alir produksi hal ini tentunya diakibatkan oleh kerusakan formasi yang merupakan suatu permasalahan yang ada di formasi, kerusakan formasi ini yaitu penurunan permeabilitas sekitar lubang bor (Musnal, 2012) Peningkatan perolehan minyak *waterflooding* tentunya menghasilkan efisiensi penyapuan yang apabila permeabilitas suatu formasi buruk atau rusak maka dapat menghilangkan efisiensi tersebut yakni pada saat injeksi air dapat terjadi *water breakthrough*, *water fingering*, bahkan keluarnya air dari zona produktif (Iqbal et al., 2017).

b. Korosi

Injeksi air ke dalam reservoir dapat menyebabkan terjadinya korosi pada peralatan produksi dimana korosi merupakan proses elektrokimia yaitu atom-atom akan bereaksi dengan zat asam sehingga membentuk ion positif (*kation*) (Halimatuddahlia, 2003)

c. Scale

Permasalahan *scale* merupakan problema produksi pada sistem injeksi air yang melibatkan perubahan tekanan, temperature, pH oleh karena itu keseimbangan ion-ion melebihi kelarutan dalam membentuk *scale index* dari *water analysis* serta adanya kerusakan pisa sekitar/sepanjang pipa alir produksi yang ada dibawah ataupun diatas permukaan (Pranondo & Agusandi, 2017)

2.3.3 Sumur Injeksi

Dalam upaya pemilihan sumur injeksi hal kecil perlu diperhatikan seperti kedalaman dan *temperature* reservoir serta posisi/lokasi peletakkannya yaitu sebagai pertimbangan karena apabila sumur injeksi terlalu dekat dengan sumur produksi dapat menimbulkan masalah seperti penurunan *temperature*, dan turunnya secara cepat tekanan pada sumur produksi yang berada di dekat sumur produksi, untuk itu perlu dirancang agar memperkirakan jarak yang tepat

antara sumur injeksi dan sumur produksi dalam menimalisir permasalahan tersebut (Wirawan, 2019).

Setting tekanan dan laju alir sumur injeksi yang harus dioptimalkan dalam kinerja suatu sumur injeksi agar dapat memaksimalkan pengerjaan *waterflooding*, dalam menyediakan informasi kinerja dan kondisi mekanisme sumur analisis kerja tersebut terkait analisis laju alir dan tekanan dengan menggunakan teknik *plotting* pengawasan dan *cased hole*. Survei integritas mekanis dari setiap pengerjaan harus dilakukan sebelum mengubah sumur menjadi sumur injeksi tingkat layanan semu komponen *well head*, *tubing*, dan *casing* harus dievaluasi dalam memastikan sumur memenuhi syarat untuk mengimplementasikan aliran air akuifer, perlu dilakukannya *workover* untuk perbaikan sumur sebelum dilakukan *flooding* (Fiber et al., 2021).

2.4 Pola Sumur Injeksi-Produksi

Pemilihan pola metode injeksi sangat penting agar fluida yang diinjeksikan tidak hilang, selain itu untuk menghasilkan target sumur produksi tercapai dengan cepat dan diperoleh metode pemilihan yang paling efektif, hal-hal yang menjadi pertimbangan untuk pemilihan pola sumur injeksi-produksi (Mayssara A. Abo Hassanin Supervised, 2014).

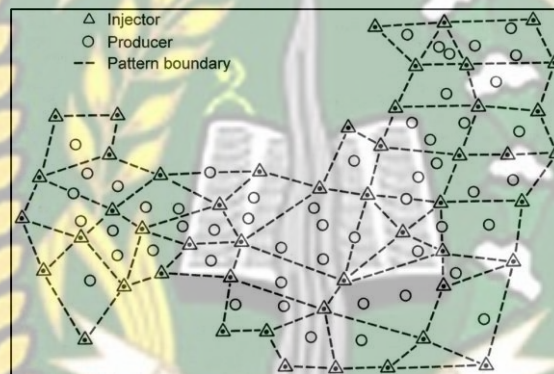
- a. Tingkat keseragaman formasi, penyebaran permeabilitas kearah *lateral* maupun *vertical*
- b. Struktur batuan reservoir, meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran
- c. Sumur yang telah ada (lokasi dan penyebarannya)
- d. Topografi dan
- e. Ekonomi

Dalam penentuan pola *waterflooding* hal yang dapat dilakukan yaitu mengubah sumur produksi yang ada menjadi injector atau dapat mengebor sumur injeksi yang baru sebagai kebutuhan produksi minyak (Ahmed, 1993), sama halnya pada lapangan NASA sumur produksi dapat berubah menjadi sumur injeksi. Metode *waterflooding* sumur injeksi-produksi disusun membentuk pola, pola tersebut bertujuan agar sumur injeksi-produksi dapat teratur dan sesuai dengan jarak dan

lokasi syarat pemilihan sumur injeksi-produksi, terdapat 4 jenis pola injeksi pada *waterflood* yakni:

2.4.1 Irregular Injection Pattern

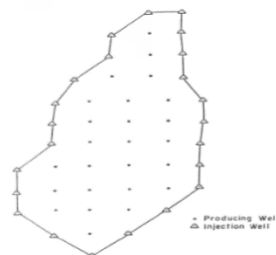
Pola injeksi *irregular* merupakan pola injeksi yang tidak memerlukan rancangan yang khusus (tidak beraturan), karena pola ini dapat menempatkan sumur injeksi di lokasi reservoir manapun dengan ketentuan cocok untuk injeksi air sehingga mendukung sumur produksi disekitarnya tanpa memikirkan pola *injector* lainnya (Hamdy A et al., 2019). *Irregular pattern* dimana juga merupakan adanya suatu patahan (*fault*) dan fluktuasi lokal oleh porositas dan permeabilitas. Dibawah ini merupakan suatu pola injeksi *irregular*.



Gambar 2. 4 Injeksi Irregular Waterflood

2.4.2 Peripheral Injection Pattern

Pola *peripheral* merupakan suatu sumur injeksi yang dimana terletak diluar dari batas formasi minyak dan bergerak kedalam formasi yang dirancang mengelilingi sumur produksi, keuntungan dari pola *peripheral* ini yaitu pada waktu terobosan minyak dimana apabila kegiatan *wateflood* pola ini lebih efisien disebagian kasus yang terjadi pada cadangan minyak yang masih tersisa direservoir (Hamdy A et al., 2019), pola tersebut dapat terlihat pada gambar dibawah ini.



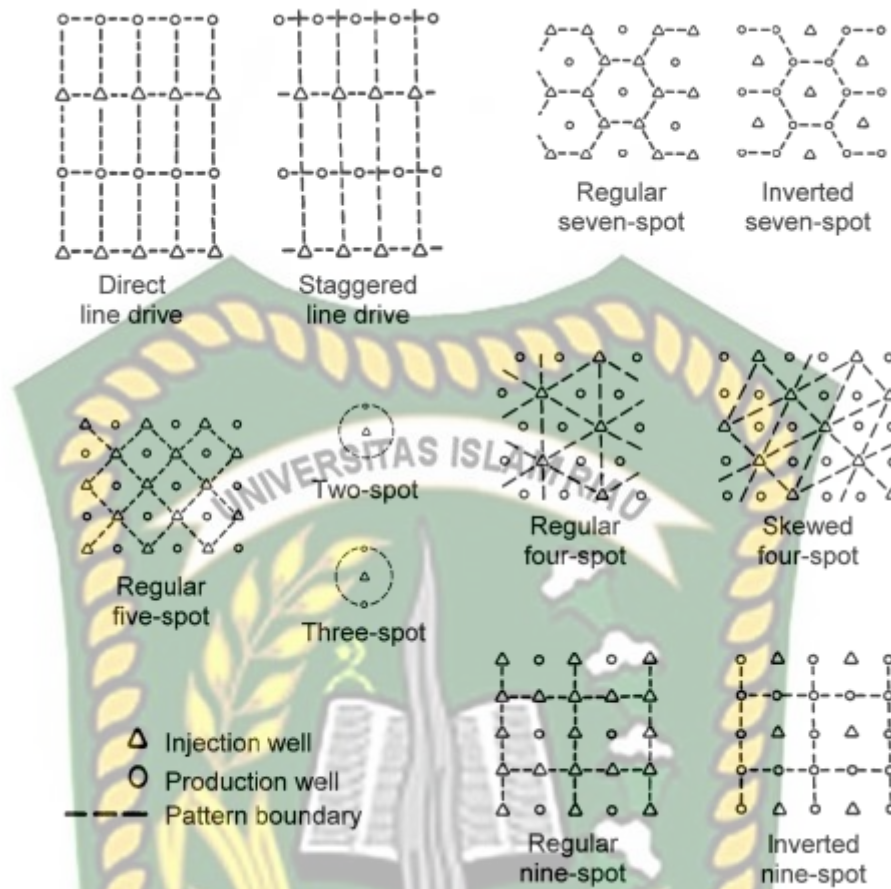
Gambar 2. 5 Pola Injeksi Peripheral Waterflood

2.4.3 Regular Injection Pattern

Pola injeksi *regular* ini merupakan pola teratur dimana pola tersebut terdiri dari normal *pattern flooding* dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur injeksi, dan *inverted pattern flooding* yaitu merupakan kebalikan dari normal *pattern flooding* dimana sumur injeksi lah yang dikelilingi oleh sumur produksi. Jenis pola ini terdiri dari *direct line spot*, *straggered line drive*, *4-spot regular*, *4 spot skewed*, *5 spot normal*, *5 spot inverted*, *7 spot normal*, *7 spot inverted*, *9 spot normal* dan *9 spot inverted* (Djumentara et al., 2020).

Pattern pada *waterflooding* diantaranya dijelaskan sebagai berikut:

- a. *Direct line drive* yaitu: sumur injeksi-produksi membentuk garis tertentu dan saling berlawanan yang mengimbangi satu sama lain, 2 variabel penting dalam pola ini yakni (d = jarak antara garis produksi dan injeksi, a = jarak antara sumur yang berdekatan di jalur yang sama, dengan *pattern drive* langsung, rasio produksi untuk *injector* adalah kesatuan).
- b. *Staggered line drive* yaitu merupakan *pattern* pendorong garis langsung yang dimodifikasi, dimana sumur tersebut berada dalam satu garis tetapi tidak secara langsung terhubung satu sama lain, oleh sebab itu umumnya $a/2$ yang ditarik secara lateral dengan ukuran tertentu.
- c. *Four spot*, yaitu pola sumur berbentuk segitiga dimana sumur injeksi di setiap sudutnya dan sumur produksi ditengahnya.
- d. *Five-spot* yaitu *pattern* yang memiliki efisiensi penyapuan sekitar 72%, efisiensi ini secara substansial independen dari jarak sumur atau diameter. Pola sumur ini berbentuk *square* dengan sumur injeksi yang ditempatkan di setiap sudut serta sumur produksinya berada ditengah.
- e. *Seven-spot* berbentuk *hexagonal* yaitu *pattern* ini memiliki 2 sumur *injector* setiap *producer* baik dan injektivitas rendah, *seven-spot* ini yakni hanya memiliki satu injeksi per *pattern*, dan *pattern* ini mengarah sebagai pola empat titik dimana keduanya identik.
- f. *Nine-spot* yaitu merupakan pengembangan dari *pattern five-spot* hanya saja pada *pattern* ini sumur injeksi dibor ditengah setiap persegi, *pattern* ini berguna sebagai apabila tingkat injeksi tinggi, keuntungan dari *pattern* ini yaitu fleksibilitasnya.



Gambar 2. 6 Pola Sumur Injeksi-Produksi (Weijermars & van Harmelen, 2017)

2.5 Simulasi Reservoir

Simulasi merupakan suatu pemodelan kondisi di reservoir secara matematik dengan menginterpretasikan data-data terkait seperti data geologi, geofisik, petrofisik, reservoir, produksi dan lainnya, dalam memperoleh kinerja reservoir yang benar untuk kondisi sumur dilakukan pemodelan pada kondisi reservoir sebagai perkiraan yang baik pada suatu sumur produksi, dalam pemodelan memiliki 2 jenis yaitu secara fisik dimana melibatkan objek yang tampak sehingga dapat dengan mudah dilakukan penelitian dan evaluasi, kemudian secara matematik dimana cara ini memperhitungkan sifat-sifat kelakuan fisik, kimia, dan termal, dari sebuah reservoir. Simulasi reservoir melakukan penelitian dengan menggunakan komputer dengan memperkirakan perilaku dari reservoir dilapangan tersebut (Pamungkas, 2004).

Dalam penelitian ini simulasi didefinisikan sebagai suatu proses yang digunakan untuk memodelkan suatu reservoir, dengan itu dapat melihat nilai dari permeabilitas formasi apabila terjadi kerusakan sehingga dengan cepat dapat memberi tambahan laju produksi untuk dapat memenuhi target dengan cepat (Andalucia et al., 2016), serta dalam penelitian ini permeabilitas yang dihitung dalam setiap kasus dihitung secara detail agar mengetahui penerapan analisis data dengan pengaruh batas dalam mengetahui penerapan model sebenarnya dilapangan, dan menggunakan metode *well interference test* sehingga mendapatkan bagaimana komunikasi antara sumur injeksi dan sumur produksi (Lee et al., 2001).

2.6 Hall Plot

Metode *Hall Plot* ini merupakan kurva plot berdasarkan *cumulative* tekanan terhadap *cumulative volume injection*, dimana yang digunakan sebagai analisis performa dari sumur *injection* dengan membuat kurva antara tekanan yang dikalikan dengan waktu tertentu terhadap volume injeksi kumulatif yang diberikan kepala sumur, *hall plot* ini merupakan teknik yang digunakan sebagai evaluasi kondisi dari sumur injeksi *Hall Plot* dengan menggunakan data injeksi terhadap waktu untuk mengetahui efek dari laju alir dan tekanan yang bervariasi (Andalucia et al., 2016)

Sama halnya *Hall plot* ini merupakan integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan reservoir (P_r) terhadap waktu kemudian di plot dengan kumulatif injeksi air. Metode Hall mengansumsikan injeksi untuk aliran stabil sehingga laju injeksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$I_w = \frac{0.00707kh (P_{wi} - P_{avg})}{\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right]} \quad (1)$$

Dimana :

$$I_w = \text{Water Injection}$$

$$k = \text{Permeabilitas}$$

$$h = \text{Ketebalan Reservoir}$$

$$P_{wi} = \text{Tekanan Kepala Sumur Yang Mengalir}$$

P_{avg} = Tekanan Reservoir Rata – Rata

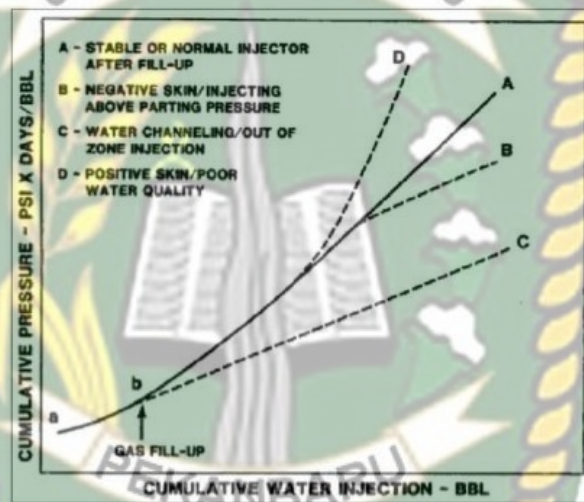
μ = Viskositas Fluida

r_e = Radius Efektif Reservoir

r_w = Radius Lubang Sumur

S = Skin

Berdasarkan persamaan diatas hasil analisis *Hall plot* tersebut dapat dijelaskan melalui gambar dibawah ini:



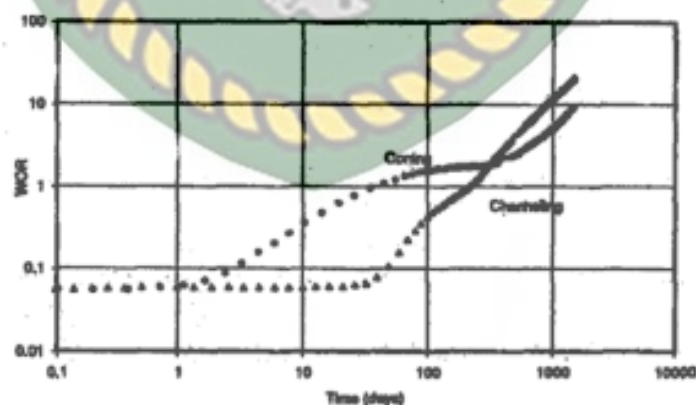
Gambar 2. 7 Type Curve Hall Plot (Ginting et al., 2021)

Analisa berdasarkan Gambar 2.7 diatas garis kurva A menunjukkan kondisi dalam keadaan normal, garis kurva B yaitu *negative* skin atau injeksi diatas tekanan menunjukkan adanya perbaikan atau sedang mengalami perbaikan karena diketahui negatif skin, garis kurva C menunjukkan simulasi sumur terdapatnya *water channeling* atau injeksi diluar zona, garis kurva D kondisi positif skin. Kurva *Hall plot* ini dilakukan dengan membuat plot antara tekanan kumulatif sumur dengan kumulatif air yang telah diinjeksikan, kemudian setelah itu dilakukan perbandingan oleh kurva *Hall plot* dimana berdasarkan kurva tersebut dapat diketahui apakah kondisi sumur injeksi dalam keadaan normal atau adanya skin/penyumbatan (Ginting et al., 2021).

Metode *hall plot* ini merupakan metode yang digunakan sebagai analisis sumur injeksi yang dimulai sekitar tahun 1963 yaitu pada *producer* konvensional yang apabila terlihat masalah pada sumur, maka dengan metode *Hall plot* ini dapat dilakukan langsung pengujian sumur dalam mengetahui *formation damage*, permasalahan kerusakan ini dapat dilihat tanpa adanya pengujian yang menghabiskan waktu dan biaya yaitu sebagai *alternative* nya dilakukan evaluasi data laju injeksi dan tekanan dengan waktu yang telah ditentukan menggunakan kurva *Hall plot*, untuk itu pengujian sumur dapat tidak dilakukan dalam menilai *formation damage* atau *skin factor* hanya saja nilai *skin factor* tetap diperhitungkan untuk mengetahui efek *damage*, *pressure drop*, serta memperkirakan peningkatan perolehan produksi (Seka et al., 2019).

2.7 Chan's Diagnostic

Masalah yang berada pada sumur produksi tentu memiliki metode dalam penanganannya, interpretasi kinerja produksi minyak *water oil ratio* (WOR) dapat menggunakan metode *Chan's* agar dapat menganalisis terjadi permasalahan seperti *water coning*, *water channeling*, dan mengetahui batas waktu sumur berproduksi saat terjadi permasalahan tersebut. *Chan's diagnostic* merupakan metode yang digunakan sebagai penentu sistem produksi air yang berlebih pada sumur-sumur produksi, dengan menghubungkan *plot log-log water oil ratio* (WOR) dan *Water oil ratio derivative* (WOR') dengan waktu (Wardhana et al., 2018).



Gambar 2. 8 *Water Coning dan Channeling WOR* (Chan, 1995)

Menurut jurnal (Chan, 1995) Gambar 2.8 diatas menjelaskan bahwa terlihat perbedaan antara *water coning* dan *channeling development* dengan menggunakan

setting data PVT dan saturasi yang sama, permeabilitas, porositas, dan kondisi awal yang sama, dengan satu-satunya perbedaan yang jelas dalam mengatur model yaitu geometri aliran. Berdasarkan jurnal oleh (Ir. Bambang Bintarto, 2010) Metode *Chan's Diagnostic* memiliki satu set *Diagnostic* dimana menggunakan metode 3 dimensi yaitu asumsi black oil dan aliran 3 fasa. Satu set tersebut log-log plot antara WOR vs waktu dan log-log plot antara WOR derivative vs waktu, dari metode tersebut dapat diketahui hasilnya apakah memproduksi air berlebihan yang disebabkan cresting atau multi *layer channeling*. Dalam menggunakan perhitungan *Chan's Diagnostic* memiliki tahapan-tahapan yaitu menghitung nilai WOR dan WOR *derivative* dengan menggunakan persamaan:

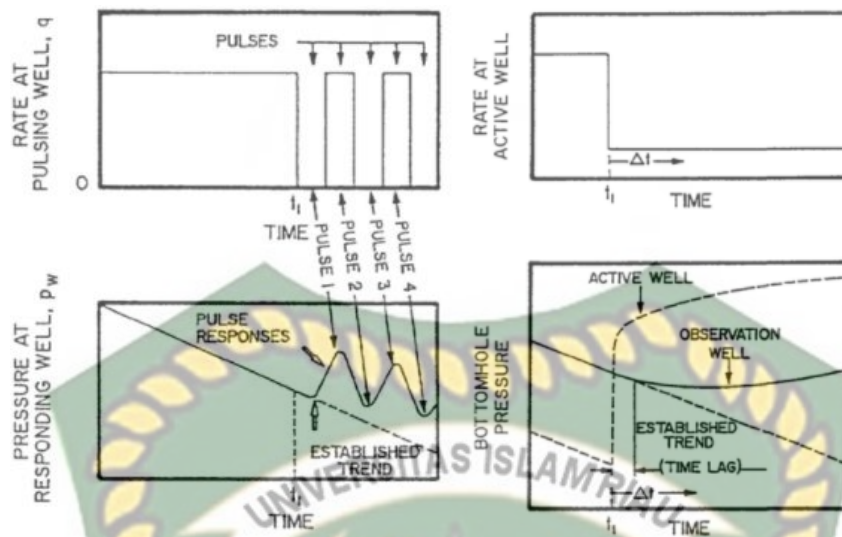
$$WOR_1 = \frac{Q_w}{Q_o} \quad (2)$$

$$WOR' = \frac{WOR_n - WOR_{n-1}}{t_n - t_{n-1}} \quad (3)$$

2.8 Well Interference Test

Metode ini merupakan pengujian tekanan dengan mengetahui konektivitas antara sumur produksi dan sumur injeksi, dengan pengujian *well interference test* yaitu sebagai *multi test* karena pada metode ini sekurang-kurangnya membutuhkan analisis terhadap 2 sumur yaitu untuk sumur *producer* (pengirim sinyal ke reservoir melalui perubahan rate produksi) dan *observer* (penerima dan mencatat respon BHP) (Arya Bintang Graha et al., 2015):

Analisis *well interference test* merupakan suatu alat yang digunakan dalam menganalisis karakteristik reservoir, menemukan terkait anisotropi horizontal, konektivitas reservoir, orientasi rekahan, serta dalam uji *interference test* ini dapat mengevaluasi komunikasi antar sumur injeksi dan sumur produksi (Escobar et al., 2021). Uji *interference test* dapat dilakukan dengan lebih satu sumur aktif dan atau lebih dari satu sumur observasi, menginjeksikan sekurang-kurangnya satu sumur aktif serta mengamati respon tekanan kemudian dapat juga mengetahui *fluid level* di *wellbore* pada sumur lain yang ditutup (*observation wells*) (Akin, 2015). Dalam pengujian *well interference test* ini dapat mengidentifikasi komunikasi dari dua sumur yakni sumur produksi dan sumur injeksi serta *transmibility* pada reservoir yang heterogen (Putra et al., 2021)



Gambar 2. 9 Skema Ilustrasi Pada Sumur Produksi (Earlougher, 1977)

Berdasarkan keterangan Gambar 2.9 diatas merupakan grafik yang menunjukkan perbandingan antara laju injeksi air terhadap waktu dan hubungan tekanan terhadap waktu. Berdasarkan metode *interference test*, dapat diketahui dengan perolehan data tekanan dari tiap sumur sehingga konektivitas dapat diketahui, yang dimana diketahui tekanan yang berada dibawah sumur naik jika sumur aktif memproduksi dan terlihat landai apabila sumur sedang di observasi.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metodologi dalam penelitian ini melakukan pemodelan reservoir menggunakan *software* CMG *IMEX* 2015, yang nantinya digunakan dalam menyelesaikan permasalahan pada penelitian ini yaitu meliputi data-data kunjungan pada lapangan berupa data sumur injeksi dan sumur produksi, juga selain itu digunakan buku referensi, jurnal, prosiding dan referensi pendukung lainnya, selain itu didukung dengan parameter terkait dalam penelitian ini seperti *pressure*, *injection rate*, *volume rate*, *gradient fract*, sejarah produksi, kemudian selanjutnya reservoir *modelling*, setelah data yang diperlukan lengkap maka dilakukan analisis menggunakan pengolahan data dengan metode *well interference test* untuk menganalisis suatu lapangan jika dilakukan pengerjaan dengan *waterflood* bagaimana hubungan atau komunikasi pada sumur injeksi dan produksi.

Dalam mengetahui hasil dari pengaruh pengerjaan *waterflood* tersebut maka perlu dianalisis hal-hal berikut, yaitu:

1. Tinjauan pada lapangan yang akan diteliti, sehingga dari tinjauan ini dapat diketahui karakteristik dan fluida *reservoir* lapangan NASA.
2. Teori dasar yang berkaitan dengan penelitian dan berbagai sumber *literature*.
3. Menganalisis pengaruh efek dari injeksi *waterflood* dengan melihat bagaimana komunikasi antar sumur injeksi dan sumur produksi.
4. Pengolahan data sesuai dengan arahan pembimbing dilapangan, data tersebut seperti tekanan, waktu, laju injeksi, porositas batuan, jari-jari sumur, ketebalan reservoir, tekanan rekah formasi, *gradient* tekanan hidrostatik, dan kedalaman, kemudian menganalisis data tekanan injeksi, laju alir produksi yang nantinya di analisis dengan melakukan perhitungan menggunakan metode *Hall Plot* (perhitungan tekanan injeksi kumulatif dan volume injeksi kumulatif) serta analisis menggunakan metode *chan's diagnostic* pada sumur produksi.

5. Menganalisis konektifitas sumur injeksi dan produksi ini perlu dilakukan metode tambahan yaitu metode *well interference test* dalam melihat respon sumur produksi.
6. Berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan, dapat dibuat pembahasan terkait hasil penelitian analisis data serta pengaruh tekanan injeksi terhadap perubahan formasi.
7. Selanjutnya dapat disimpulkan penulisan dari penelitian yang dilakukan.

3.2 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada lapangan NASA yaitu merupakan suatu lapangan minyak dan gas bumi (*oil company*) pada PT. BSP PERTAMINA HULU Provinsi Riau, penelitian dilakukan pada sumur injeksi dan sumur produksi dengan melihat komunikasi kedua sumur dan data yang digunakan adalah data-data yang langsung diambil dari lapangan tersebut juga data tambahan diperoleh dari literature berupa buku, jurnal, tesis dan sumber pustaka lainnya yang berkaitan dengan penelitian sebagai penunjang kelengkapan penelitian.



3.3 Flow Chart



Gambar 3. 1 Flow Chart

3.4 Karakteristik Reservoir

Lapangan NASA merupakan suatu lapangan dengan kedalaman berkirsaran 2000 ft sampai 3500 ft. karakteristik reservoir yang digunakan pada penelitian ini yaitu sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Karakteristik Reservoir

Komponent	Value
Permeabilitas (mD)	200-1700
Porositas (%)	0.26-0.28
Ketebalan (ft)	230
Kedalaman (ft)	2000-3500
WOC (ft)	3256

Tabel 3. 2 Karakteristik Fluida

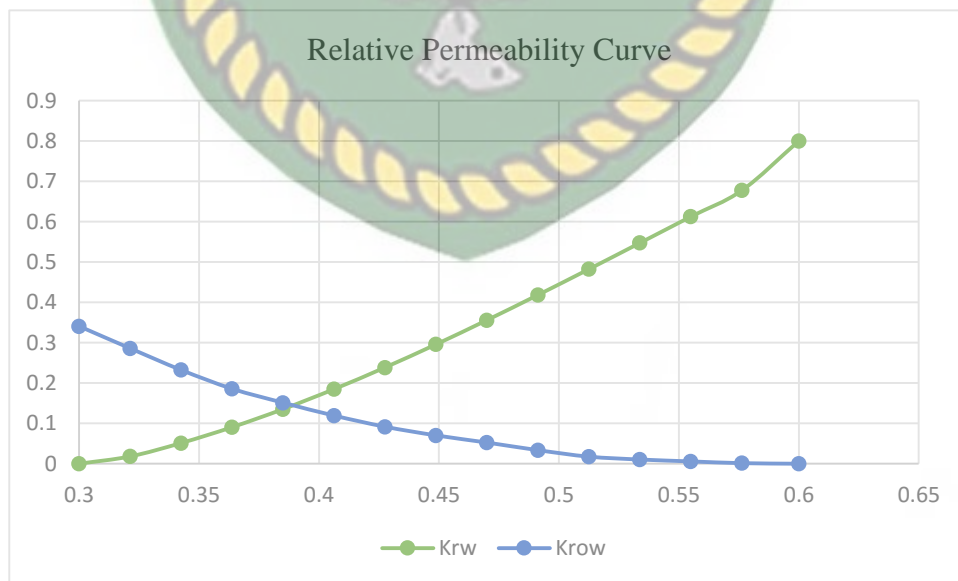
Properti	Nilai	Satuan
Model	Black Oil	-
Densitas Minyak	53.031	lb/ft ³
Densitas Air	65.04	lb/ft ³
Viskositas Air	1	Cp

3.5 Data permeabilitas relatif

Tabel 3.3 dibawah ini menunjukkan bentuk model properties reservoir pada lapangan NASA dengan 2 sumur injeksi dan 5 sumur produksi dengan menggunakan *irregular pattern*. Berikut data permeabilitas relative pada lapangan NASA:

Tabel 3. 3 Data permeabilitas relative

sw	Krw	Krow
0.3	0	0.3408
0.3213	0.0181	0.28592
0.3425	0.05124	0.23244
0.3638	0.09062	0.18572
0.385	0.13526	0.15132
0.4063	0.18492	0.11928
0.4275	0.23852	0.09168
0.4488	0.29588	0.0702
0.47	0.35586	0.05248
0.4913	0.41838	0.03356
0.5125	0.4822	0.01751
0.5338	0.54728	0.010384
0.555	0.6124	0.00574
0.5763	0.67748	0.001396
0.6	0.8	0

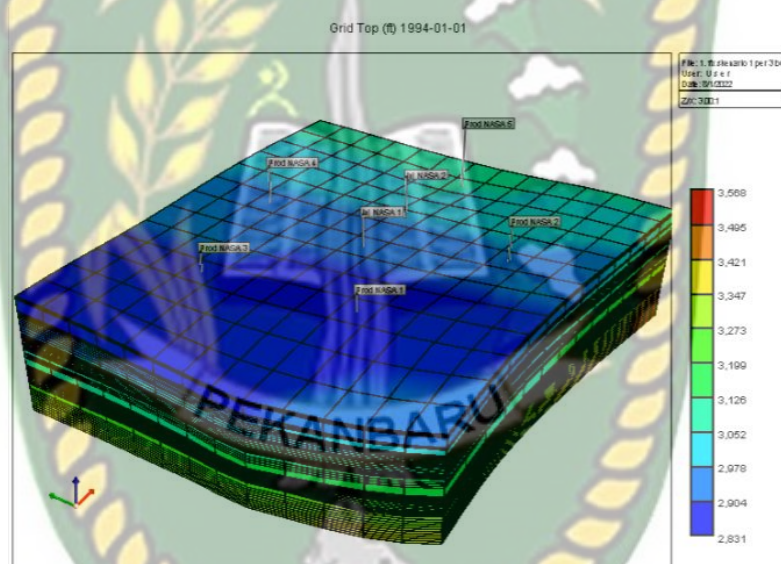


Gambar 3. 2 Relative permeability curve

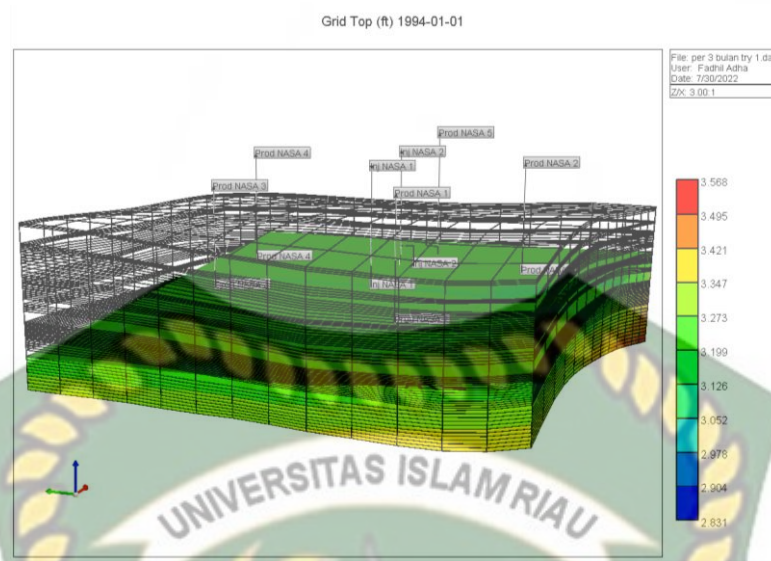
Kurva permeabilitas relative diatas menunjukkan wetabilitas yang bersifat oil wet karena perpotongan kurvanya berada pada nilai saturasi air sebesar 0,385 karena hubungan permeabilitas relative saturasi air (S_w) dapat dilihat langsung bahwa dikatakan oil wet apabila perpotongan kurva permeabilitas relative minyak (K_{ro}) dan permeabilitas air (K_{rw}) berada pada saturasi air dibawah kurang dari 50% (Merina, 2021).

3.6 Model Simulasi Reservoir

Penelitian ini melakukan pembuatan model reservoir heterogen dengan menggunakan simulator CMG (*Computer Modelling Group*) IMEX 2015. Model basecase tersebut dapat dilihat sebagai berikut:



Gambar 3. 3 Model Reservoir Lapangan NASA



Gambar 3. 4 Model Horizontal *Cut Plane* Lapangan NASA

3.7 Gantt Chart Jadwal Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan dalam jangka waktu selama 5 bulan, mulai dari bulan Januari 2022 sampai bulan April 2022, yang dapat dirincikan melalui *ganttt chart* pada *table* dibawah ini:

Tabel 3. 4 Gantt Chart

No	Kegiatan dan waktu pelaksanaan	Mei				Juni				Juli				Agustus			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	
1	Literatur Review	■	■	■	■												
2	Pengumpulan Data				■	■	■	■									
3	Pembuatan Model					■	■	■	■	■	■	■					
4	Analisis Hasil CMG IMEX											■	■	■			
5	Pembuatan Laporan												■	■	■		
6	Sidang Tugas Akhir															■	■

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengaplikasian Simulator CMG *IMEX 2015*

Injeksi air merupakan suatu metode perolehan yang digunakan sebagai peningkatan produksi minyak yang umum digunakan pada sumur minyak dunia. Hal ini dinyatakan karena penggunaan injeksi air yang efektif dalam mendesak minyak dengan berbagai kondisi reservoir, karakteristik fluida, jenis batuan, dan karakteristik lainnya. Keberhasilan suatu injeksi air ditentukan berdasarkan ketergantungannya pada kesesuaian laju injeksi yang diberikan serta tekanan yang dihasilkan terhadap besarnya tekanan yang dibutuhkan reservoir dalam mendorong minyak hingga sumur produksi.

Dalam penelitian ini telah dilakukan simulator menggunakan CMG dengan tujuan sebagai pendukung hasil data perhitungan menggunakan metode yang telah digunakan, dengan langkah utama yang dilakukan yaitu telah dibuatnya pemodelan *basecase*, dimana dari model tersebut menghasilkan *running data* pada tabel 4.1 Dibawah :

Tabel 4. 1 Hasil running data pemodelan

Total oil in place	STB	0.38082E+09
Total water in place	STB	0.40228E+09
Item	Units	SECTOR-0
HC. Pore Volume	M RBBL	472350
Total Pore Volume.	M RBBL	896892

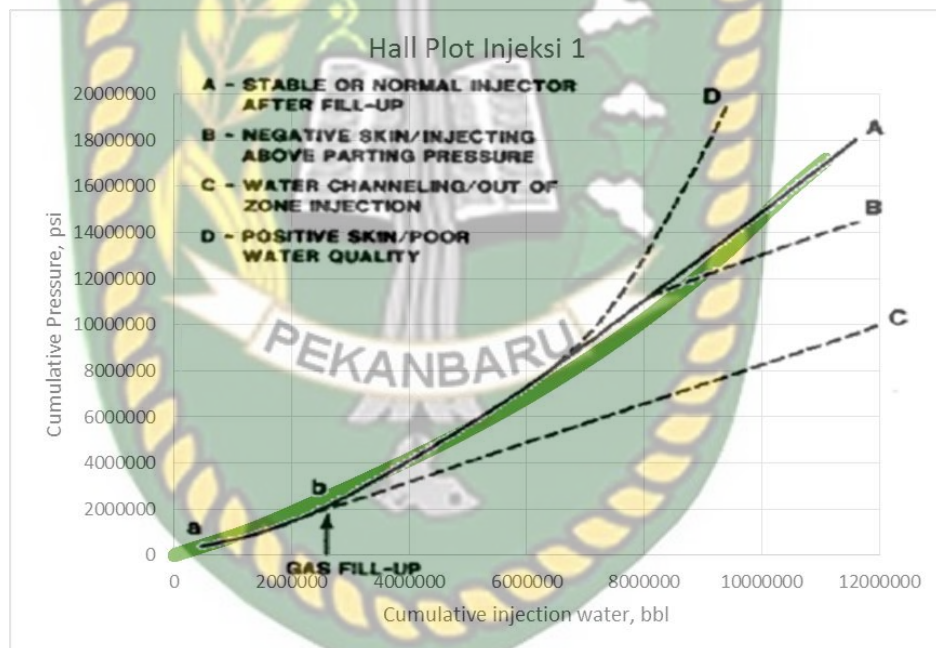
4.2 Performance Injeksi menggunakan analisis Hall Plot

Sumur injeksi NASA 1 dan sumur injeksi NASA 2 merupakan suatu sumur yang pertama kalinya berfungsi sebagai sumur produksi, seiring dengan berjalannya waktu sumur ini di alih fungsikan menjadi sumur injeksi dengan alasan karena sumur tersebut memiliki tekanan yang rendah sehingga produksi sudah tidak lagi ekonomis, oleh sebab itu penutupan sumur dilakukan. Penutupan sumur ini menyebabkan kurangnya kinerja dari sumur injeksi dilihat dari awal produksi pada

tahun 1986 sumur berproduksi dengan keadaan normal hingga tahun 1993 tetapi pada akhir tahun 1993 dengan seiring sumur sudah lama berproduksi terjadi perubahan tekanan *wellhead* dan *water injection* mengalami penurunan, hal ini yang menyebabkan perlunya dilakukan analisis hall plot dengan tujuan dapat mengevaluasi permasalahan yang terjadi pada sumur injeksi NASA 1 dan injeksi NASA 2.

Analisis Hall Plot ini dilakukan untuk mengetahui efektif atau tidaknya injeksi air, juga mengetahui masalah dari sumur injeksi dengan cara memplot berdasarkan tekanan yang dilakukan menggunakan waktu dan volume injeksi kumulatif sumur, dalam mengetahui analisis tersebut dapat dilihat pada kurva plot berikut:

1. Sumur injeksi NASA 1



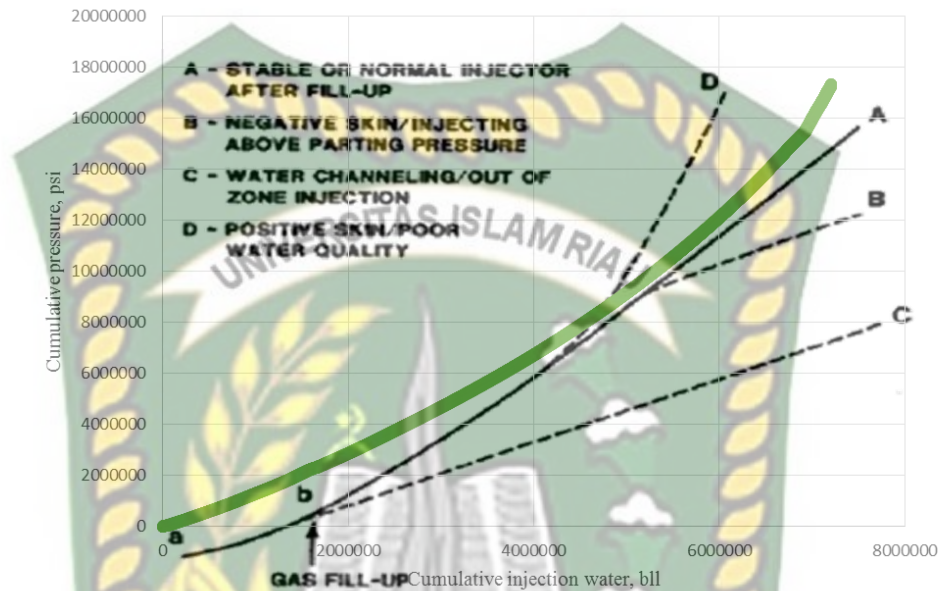
Gambar 4. 1 Hall Plot Sumur Injeksi NASA 1

Gambar 4.1 diatas, merupakan kurva hall plot hubungan antara *cumulative pressure* terhadap *cumulative injection water*, berdasarkan hasil dari analisis yang dilakukan dapat dilihat bahwa pada kurva tersebut didapatkan hasil injeksi NASA 1 berada pada kondisi normal terlihat setelah dilakukan analisis kesesuaian pada kurva *hall plot* dan dari analisis bahwa kurva yang mengarah pada titik A setelah dilakukan pecocokan seperti

terlihat pada gambar 2.7 sumur injeksi yang sedang dilakukan analisis hall plot ini benar adanya dalam keadaan normal.

2. Sumur injeksi NASA 2

Hall Plot Injeksi 2



Gambar 4. 2 Hall Plot Sumur Injeksi NASA 2

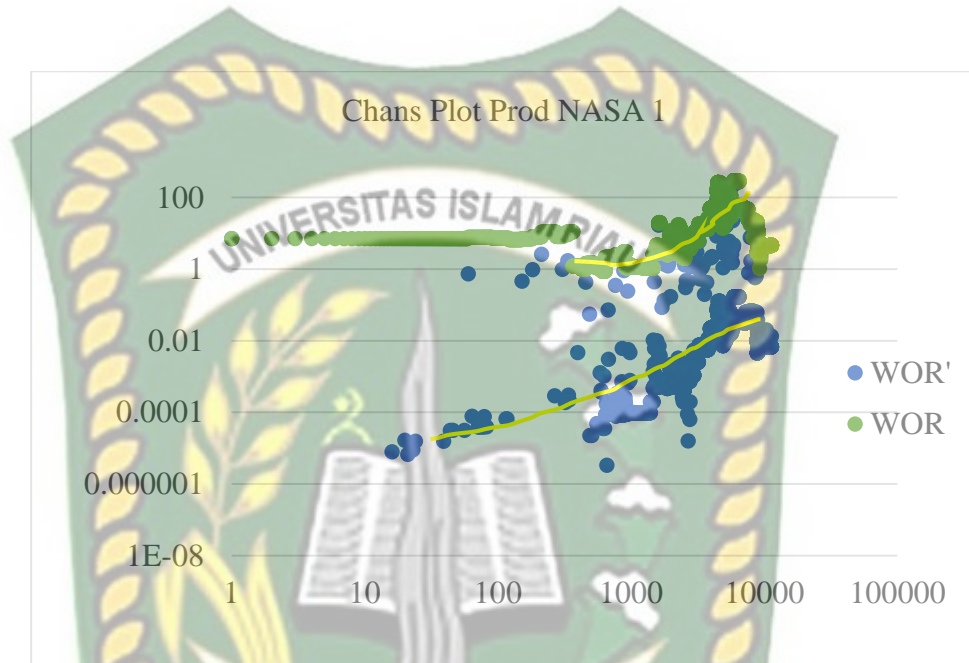
Gambar 4.2 diatas, merupakan kurva hall plot hubungan antara *cumulative pressure* terhadap *cumulative injection water*, dimana analisis yang dilakukan dapat dilihat bahwa pada kurva tersebut didapatkan hasil injeksi NASA 2 yaitu sama dengan injeksi 1 yaitu berada pada kondisi *positive skin*, yang mana kurva mengarah pada titik D dapat terlihat pada kurva *hall plot* dan dari analisis bahwa kurva yang mengarah titik D pada gambar 2.7 merupakan kondisi dimana *positive skin* pada sumur injeksi yang sedang dilakukan analisis hall plot.

4.3 Analisis Chans Diagnostic

Masalah didekat lubang sumur sering terjadi untuk itu analisis *chans diagnostic* dilakukan terhadap sumur produksi dimana untuk mengetahui *performance* dari sumur produksi yakni untuk sumur Produksi NASA 1, Produksi NASA 2, Produksi

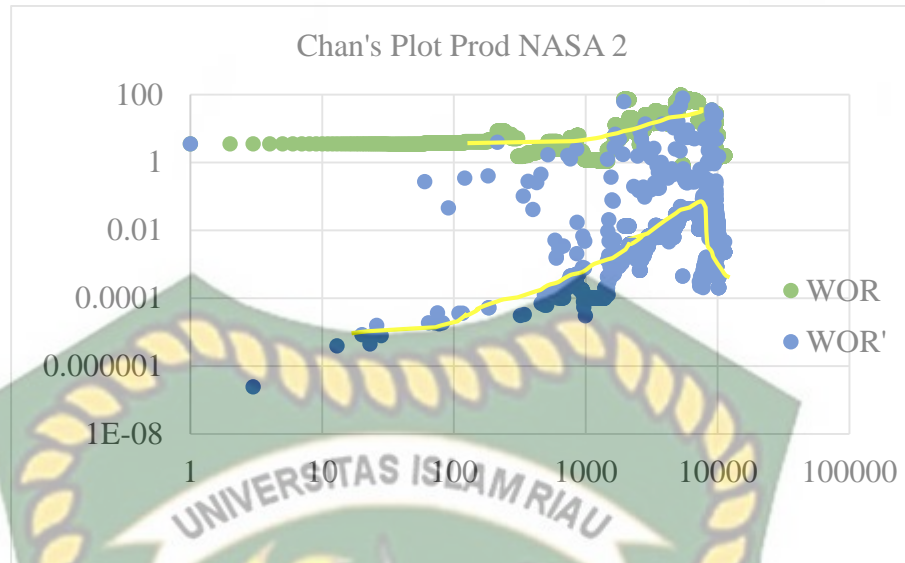
NASA 3, Produksi NASA 4, Produksi NASA 5, dimana dari plot grafik antara WOR (berwarna hijau) dan WOR' (berwarna biru) terhadap waktu setiap sumur produksi.

1. Sumur produksi terhadap sumur Injeksi NASA 1



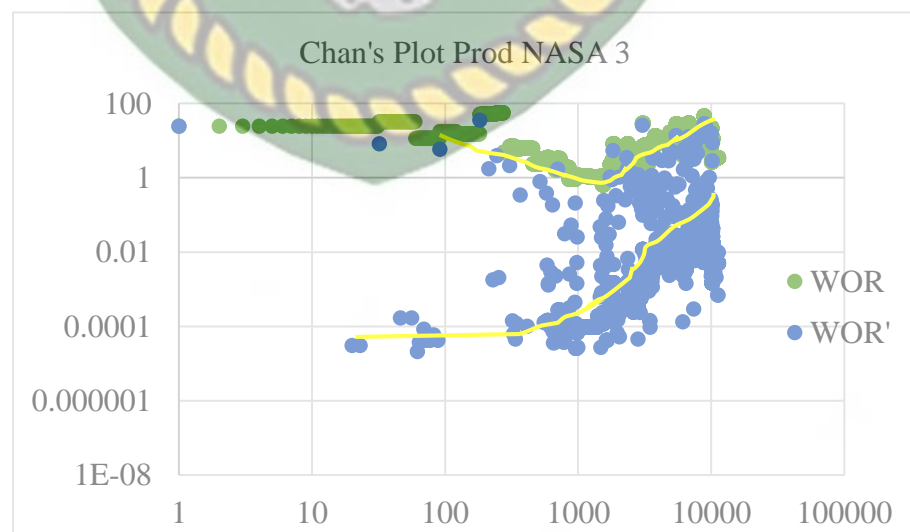
Gambar 4.3 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 1

Pada Gambar 4.3 menunjukkan grafik plot log - log WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 1 terhadap sumur injeksi NASA 1 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal, namun WOR naik secara cepat ketika *waterflooding* mulai dilakukan dan pada kondisi ini terjadi *channeling*, kemudian WOR menurun karena air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat, kondisi ini dinamakan terjadinya *water coning*. WOR kembali meningkat secara drastis akibat adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi dan pada kondisi ini dinamakan *channeling*, hal ini didukung dengan WOR' juga meningkat tinggi ditandai dengan bahwa pergerakan WOR dan WOR' nya searah.



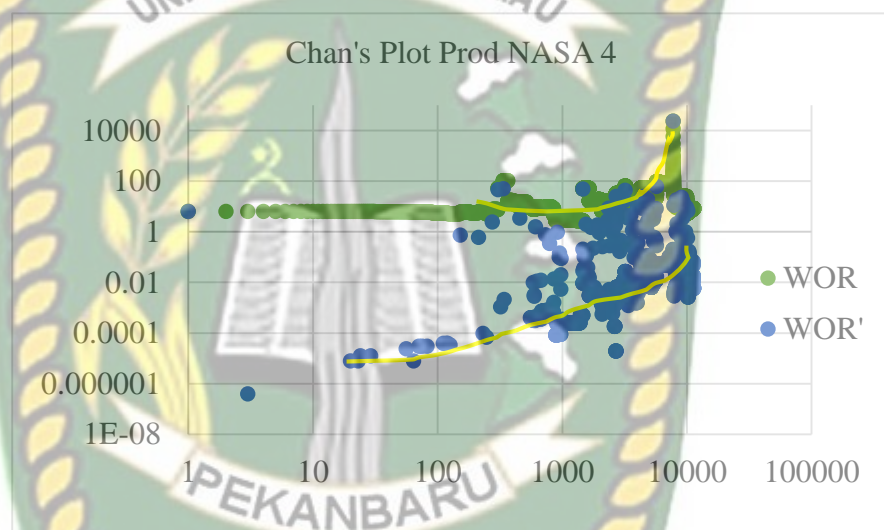
Gambar 4. 4 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 2

Pada Gambar 4.4 menunjukkan grafik plot log - log hubungan WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 2 terhadap sumur injeksi NASA 1 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal dan selanjutnya WOR menurun hal ini dikarenakan air lebih dulu terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat, permasalahan ini dinamakan *water coning*. Kemudian WOR kembali meningkat secara drastis akibat adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi dan pada kondisi ini dinamakan *channeling*.



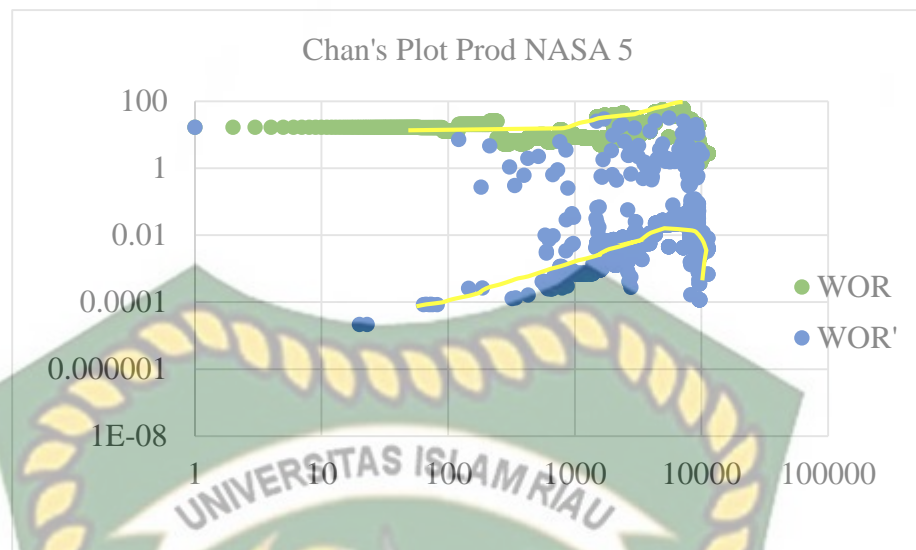
Gambar 4. 5 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 3

Pada Gambar 4.5 menunjukkan grafik plot log - log WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 3 terhadap sumur injeksi NASA 1 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil dan selanjutnya WOR menurun maka terjadi *water coning* hal ini dikarenakan air lebih dulu terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat, Kemudian WOR kembali meningkat secara drastis dan terjadi *channeling* hal ini diakibatkan adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi.



Gambar 4. 6 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 4

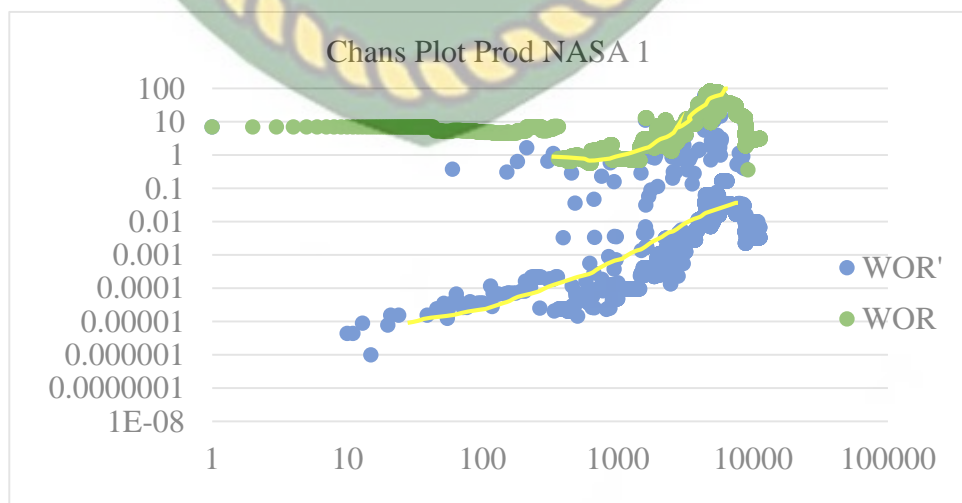
Pada Gambar 4.6 menunjukkan grafik plot log - log hubungan WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 4 terhadap sumur injeksi NASA 1 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal, kemudian WOR menurun dan terjadi *water coning*, hal ini dikarenakan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat. WOR kembali meningkat dengan drastis kondisi ini dinamakan *channeling* yang diakibatkan karena adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi, hal ini didukung dengan WOR' nya meningkat tinggi menandakan bahwa pergerakan WOR dan WOR' nya searah.



Gambar 4. 7 Chans Diagnostic Plot Produksi NASA 5

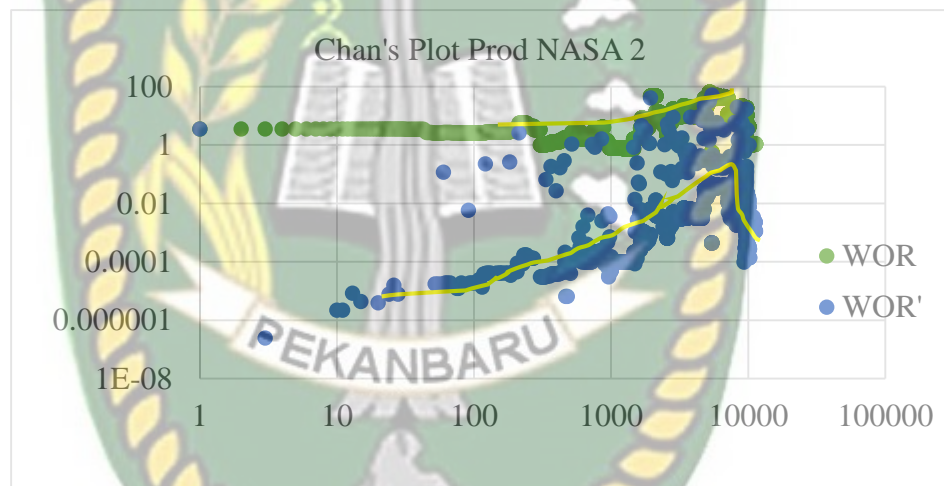
Pada Gambar 4.7 menunjukkan grafik hubungan plot log - log WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 5 terhadap sumur injeksi NASA 1 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal, dan tidak mengalami peningkatan yang cepat justru WOR pada sumur ini menurun sehingga pada kondisi sumur ini mengalami *water coning*, hal ini dikarenakan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat dan juga ditandai dengan WOR yang saling berlawanan arah.

2. Sumur produksi terhadap sumur Injeksi NASA 2



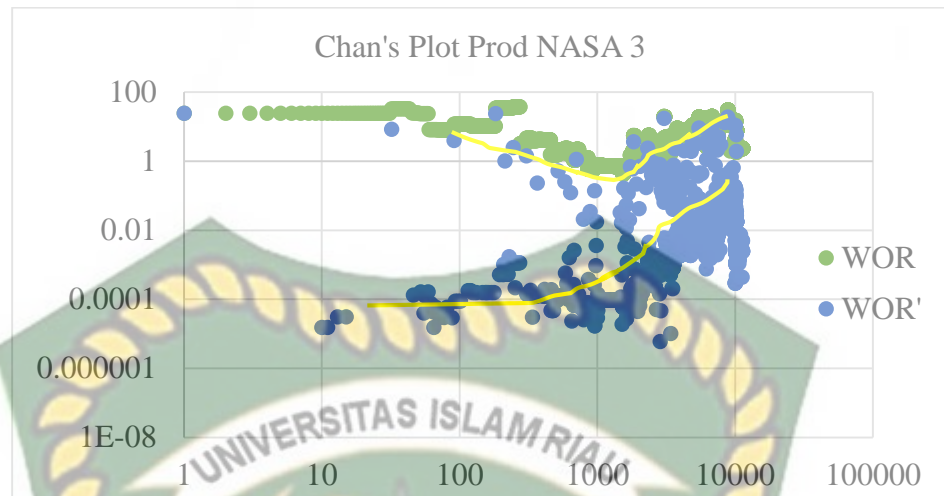
Gambar 4. 8 Diagnostic Plot Produksi NASA 1

Pada Gambar 4.8 menunjukkan grafik plot log - log WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 1 terhadap sumur injeksi NASA 2 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal, namun WOR naik secara cepat ketika *waterflooding* mulai dilakukan dan pada kondisi ini terjadi *channeling*, kemudian WOR menurun karena air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat, permasalahan ini dinamakan terjadinya *water coning*. WOR kembali meningkat secara drastis akibat adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi dan pada kondisi ini dinamakan *channeling*, hal ini didukung dengan WOR' juga meningkat tinggi ditandai dengan bahwa pergerakan WOR dan WOR' nya searah.



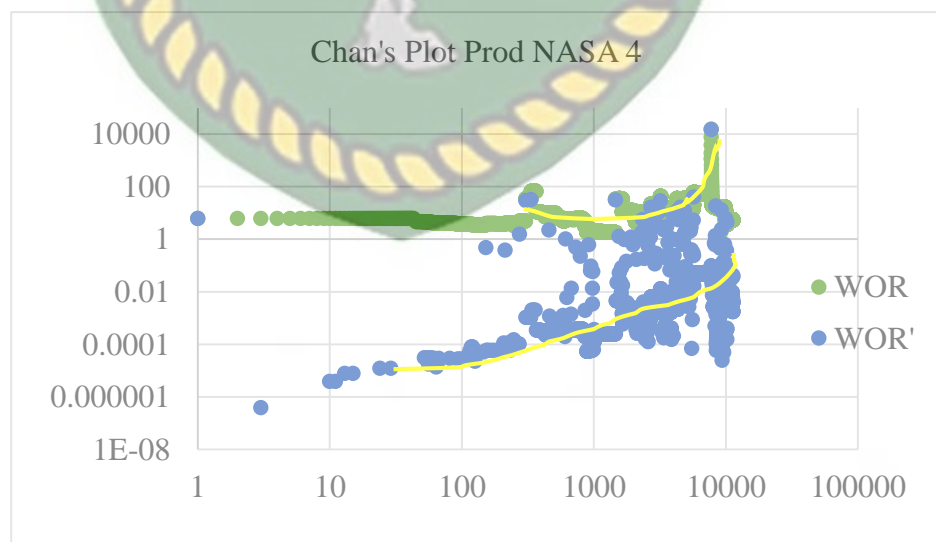
Gambar 4. 9 Diagnostic Plot Produksi NASA 2

Pada Gambar 4.9 menunjukkan grafik plot log - log hubungan WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 2 terhadap sumur injeksi NASA 2 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal dan selanjutnya WOR menurun hal ini dikarenakan air lebih dulu terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat, permasalahan ini dinamakan *water coning*. Kemudian WOR kembali meningkat secara drastis akibat adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi dan pada kondisi ini dinamakan *channeling*.



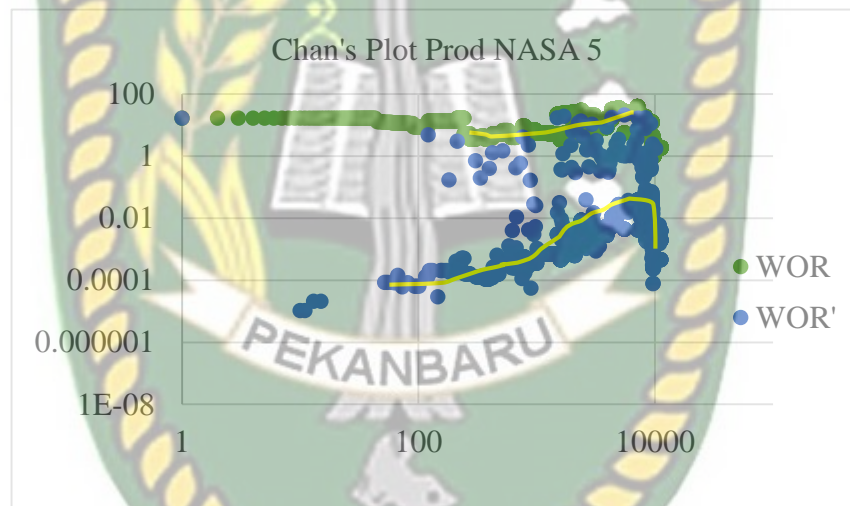
Gambar 4. 10 Diagnostic Plot Produksi NASA 3

Pada Gambar 4.10 menunjukkan grafik plot log - log WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 3 terhadap sumur injeksi NASA 2 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil dan selanjutnya WOR menurun maka terjadi *water coning* hal ini dikarenakan air lebih dulu terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat, Kemudian WOR kembali meningkat secara drastis dan terjadi *channeling* hal ini diakibatkan adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi.



Gambar 4. 11 Diagnostic Plot Produksi NASA 4

Pada Gambar 4.11 menunjukkan grafik plot log - log hubungan WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 4 terhadap sumur injeksi NASA 2 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal, kemudian WOR menurun dan terjadi *water coning*, hal ini dikarenakan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat. WOR kembali meningkat dengan drastis kondisi ini dinamakan *channeling* yang diakibatkan karena adanya heterogenitas pada reservoir sehingga terdapat lapisan dengan permeabilitas yang lebih tinggi, hal ini didukung dengan WOR' nya meningkat tinggi menandakan bahwa pergerakan WOR dan WOR' nya searah.



Gambar 4. 12 Diagnostic Plot Produksi NASA 5

Pada Gambar 4.12 menunjukkan grafik hubungan plot log - log WOR dan WOR' terhadap waktu bahwa dimana menunjukkan sumur produksi NASA 5 terhadap sumur injeksi NASA 2 dilakukan analisis bahwa WOR cenderung stabil di periode awal, dan tidak mengalami peningkatan yang cepat justru WOR pada sumur ini menurun sehingga pada kondisi sumur ini mengalami *water coning*, hal ini dikarenakan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air lebih cepat dan juga ditandai dengan WOR yang saling berlawanan arah.

Analisis diatas dapat disimpulkan, terlihat pada tabel dibawah ini:

Tabel 4. 2 Summary Analisis Chans Diagnostic

No	Sumur Injeksi	Sumur Produksi	Kondisi
1.	Injeksi NASA 1	Produksi NASA 1	<i>Channeling</i>
		Produksi NASA 2	<i>Water coning,</i>
		Produksi NASA 3	<i>Channeling</i>
		Produksi NASA 4	<i>Channeling</i>
		Produksi NASA 5	<i>Water coning</i>
2.	Injeksi NASA 2	Produksi NASA 1	<i>Channeling</i>
		Produksi NASA 2	<i>Water coning,</i>
		Produksi NASA 3	<i>Channeling</i>
		Produksi NASA 4	<i>Channeling</i>
		Produksi NASA 5	<i>Water coning</i>

4.4 Analisis Well Interference Test

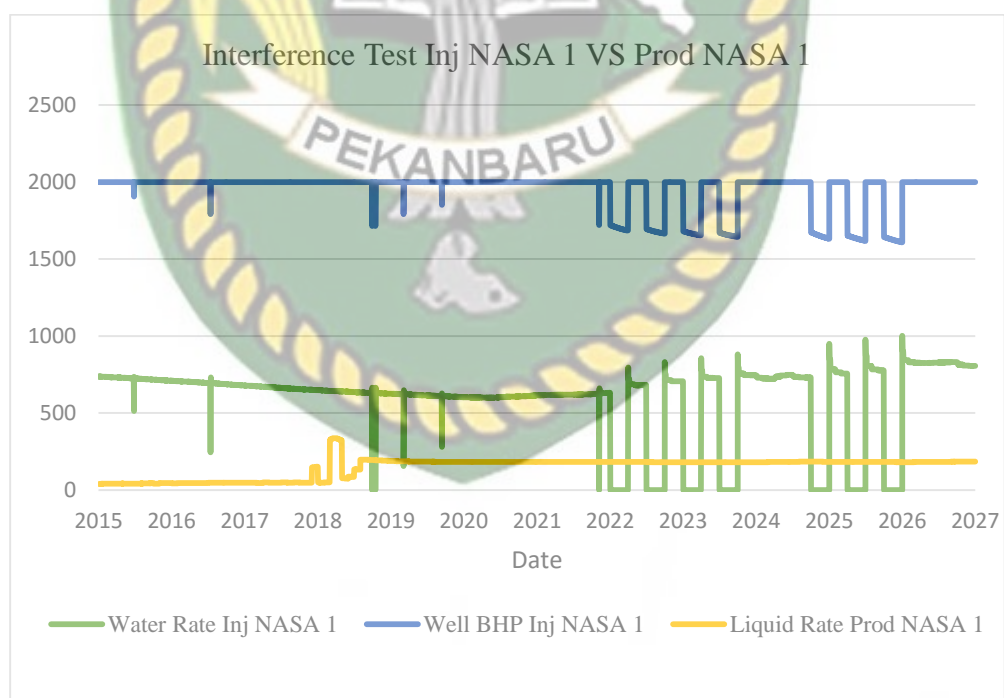
Pada penelitian ini dengan *Well Interference Test* yang tergolong kedalam *multi test method* dimana metode ini membutuhkan paling sedikitnya 2 sumur yaitu sumur sebagai *producer* dan sebagai *observer*. dalam penelitian ini yang dilakukan pada lapangan NASA dengan jenis *irregular pattern*, dengan sumur yang terlibat yaitu sumur injeksi NASA 1 dan injeksi NASA 2 sertas sumur produksi NASA 1, produksi NASA 2, produksi NASA 3, produksi NASA 4, dan produksi NASA 5.

Dalam melakukan analisis metode *well interference test* ini yang merupakan analisis konektivitas antara sumur injeksi dengan sumur – sumur produksi, dimana menggunakan metode *well interference test* ini guna sebagai melihat *performance* dari sumur injeksi dan produksi dengan melihat ada atau tidaknya konektifitas dari kedua sumur.

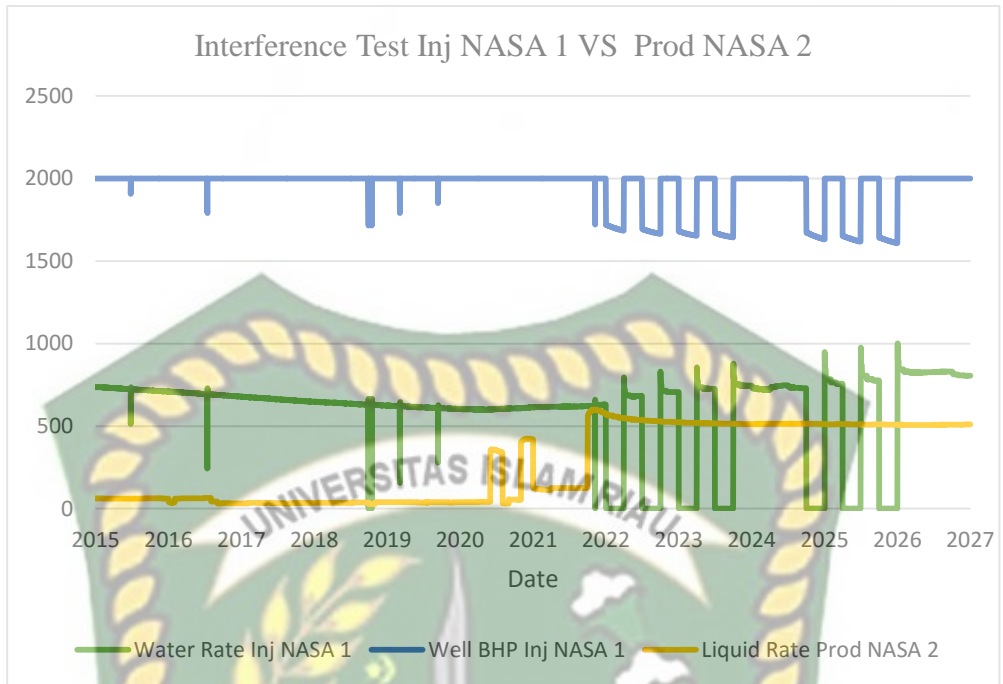
Analisis dengan menggunakan metode *well interference test* peneliti membuat gambaran pada sumur injeksi dan produksi dimana sumur- sumur tersebut dibuat skenario dengan melakukan perforasi dan kedalaman yang sama pada sumur injeksi dan produksi. Kemudian untuk membuktikannya dibuat 2 skenario sebagai pembandingan, dimana skenario 1 untuk sumur injeksi NASA 1 dan sumur injeksi NASA 2 dilakukan gangguan dengan cara membuka dan menutup sumur dalam rentang 3 bulan selama 2 tahun terakhir dan, selanjutnya untuk skenario 2, pada sumur injeksi NASA 1 dan sumur injeksi NASA 2 merupakan skenario yang diberi gangguan membuka dan menutup sumur dalam rentang 6 bulan selama 2 tahun terakhir. Hal ini dilakukan dengan melihat pengaruh suatu sumur producer dan melakukan pembuktian sumur yang memiliki konektivitas lebih untuk mendapatkan respon apabila dilakukan injeksi *waterflood* pada kedua sumur injeksi tersebut.

4.4.1 Skenario 1

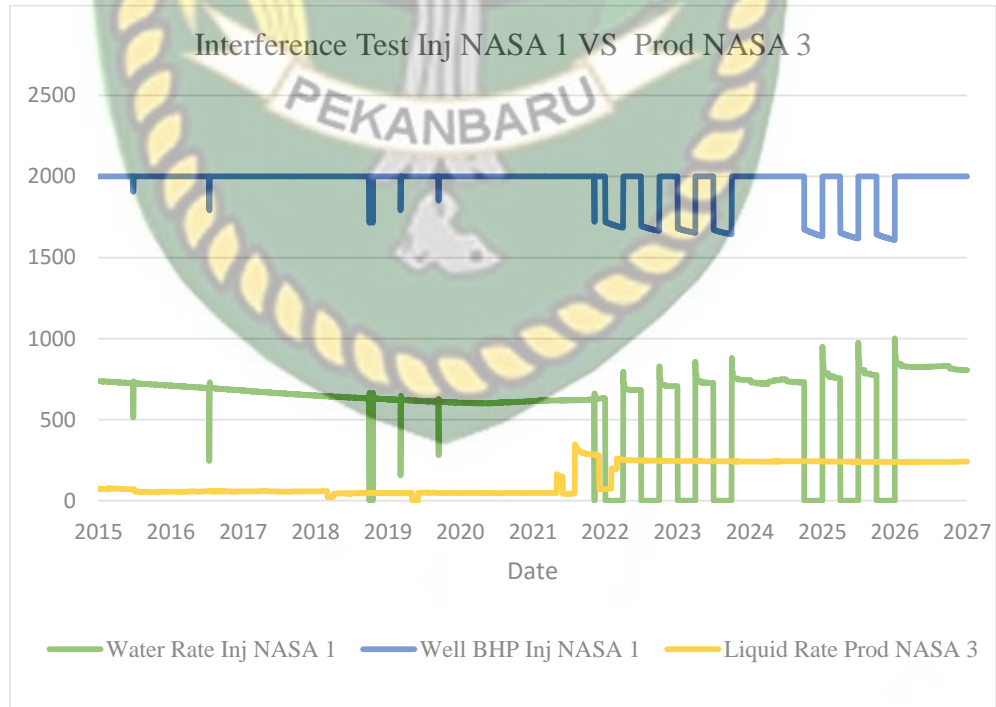
A. Injeksi NASA 1 terhadap kelima sumur produksi



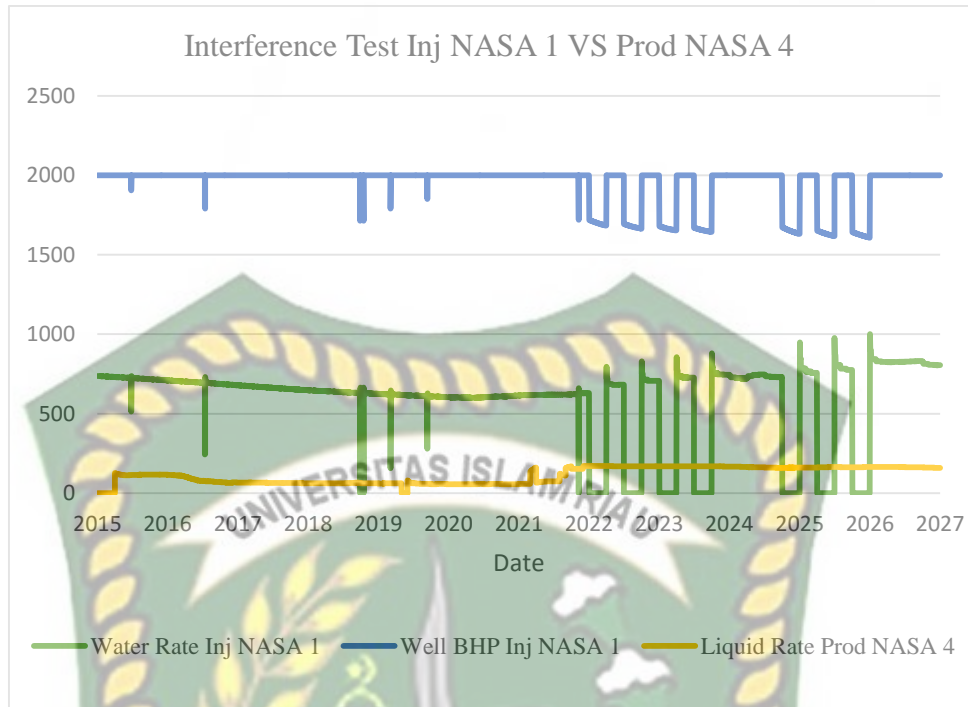
Gambar 4. 13 *Interference Test sumur Inj NASA 1 dengan Prod NASA 1*



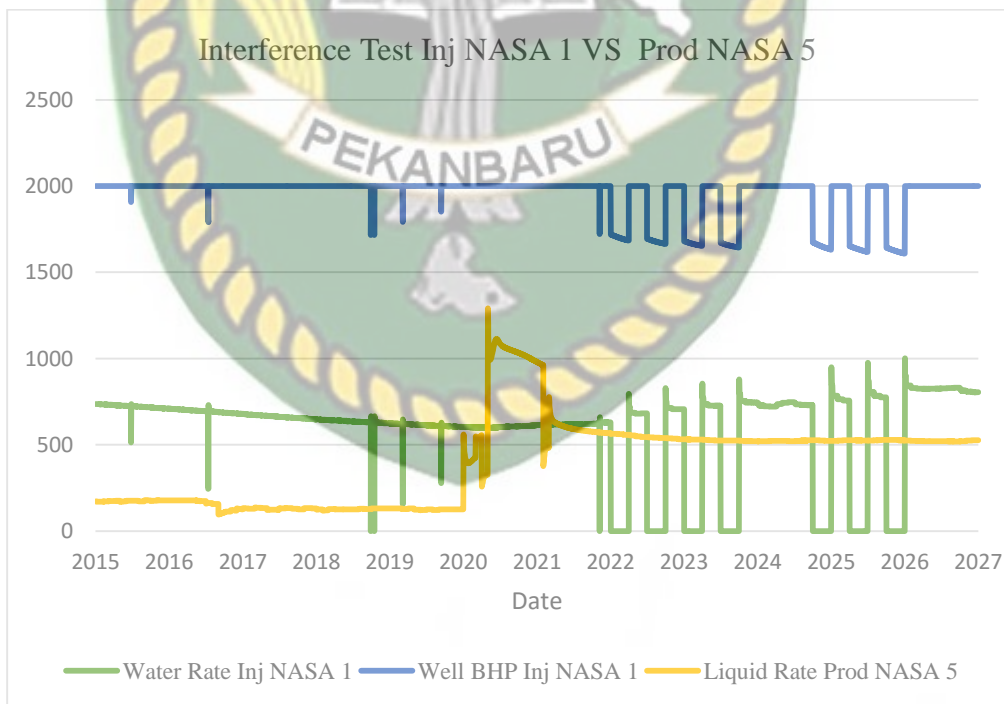
Gambar 4. 14 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 2



Gambar 4. 15 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 3

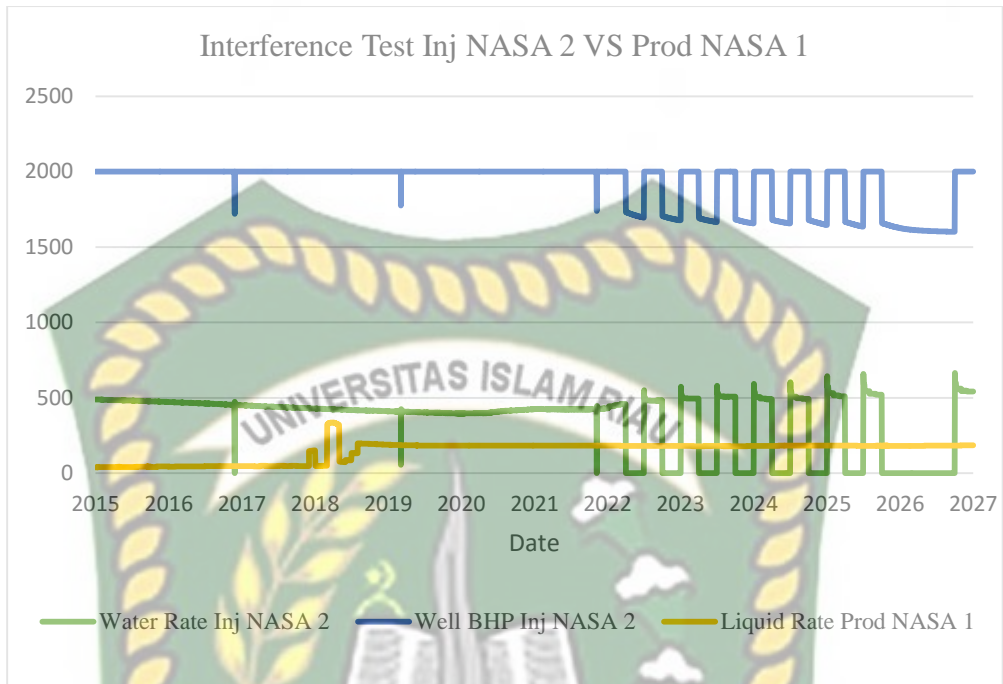


Gambar 4. 16 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 4

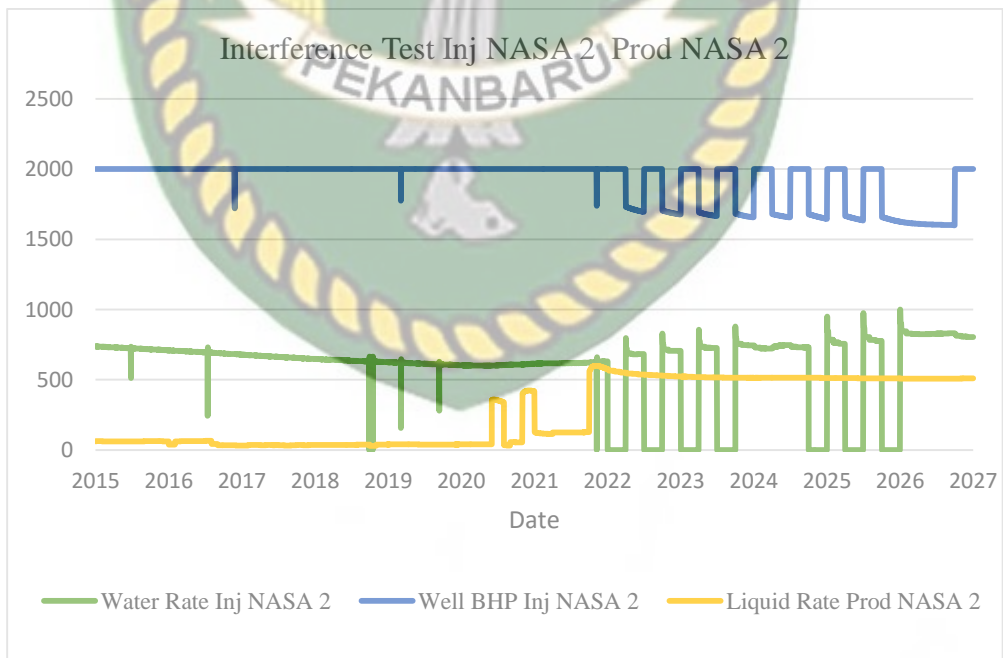


Gambar 4. 17 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 5

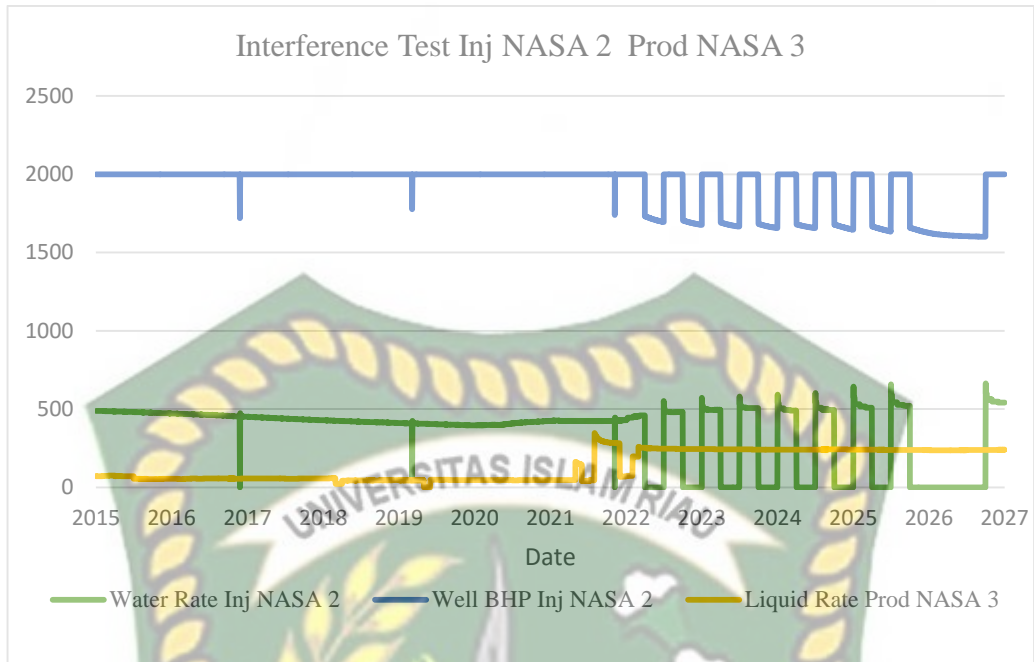
B. Injeksi NASA 2



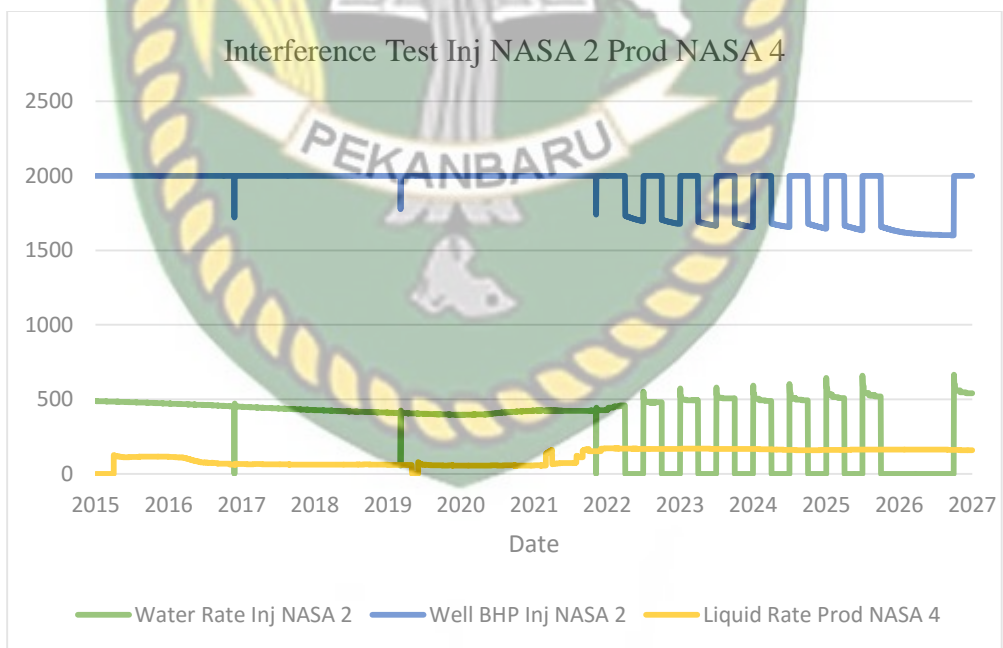
Gambar 4. 18 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 1



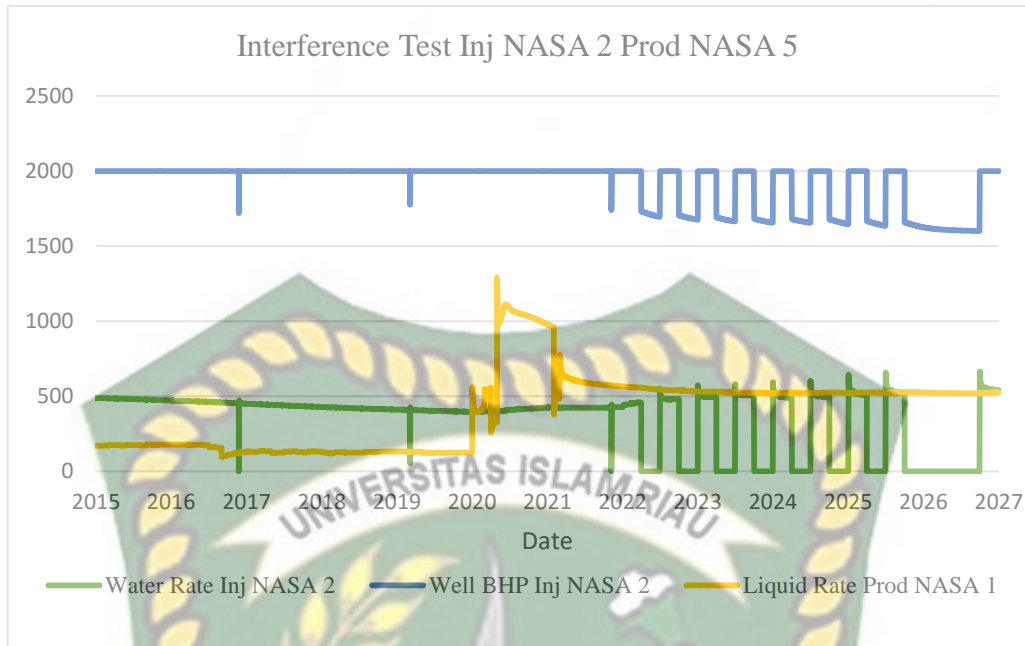
Gambar 4. 19 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 2



Gambar 4. 20 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 3



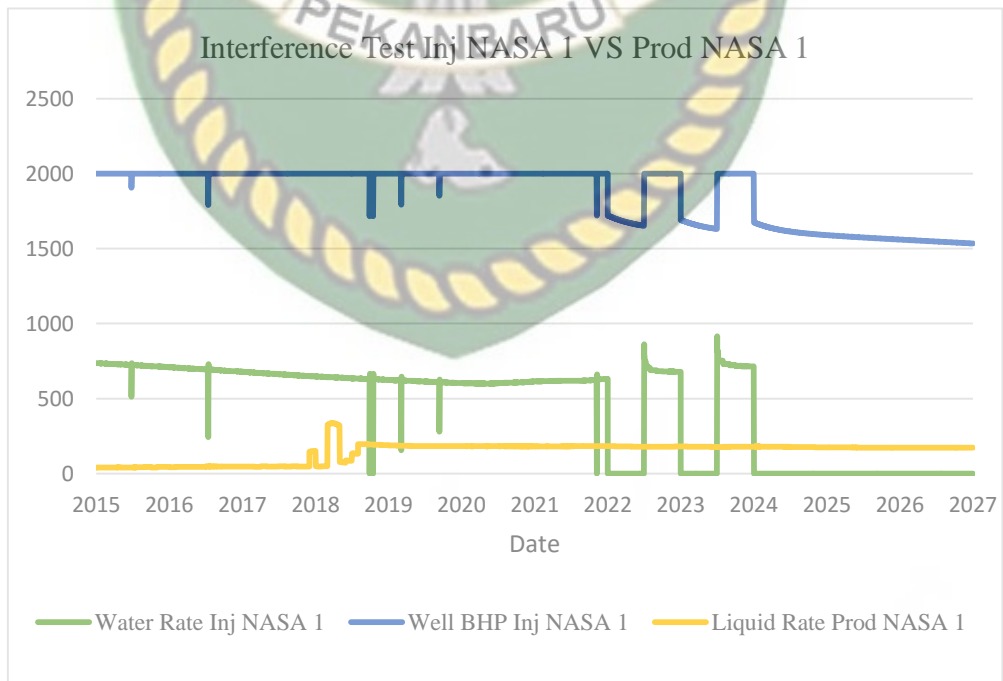
Gambar 4. 21 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 4



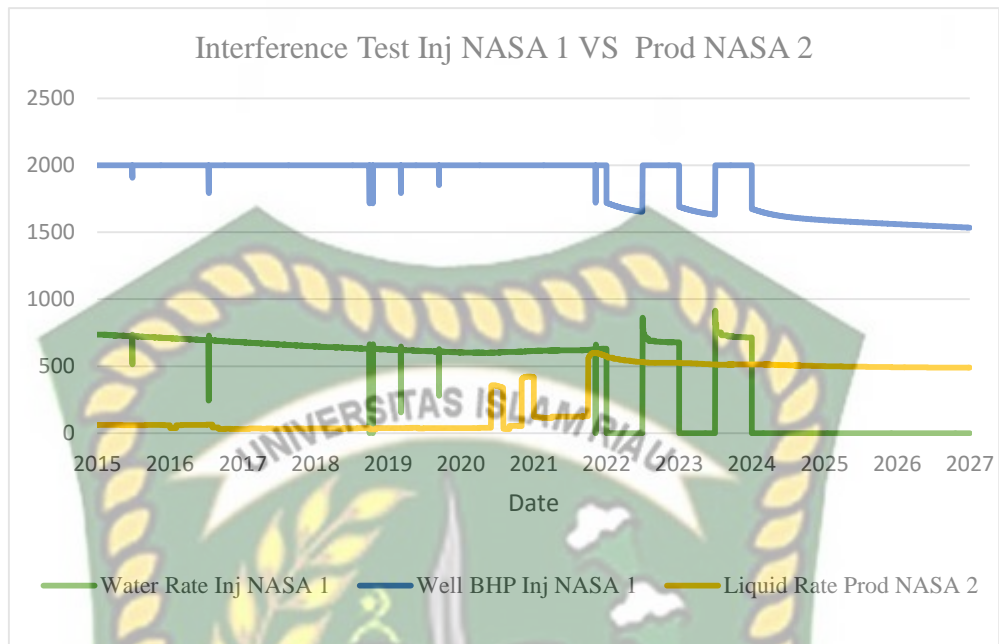
Gambar 4. 22 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 5

4.4.2 Skenario 2

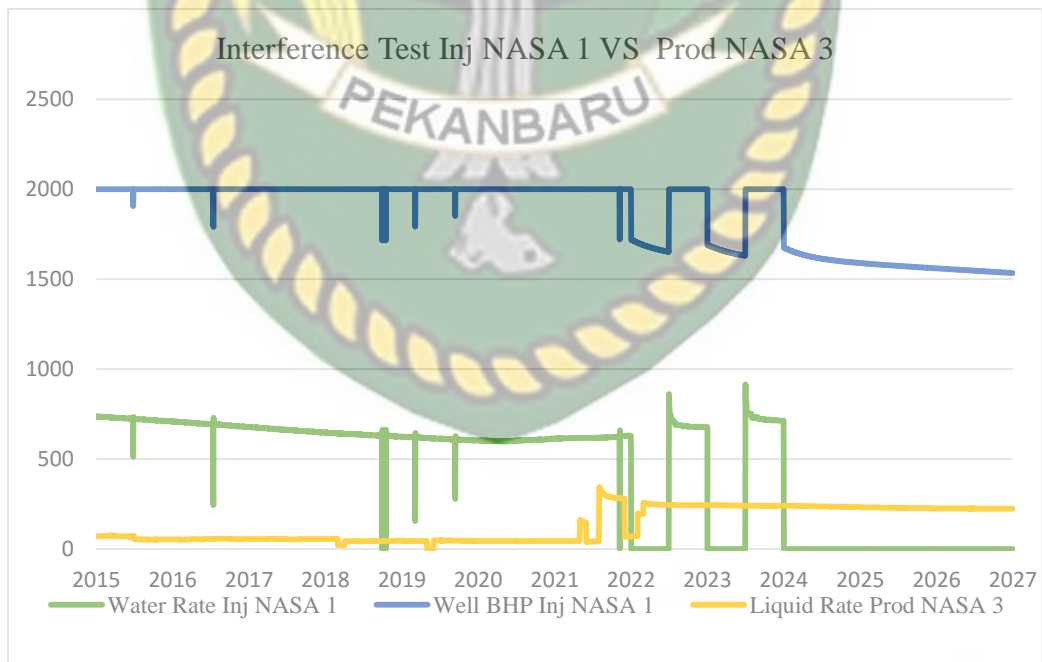
A. Injeksi NASA 1



Gambar 4. 23 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 1

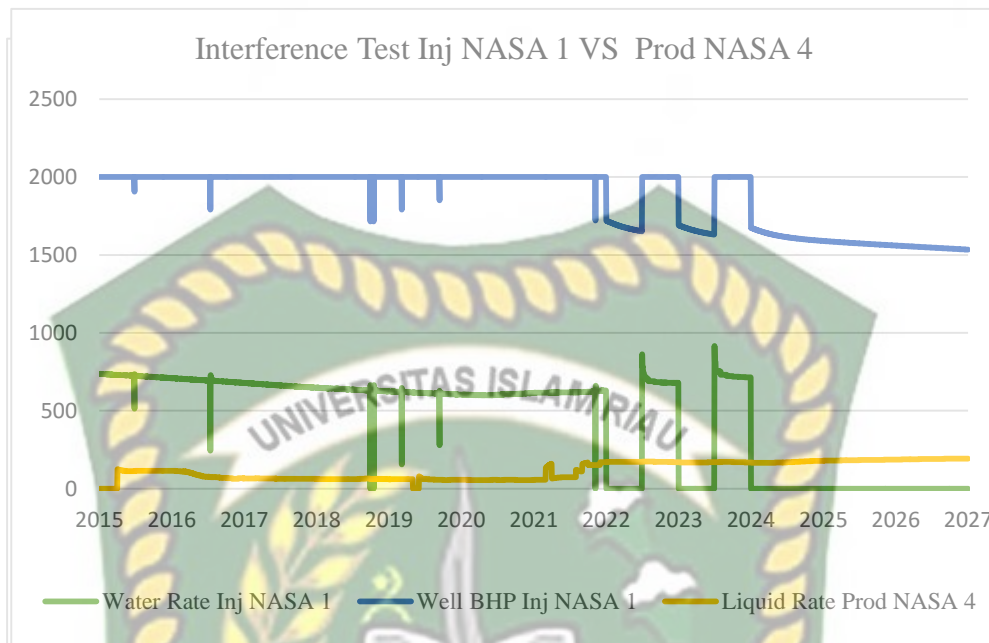


Gambar 4. 24 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 2



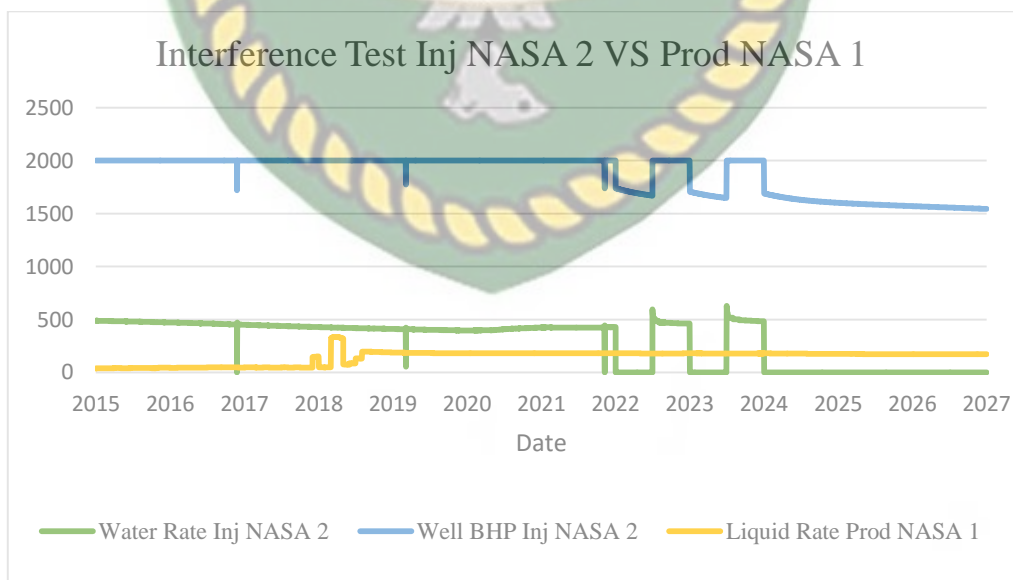
Gambar 4. 25 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 3

Gambar 4. 26 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 4

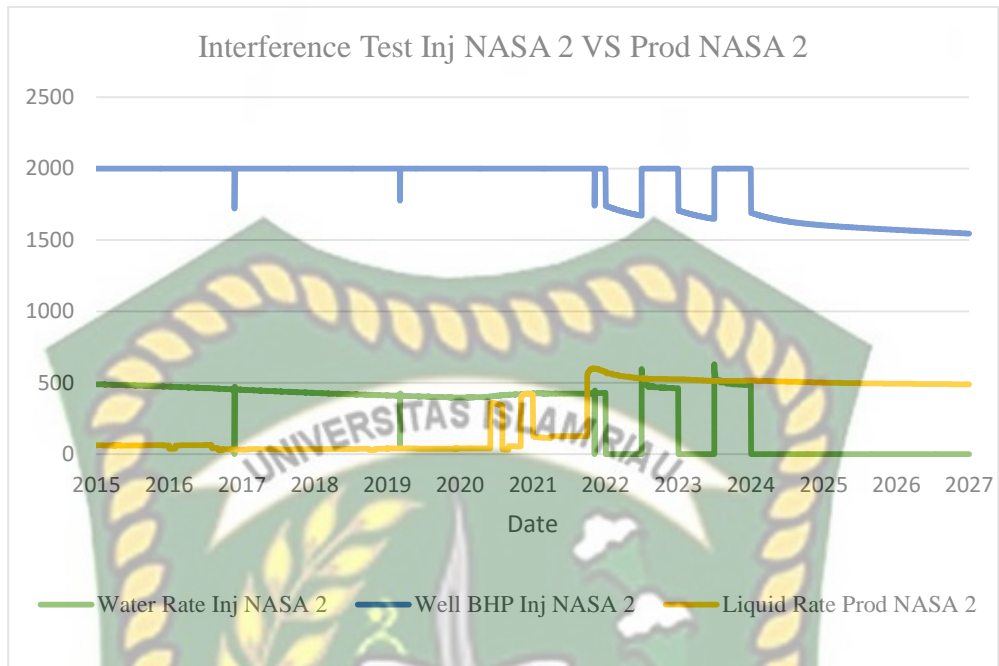


Gambar 4. 27 Interference Test sumur inj NASA 1 dengan Prod NASA 5

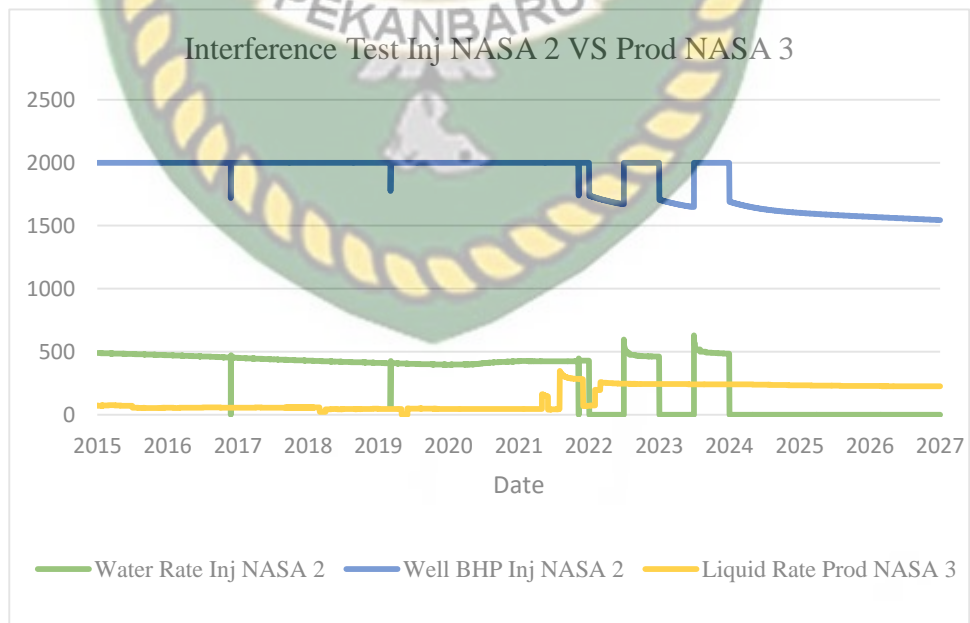
B. Injeksi NASA 2



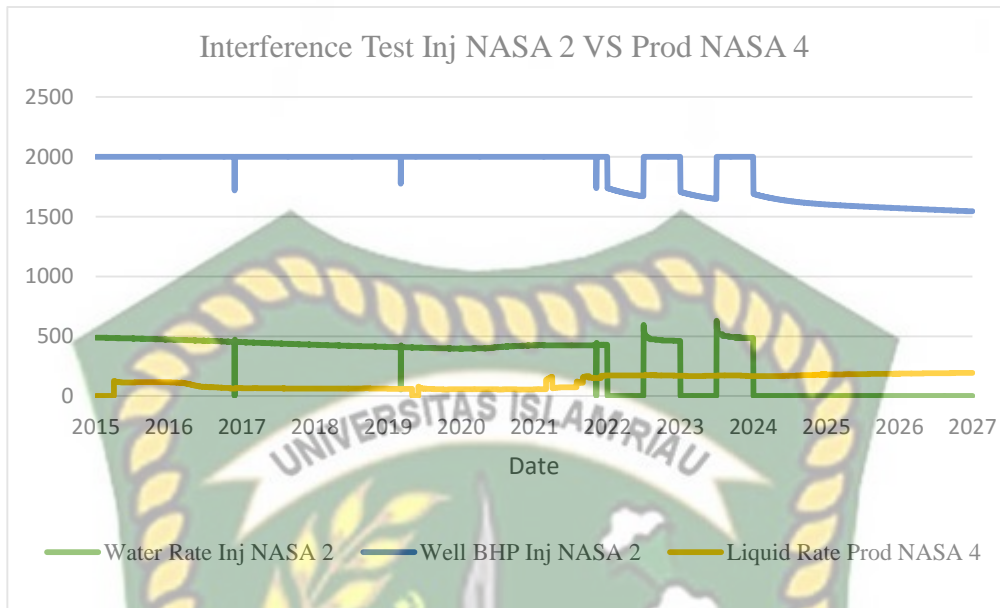
Gambar 4. 28 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 1



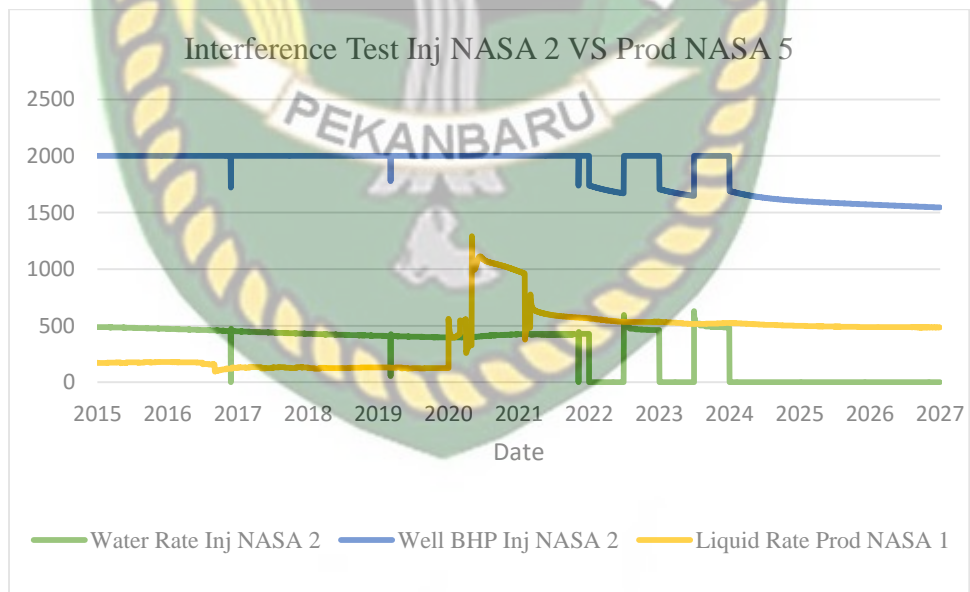
Gambar 4. 29 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 2



Gambar 4. 30 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 3



Gambar 4. 31 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 4



Gambar 4. 32 Interference Test sumur inj NASA 2 dengan Prod NASA 5

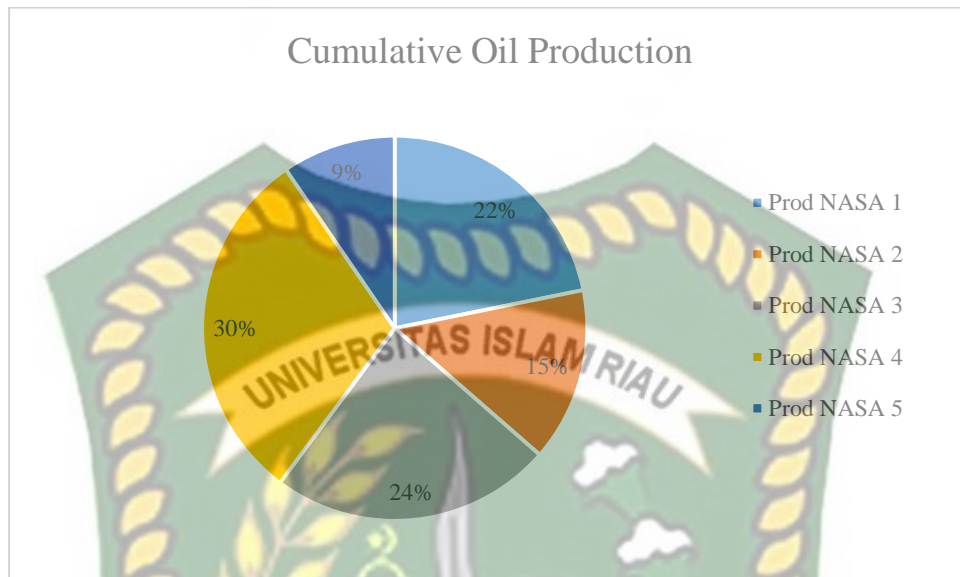
Berdasarkan analisis dari gambar 4.13 hingga 4.32 diatas merupakan analisis sumur injeksi NASA 1 dan injeksi NASA 2 terhadap kelima sumur produksi yaitu produksi NASA 1, produksi NASA 2, produksi NASA 3, produksi NASA 4 dan produksi NASA 5, dapat diketahui dari plot kurva *water rate* sumur injeksi, kurva *well bottom hole pressure* sumur injeksi dan *liquid rate* untuk sumur produksi, pada hasil analisis tersebut diketahui pada skenario 1, sumur produksi NASA 1, sumur produksi NASA 2, dan sumur produksi NASA 5 hampir tidak ada pengaruh kenaikan tekanan dan laju produksi yang terlihat pada sumur tersebut, hal ini mengindikasikan bahwa tidak ada nya konektivitas antara sumur injeksi NASA 1 dan injeksi NASA 2 dengan ketiga sumur produksi tersebut seperti pada gambar kurva, sehingga konektivitas sumur ini dapat dikategorikan buruk.

Pada analisis sumur injeksi NASA 1 dan sumur injeksi NASA 2 terhadap sumur produksi NASA 3, dan produksi NASA 4, terlihat bahwa sumur produksi mengalami peningkatan produksi liquid setelah diinjeksikan air, dan ditandai dari sumur yang diberikan gangguan degan membuka dan menutup sumur injeksi agar dapat melihat respon tekanan dan laju liquid yang di produksi, untuk itu hal ini mengindikasikan konektivitas antara sumur injeksi NASA 1 dan Injeksi NASA 2 memiliki konektivitas terhadap sumur produksi NASA 3 dan produksi NASA 4. begitu hal nya telah dilakukan pembuktian dengan membuat skenario tambahan sebagai perbandingan untuk membuktikan dengan memberi gangguan tekanan dengan rentang yang lebih lama dari pada skenario 1, dimana terbukti bahwa pada skenario 1 dan skenario 2, sumur produksi NASA 3 dan sumur produksi NASA 4 lah yang memiliki pengaruh laju alir yang dapat merespon komunikasi antara *injector* dan *producer* tersebut.

4.5 Analisis Penyapuan Minyak

Pada penelitian ini dilakukan analisis efektivitas pada sumur produksi dengan tujuan mengetahui atau membuktikan bagaimana pengaruh respon sumur produksi terhadap sumur injeksi sekitar nya. Dalam menganalisis penyapuan minyak pada sumur produksi ini menghasilkan nilai kumulatif minyak pada sumur produksi NASA 1 sebesar 1679439 bbl, produksi NASA 2 sebesar 1123710 bbl, produksi

NASA 3 sebesar 1828062.125 bbl, produksi NASA 4 sebesar 2329445 bbl, dan produksi NASA 5 sebesar 736134.4375 bbl.



Gambar 4. 33 *Cumulative Oil Production*

Pada Gambar 4.33 diatas merupakan *Pie Chart* dimana menggambarkan persentase dari setiap kumulatif minyak sumur produksi. Berdasarkan hasil *run* simulasi selama 3 tahun, membuktikan bahwa sumur produksi NASA 3 dan sumur produksi NASA 4 memiliki konektivitas yang sangat baik ditandai dengan hasil persentase nilai kumulatif minyaknya yang besar yakni untuk sumur produksi NASA 3 sebesar 1828062.125 bbl dan pada produksi NASA 4 sebesar 2329445 bbl.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil evaluasi kinerja *waterflood* dengan menggunakan metode *well interference test* dengan simulator CMG IMEX 2015 dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Hasil dari analisis yang telah didapatkan dalam penelitian ini pada lapangan NASA untuk sumur injeksi NASA 1 diketahui dalam keadaan normal, sedangkan pada sumur injeksi NASA 2 terdapat *positive skin*, kemudian dilakukan metode *chans diagnostic* pada evaluasi sumur produksi, diketahui pada kelima sumur produksi yakni produksi NASA 1, produksi NASA 3, dan produksi NASA 4 kondisi sumur tersebut termasuk kategori *channeling*, sedangkan untuk produksi NASA 2, dan produksi NASA 5 kondisi reservoir nya adalah *water coning*. Analisis ini terbukti setelah dilakukannya *well interference test* pada sumur produksi NASA 3, dan produksi NASA 4 memiliki konektivitas terhadap sumur injeksi NASA 1 dan sumur injeksi NASA 2.
2. Efektivitas injeksi yang dihasilkan penelitian ini dengan *well, sand* dan kedalaman yang sama, setelah dilakukan perbandingan antara sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi, terbukti bahwa kumulatif minyak sumur produksi NASA 3 dan produksi NASA 4 terjadi peningkatan setelah dilakukannya injeksi yaitu sumur produksi NASA 3 sebesar 1828062.125 bbl dan pada produksi NASA 4 sebesar 2329445 bbl. Hal ini menandakan bahwa terjadinya kesesuaian untuk sumur produksi NASA 3 dan NASA 4 dimana pada kedua sumur ini memiliki respon yang sangat baik terhadap sumur injeksi.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, penulis menyarankan untuk peneliti selanjutnya:

1. Memperbaiki model dengan melakukan penelitian model yang sudah di upgrade menggunakan seismik terbaru.

2. Untuk penelitian lebih lanjut sebaiknya dilakukan Komparasi dalam mengetahui konektivitas sumur dengan metode *interwel tracer test* dengan menginjeksikan ion atau chemical.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Adeniyi, O. D., Nwalor, J. U., & Ako, C. T. (2008). A Review On Waterflooding Problems In Nigeria's Crude Oil Production. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 29(3), 362–365.
- Adiatma, J. C., (IESR), P. S., Gardian, P. I., Putra, R. P. M., Ragina, F. S., & (IIEE), N. S. (2019). Kebutuhan Investasi Energi Di Indonesia. In *Indonesian institute for energy economic (IIEE)*.
- Ahmed, T. (1993). *Reservoir_Engineering_Handbook* (2ed (ed.); Reservoir_).
- Akin, S. (2015). Design and Analysis of Multi-well Interference Tests. *World Geothermal Congress 2015, April, 9*.
- Alexandri A. (2013). Terhadap Pengaruh Heterogenitas Reservoir. *Forum Teknologi*, 03(3), 29–39.
- Alida, R., & Juliansyah, O. (2016). Analisa Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(1), 41–48.
- Andalucia, Selfira, Fachri, & Ariansyah. (2016). *Analisis Hall Plot Untuk Mengidentifikasi Formation Damage Dan Performance Injeksi Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan North Rifa PT . Pertamina EP Asset 1 Field Ramba*. 7(2), 24–37.
- Arya Bintang Graha, Ginting, M., & Tobing, E. (2015). Analisa Pressure Build Up dan Interference Test Pada Sumur Alpha Dan “Beta Lapangan X. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015, ISSN: 2460(5)*, 223–234.
- Basundoro, P. (2017). Minyak Bumi dalam Dinamika Politik dan Ekonomi Indonesia 1950-1960an. *Airlangga University Press*, 5.
- Cesarian, D. P. (2019). Study of Low-Salinity Waterflooding for Sandstone Reservoir. *IJIS Edu : Indonesian Journal of Integrated Science Education*, 1(1), 85.
- Chan, K. S. (1995). SPE 30775 Water Control Diagnostic Plots Society of Petroleum Engineers. *Society of Petroleum Engineers, SPE 30775*, 755–763.
- Dake, L. P. (1996). The Practice Of Reservoir Engineering, Revised Edition. *Elsevier*, 14(3–4), 263.
- Darmawan, J. K., & Kasmungin, S. (2020). Studi Simulasi Reservoir Untuk Menentukan Lapangan X. *Jurnal Petro*, IX(3), 133–139.
- Data, P., Teknologi, D. A. N., Dan, E., Daya, S., Energi, K., Sumber, D. A. N., & Mineral, D. (2013). *Inventarisasi Emisi Gas Rumah Kaca Sektor Energi*.
- Diah Dwi Saputri, Kasmungin, S., & Kartika. (2015). Evaluasi Pelaksanaan Injeksi Air Dengan Menggunakan Data Penurunan Produksi Metode Decline Curve Pada Lapangan “X.” *Seminar Nasional Cendekiawan 2015, ISSN : 246*, 316–323.

- Dicgorry, N., & M. Taufik Fathaddin, S. H. (2015). Luas Total Pola Area Yang Terinvasi Oleh Air Injeksi. *Seminar Nasional Cendekiawan*, ISSN: 2460-8696, 324–334.
- Djumantara, M., Rantan, & Samsol. (2020). PEMILIHAN POLA INJEKSI AIR DENGAN MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR UNTUK OPTIMASI PRODUKSI LAPANGAN ‘R. *Jurnal Petro 2020*, IX(2), 87–87.
- Earlougher, R. C. (1977). Advances in Well Test Analysis, 1977. In *Soc of Pet Eng Monogr Ser* (Vol. 5).
- Escobar, F. H., Prada, E. F., & Suescún-Díaz, D. (2021). Interpretation Of Pressure Interference Tests For Wells Connected By A Large Hydraulic Fracture. *Journal of Petroleum Exploration and Production*, 11(8), 3255–3265.
- Fiber, A. P., Conduction, N., Benefits, S., With, P., Pain, S., Pain, N., Understanding, C., Headache, M. O. M., Options, N. T., Understanding, C., Headache, M. O. M., Mikhaylova, B. M., & Goldstein, L. (2021). *This website stores data such as cookies to enable necessary site functionality , including analytics , targeting , and personalization . You may change your settings at any time or accept the default settings . Data Storage Policy Marketing Personalizati*. 1–6.
- Galawidya, D. A. (2008). *Analisis Perbandingan Termin Fiskal Production Sharing Contract Di Indonesia, Production Sharing Contract Non Cost Recovery Dan Production Sharing Contract Di Malaysia*.
- Ginting, M., Ziad, & Rezi, C. (2021). Surveillance dan Monitoring Injeksi Air di Lapangan “X.” *Jurnal Petro*, X(1), 39–46.
- Graha, A. B., Ginting, M., & Tobing, E. (2015a). Analisa Pressure Build Up Dan Interference Test Pada Sumur Alpha Dan “Beta Lapangan X. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, ISSN: 2460, 223–234.
- Graha, A. B., Ginting, M., & Tobing, E. (2015b). Analisa Pressure Build Up Dan Interference Test Pada Sumur Alpha Dan “Beta Lapangan X. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 1–12.
- Halimatuddahlia. (2003). Pencegahan Korosi dan Scale Pada Proses Produksi Minyak Bumi. *USU Digital Library*, 1–8.
- Hamdy A, M, S., K’, M., & AN, E. (2019). Evaluation of Waterflooding; Experimental and Simulation Overview. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 1–18.
- Han, G., Liu, Y., Liu, W., & Gao, D. (2019). Investigation On Interference Test For Wells Connected By A Large Fracture. *Applied Sciences (Switzerland)*, 9(1), 1–15.
- Iqbal, A., Sugiatmo, I., & Pratiwi, P. R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir Dengan Injeksi Air Pada Pattren 8 Lapangan “TQL.” *Seminar Nasional Cendekiawan 2017*, 13–18.
- Ir. Bambang Bintarto, M. (2010). Analisis Terjadinya Water/Gas Cresting Dengan

Metode Analitis. *Seminar Nasional Kebumian*, 156–170.

- Kartiasih, F., Syaikat, Y., & Lukytawati Anggraeni. (2012). The determinants of energy intensity in Indonesia. *International Journal of Emerging Markets*, 12(2), 192–214.
- Lee, W., Sung, W., & Huh, D. (2001). Development And Application Of Interference Testing Data Analysis Model For Dual-Porosity System Using Boundary Element Method. *Petroleum Science and Technology*, 19(7–8), 761–777.
- Mayssara A. Abo Hassanin Supervised, A. (2014). Evaluasi Waterflood Zona 560 dan Zona Lapangan “X” Menggunakan OFM Pada Tahun 1984-2005. *Paper Knowledge . Toward a Media History of Documents*, 8696(5), 422–429.
- Merina, R. (2021). Prediksi kinerja injeksi air pada reservoir karbonat menggunakan metode hall plot dan metode voidage replacement ratio (vrr). *Kocenin serial konferensi, No. 1 (2021), (E) ISSN 2746-7112*, 1(1), 1–6.
- Mursyidah, Putra, D., & Futur, L. (2020). Re-design waterflood pattern by utilizing the tracers test technique and interwell streamline simulator. *AIP Conference Proceedings*, 2230(May).
- Musnal, A. (2012). Analisa Kerusakan Formasi Akibat Pekerjaan Perforasi Dengan Menggunakan Metoda Yildiz Pada Sumur Fr 168, Sumur 154, Dan Sumur 148 Di Lapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 9–21.
- Nugroho, M. R., Julianto, C., Priambodo, A., & Tulloh, H. (2020). Pengaruh Low Salinity Waterflooding dalam Meningkatkan Perolehan Minyak pada Reservoir Batupasir dan Karbonat. *Seminar Nasional Sains Dan Teknologi Terapan VIII 2020, December*, 383–388.
- Pamungkas, J. (2004). Pengantar Teknik Perminyakan (Tm-110). *Universitas Pembangunan Nasional Veteran*, 1–59.
- Pranondo, D., & Agusandi, S. (2017). Evaluasi Permasalahan Scale Sumur Sa-33, Sa-101, Sa-104 dan Sa-108 Di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 8(1), 11.
- Putra, D. F., Futur, L. V., & Umar, M. (2021). A Tracer Streamline Practice for Re-Evaluation Waterflood Pattern to Introduce a Cyclic Water Injection Scheme. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 6(3), 127–136.
- Rukmana, D., Endrarto, E. H., Rahmat, G., & Gaos, L. (2020). *Technical Guidelines Water flood (Secondary Recovery)*. IOGI SKK MIGAS.
- Sa’adah, A. F., Fauzi, A., & Juanda, B. (2017). Peramalan Penyediaan dan Konsumsi Bahan Bakar Minyak Indonesia dengan Model Sistem Dinamik. *Jurnal Ekonomi Dan Pembangunan Indonesia*, 17(2), 118–137.
- Seka, O. A., Suherman, A., & Anwar, U. (2019). Evaluasi Performa Sumur Injeksi Menggunakan Metode Hall Plot Dan Mengetahui Proses Waterflood Terhadap Peningkatan Sumur Job Pertamina – Jadestone Energy (Ok) Ltd. *Jurnal*

Pertambangan, 3(1), 17–25.

- Sugiharto, A. (2005). Optimasi Produksi Lapangan Minyak Menggunakan Metode Artificial Lift Dengan ESP Pada Lapangan Terintegrasi. *Forum Teknologi*, 02(1), 14.
- Taber, J. J., & Martin, F. D. (1983). Technical screening guides for the enhanced recovery of oil. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1983-October*.
- Wardhana, F. A., Said, L., & Yasmaniar, G. (2018). Evaluasi Kinerja Dan Peramalan Produksi Sumur Fw1 Menggunakan Metode Chan Dan Analisis Decline Curve. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke-4 Tahun 2018*, 297–301.
- Weijermars, R., & van Harmelen, A. (2017). Advancement of sweep zones in waterflooding: conceptual insight based on flow visualizations of oil-withdrawal contours and waterflood time-of-flight contours using complex potentials. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 785–812.
- Wirawan, A. Y. (2019). Pengaruh Sumur Injeksi Terhadap Reservoir Panas Bumi Dominasi Air pada Simulasi Lapangan Panas Bumi Dieng Unit II Menggunakan Software Tough-2. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 3(1), 11.