

**INVESTIGASI KRITIS PENERAPAN WATER ALTERNATING
GAS DENGAN SIMULATOR KOMERSIAL PADA
LAPANGAN KABUT**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh
LUTHFI PRAKASA DWICAHYA
143210444



Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Luthfi Prakasa Dwicahya

NPM : 143210444

Program Studi : Teknik Perminyakan


Judul Tugas Akhir : Investigasi Kritis Penerapan *Water Alternating Gas*
Dengan Simulator Komersial Pada Lapangan Kabut

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Idham Khalid, S.T., M.T. ()

Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T. ()

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : Desember 2021

Disahkan Oleh :

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


(Novia Rita, S.T., M.T.)

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, 9 Desember 2021



Luthfi Prakasa Dwicahya

NPM 143210444

Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan memotivasi penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar sarjana teknik ini. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua tercinta, ayuk, abang dan adik-adik yang telah memberikan dukungan moril maupun materil.
2. Bapak Dike Putra Fitriansyah, M.Sc., selaku Dosen Pembimbing yang telah memberikan banyak masukan, motivasi juga inspirasi dalam membimbing. Beliau tanpa henti mengingatkan saya untuk selalu semangat dan menyegerakan untuk menuntaskan tugas akhir.
3. Ibu Novrianti, ST., MT. selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR.

Teriring doa penulis, semoga Allah Subhanahu wa Ta'ala memberikan balasan atas segala kebaikan dan bantuan semua pihak yang terlibat dalam pengerjaan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 9 Desember 2021



Luthfi Prakasa Dwicahya

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
ABSTRAK.....	xi
ABSTRACT.....	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 <i>State Of The Art</i>	3
2.1.1 Lapangan Statford.....	3
2.1.2 Lapangan Dulang.....	4
2.1.3 Lapangan <i>Onshore</i> Abu Dhabi.....	4
2.1.4 Reservoir Cranfield Mississippi.....	6
2.1.5 Afrika Barat.....	7
2.1.6 Reservoir Karbonat Abu Dabhi.....	Error! Bookmark not defined.
2.2 Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Proses WAG.....	7
2.4.1 Pengaruh Sifat-Sifat Petrofisik Batuan.....	7
2.4.2 Pengaruh Sifat-Sifat Fluida Reservoir.....	8
2.4.3 Pengaruh Paramater Operasional.....	9
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	11
3.1 Metode Penelitian.....	11

3.2	Alur Penelitian.....	11
3.3	Data Lapangan Kabut.....	11
3.3.1	Sejarah dan Pengembangan Lapangan Kabut.....	11
3.3.2	Karakteristik Reservoir dan Fluida Lapangan Kabut.....	13
3.3.3	Model Simulasi Reservoir.....	14
3.4	Tempat Penelitian Dan Teknik Pengambilan Data.....	15
3.5	<i>Gantt Chart</i> Penelitian.....	15
BAB IV PEMBAHASAN.....		16
4.1	Inisialisasi Model.....	16
4.2	Penyelarasan Model.....	16
4.2.1	<i>History Match</i> Sumur Produksi.....	17
4.2.2	<i>History Match</i> Sumur injeksi.....	19
4.3	Evaluasi Sumur Injeksi.....	21
4.4	Penerapan Skenario.....	23
4.5	Analisis Pengaruh WAG Terhadap Tekanan Reservoir.....	24
4.6	Analisis Pengaruh WAG Terhadap Saturasi Reservoir.....	25
4.7	Analisis Pengaruh WAG Terhadap GOR.....	27
4.8	Analisis Pengaruh WAG terhadap laju produksi minyak dan gas.....	27
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		31
5.1	Kesimpulan.....	31
5.2	Saran.....	31
DAFTAR PUSTAKA.....		32
LAMPIRAN.....		35

DAFTAR GAMBAR

Gambar 4. 1	Production History Match Producer DK-268	17
Gambar 4. 2	Production history match Producer DK-326	18
Gambar 4. 3	Production history match Producer DK-326A	18
Gambar 4. 4	Injection history match Injektor DK-511	19
Gambar 4. 5	Injection history match Injektor DK-518.....	20
Gambar 4. 6	Injection history match DK-608	20
Gambar 4. 7	Reservoir fluid injection fraction Sumur DK-511	21
Gambar 4. 8	Reservoir fluid injection fraction Sumur DK-518.....	22
Gambar 4. 9	Reservoir fluid injection fraction Sumur DK-608.....	22
Gambar 4. 13	BHP injector WAG DK-518.....	24
Gambar 4. 14	Tekanan Lapangan selama prediksi.....	24
Gambar 4. 15	Saturasi inisial reservoir	25
Gambar 4. 16	Saturasi reservoir akhir simulasi.....	25
Gambar 4. 17	Field water production rate.....	26
Gambar 4. 18	Field water cut.....	27
Gambar 4. 19	Field gas oil ratio	27
Gambar 4. 20	Field gas production rate	28
Gambar 4. 21	Field oil production rate.....	28
Gambar 4. 22	Field gas production cumulative.....	29
Gambar 4. 23	Field oil production cumulative.....	30

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Proyek Injeksi WAG di seluruh dunia	3
Tabel 3. 1 Karakteristik parameter reservoir dan fluida.....	14
Tabel 3. 2 Karakteristik petrofisik batuan reservoir	14
Tabel 3. 3 Data sector model reservoir.....	14
Tabel 3. 4 Gantt Chart Penelitian	15
Tabel 4. 1 Inisialisasi Sektor Model Lapangan Kabut	16
Tabel 4. 2 Skenario injeksi WAG.....	23
Tabel 4. 3 RF dan Incremental oil recovery	30



DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>enhanced oil recovery</i>
WAG	<i>water alternating gas</i>
WF	<i>water flood</i>
Ft	<i>foot</i>
Ft ³	<i>feet kubik</i>
STB	<i>stock tank barrel</i>
RB	<i>reservoir barrel</i>
Psi	<i>Pounds per Square Inch</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
GOR	<i>gas oil ratio</i>



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I Perhitungan incremental oil dan gas production cumulative 35



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

INVESTIGASI KRITIS PENERAPAN WATER ALTERNATING GAS DENGAN SIMULATOR KOMERSIAL PADA LAPANGAN KABUT

LUTHFI PRAKASA DWICAHYA
NPM 143210444

ABSTRAK

Ketika lapangan minyak telah mencapai tahap akhir pengembangan lapangan, sangatlah krusial untuk merencanakan metode *enhanced oil recovery*. Umumnya rata-rata *recovery factor* lapangan minyak berkisar 40%. Sedangkan produksi pada Lapangan Kabut terproduksi sekitar 30% OOIP melalui bermacam mekanisme produksi seperti *natural depletion*, *waterflooding*, *gas lift* dan sumur horizontal. Tingginya heterogenitas vertikal dan lateral serta penurunan tekanan karena buruknya konektivitas reservoir menjadi tantangan tersendiri dalam meningkatkan perolehan minyak tambahan. Sebelum menginisiasi simulasi WAG, dilakukan serangkaian alur seperti *history match* serta evaluasi pemilihan sumur injeksi WAG menggunakan analisis simulasi *streamline*. Penelitian menggunakan simulator komersial yaitu Petrel dan Simulator Eclipse 2014 dengan sektor model reservoir. Serangkaian skenario dilakukan dengan rasio WAG 1:1, 1:2, 2:1, 3:1 dan 1:3 serta melakukan *base case waterflood* guna melihat hasil apakah injeksi WAG layak di lakukan pada Lapangan Kabut. Hasil simulasi injeksi WAG menunjukkan penurunan nilai *watercut* dengan persentase maksimal 2.41% juga peningkatan *incremental oil recovery* sebesar 5% terhadap *base case waterflood* pada Lapangan Kabut.

Kata kunci: *WAG, incremental oil recovery, tertiary recovery*

**CRITICAL INVESTIGATION OF WATER ALTERNATING GAS
APPLICATION WITH COMMERCIAL SIMULATOR IN KABUT FIELD**

**LUTHFI PRAKASA DWICAHYA
NPM 143210444**

ABSTRACT

When the oil field has reached the final stage of field development, it is necessary to plan for improved oil recovery methods. Generally, the average recovery factor for oil fields is around 40%. Meanwhile, production in the Kabut Field produced 30% OOIP through various production mechanisms such as natural depletion, waterflooding, gas lift and horizontal wells. The high vertical and lateral heterogeneity and the low pressure due to poor reservoir connectivity are challenges in increasing the addition of oil. This research was conducted quantitatively by analyzing the library regarding WAG. Before initiating the WAG simulation, a flow such as a history match and evaluation of the selection of WAG injection wells was carried out using a simulation streamline analysis. The research uses a conventional simulator, namely Petrel and Eclipse Simulator 2014 with a reservoir model sector. A serial scenario was carried out with WAG ratios of 1:1, 1:2, 2:1, 3:1 and 1:3 and waterflood injection to see if the results of WAG injection were feasible in the Kabut Field. The results of the WAG injection simulation show a decrease in watercut value with a maximum percentage of 2.41% as well as an increase in incremental oil recovery of 5% against the waterflood base case in the Kabut Field.

Keywords : WAG, incremental oil recovery, tertiary recovery

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada umumnya rata-rata *recovery factor* lapangan minyak berkisar 40% (Afzali et al., 2018). Sedangkan produksi pada Lapangan Kabut terproduksi sekitar 30% OOIP melalui bermacam mekanisme produksi baik *primary recovery* seperti *natural depletion*, sumur horizontal hingga *secondary recovery* seperti *waterflooding*, *gas lift* (Majid et al., 2015). Mekanisme tersebut mengimplikasikan bahwa belum maksimalnya perolehan yang dihasilkan. Maka ketika lapangan minyak telah mencapai tahap akhir pengembangan lapangan, sangatlah krusial untuk merencanakan metode *enhanced oil recovery* (Valeev & Shevelev, 2017). EOR, yang disebut juga *tertiary recovery*, diaplikasikan untuk mengangkat minyak sisa dari reservoirs setelah *primary* dan *secondary recovery*. Pada Lapangan Kabut metode EOR yang besar kemungkinannya memaksimalkan perolehan minyak yaitu metode WAG. (Gupta et al., 2009)

Proses WAG menggabungkan keunggulan dua metode konvensional WF dan Injeksi Gas (Kulkarni & Rao, 2005). Kombinasi *displacement efficiency* mikroskopik yang ditingkatkan dari injeksi gas dengan *displacement efficiency* makroskopik yang ditingkatkan dari injeksi air, penambahan perolehan minyak dapat dicapai (Jaturakhanawanit & Wannakomol, 2012). Penerapan metode WAG dilakukan dengan menginjeksikan berselang-seling air-gas dengan rasio 0.5 hingga 4.0 volume air, hingga 1.0 volume reservoir gas pada frekuensi selang 0.1 hingga 2.0% PV *slug* masing-masing fluida (Zekri et al., 2011). Akibat *gravity segregation* antara fasa gas dan cair, sebagian besar bagian atas reservoir minyak didesak oleh fasa gas dan reservoir minyak bagian dasar didesak oleh air. Skema injeksi ini menghasilkan zona aliran terdispersi sehingga minyak sisa dapat terproduksi (Samba & Elsharaf, 2015).

Demikian, kuantitas *residual oil recovery* yang signifikan masih tersisa setelah *primary* ataupun *secondary recovery*. Maka, meningkatkan *recovery factor* dan laju produksi minyak merupakan salah satu tujuan utama penerapan

EOR pada cadangan minyak (Afzali et al., 2018). Karakteristik batuan dan fluida Lapangan Kabut sesuai untuk dapat menerapkan injeksi WAG. Sehingga WAG merupakan kandidat EOR yang kuat untuk dapat diterapkan pada Lapangan Kabut (Belazreg & Mahmood, 2020).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian yang diharapkan dari tugas akhir ini adalah:

1. Menentukan rasio air-gas yang paling optimum menggunakan *hydrocarbon gas*.
2. Mengetahui penambahan *oil recovery factor* terhadap beberapa skenario.
3. Mengetahui parameter yang berpengaruh terhadap keberhasilan injeksi WAG.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian yang didapat dalam penelitian ini:

1. Menambah wawasan dan kemampuan berpikir mengenai penerapan teori yang telah didapat dari mata kuliah yang telah diterima kedalam penelitian yang sebenarnya.
2. Menjadi sumber referensi yang dapat digunakan untuk mengembangkan penelitian selanjutnya mengenai WAG.
3. Memberikan beberapa alternatif solusi kepada perusahaan dalam pengembangan lapangan.

1.4 Batasan Masalah

Agar hasil penelitian ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka dalam penelitian ini hanya dibatasi pada beberapa hal yang menyangkut tentang WAG:

1. Tidak melakukan *decline curve analysis* terhadap sumur sumur produksi.
2. Tidak melakukan evaluasi ekonomi.
3. Menggunakan sektor model dalam melakukan simulasi dan analisis.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *State Of The Art*

Sebelum melakukan metode WAG, penting untuk melakukan survei literatur komprehensif tentang studi aplikasi lapangan serupa. Secara umum, injeksi WAG adalah teknologi EOR *mature*; jadi banyak proyek WAG yang sukses di Laut Utara, AS, dan Kanada. Studi lapangan dan pilot dari proses injeksi WAG diringkas pada Tabel 2.1 (Afzali et al., 2018).

Tabel 2. 1 Proyek Injeksi WAG di seluruh dunia

No	Project/ Field	Tahun	Skala	Proses	Objektif
1.	Statfjord	1997	Field	WAG	Meningkatkan perolehan minyak tambahan
2.	Magnus	2002	Field	MWAG	Memperbaiki <i>sweep efficiency</i> areal dan vertikal
3.	Siri	1999	Field	SWAG	Meningkatkan perolehan minyak
4.	Snorre	1997	Field	FAWAG	Memperbaiki <i>sweep efficiency</i> gas
5.	Petrotrin	1999	Pilot	WASP	Meningkatkan perolehan minyak dan mengurangi <i>capital cost</i>
6.	Dulang	2002	Pilot	IWAG	Meningkatkan perolehan minyak
7.	Ivanic	2001	Pilot	MWAG	Meningkatkan perolehan minyak
8.	Abu Dhabi	2005	Field	MWAG	Meningkatkan produksi minyak
9.	Cranfield	2015	Pilot	PAG	Memperbaiki <i>sweep efficiency</i> air
10.	West Africa	2009	Pilot	WAG	Mengurangi <i>gas flaring</i> dan meningkatkan perolehan minyak
11.	Lagocinco	2000	Pilot	IWAG	Meningkatkan produksi minyak
12.	Abu Dhabi	2007	Pilot	IWAG	Meningkatkan <i>sweep efficiency</i> dan mengoptimalkan perolehan minyak

Sumber: (Afzali et al., 2018)

2.1.1 Lapangan Statford

Tahun 1997, Lapangan Statfjord melakukan injeksi WAG skala pilot di Brent reservoir di Laut Utara. Mencapai hasil yang sukses, proyek diperluas ke seluruh lapangan minyak. Pada awalnya, *recovery factor* adalah 56% dan water cut 70% di Lapangan Statfjord. Lebih dari lima tahun dilakukan injeksi WAG,

water cut (dari 90% menjadi 20% di beberapa sumur), dan dapat meningkatkan perolehan minyak dan GOR.

2.1.2 Lapangan Dulang

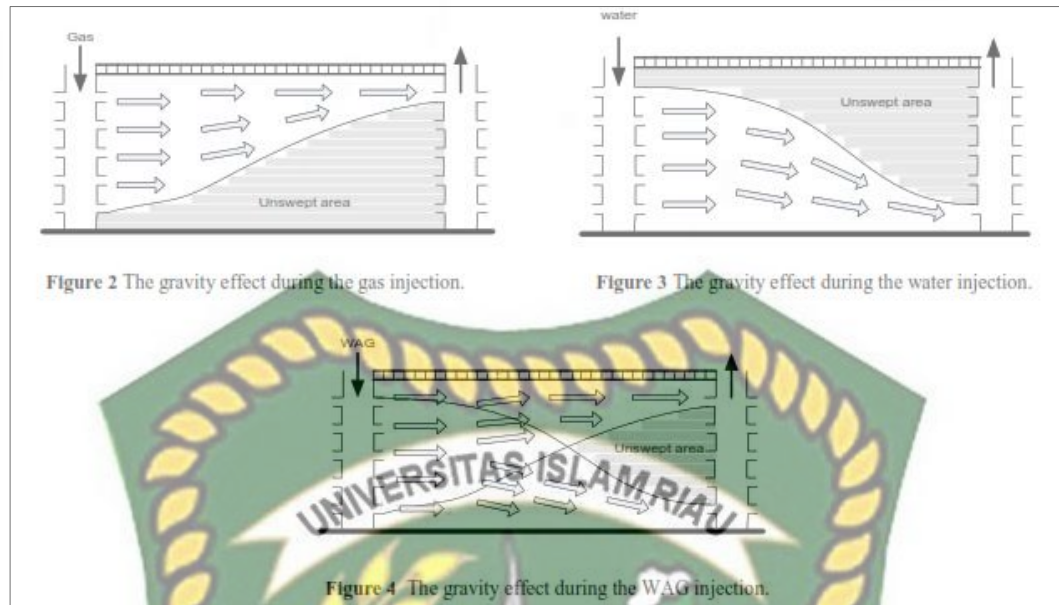
Pada tahun 2002, injeksi WAG *immiscible* skala lapangan diimplementasikan di bagian sub-blok terisolasi dari lapangan Dulang untuk pertama kali. Tujuan utama uji coba ini adalah untuk memverifikasi kontribusi IWAG dalam meningkatkan *sweep efficiency*, untuk memperoleh kondisi optimal untuk desain dan operasi proses WAG, dan untuk menentukan rentang khas *recovery factor*, serta modal dan biaya operasi. Hasil diperoleh dari tes injeksi *tracer* air dan gas, menunjukkan kemungkinan transmisibilitas aliran tinggi antara sumur serta peningkatan dalam *recovery factor* minyak (sebesar 7%). Lapangan Dulang diakui memiliki potensi yang baik untuk pendekatan injeksi WAG setelah hasil yang menjanjikan. (Nadeson et al., 2004)

Tahun 2003, *pilot project* pertama WAG di Ivanic dengan karakteristik batu pasir di lapangan Kroasia dilihat laju injeksi CO₂ adalah 50.000 m³/d dan laju injeksi air adalah 160 m³/d setelah enam bulan terus menerus dilakukan Injeksi CO₂. Studi kasus dijalankan untuk mengevaluasi perolehan minyak setelah lima siklus (6 bulan injeksi CO₂ dan 6 bulan injeksi air) lebih dari 19.5 tahun. Karena masalah keuangan, uji coba dihentikan setelah dua siklus WAG; Namun keputusan itu diambil dibuat untuk membangun proyek *full field*.

2.1.3 Lapangan Onshore Abu Dhabi

Pada 2005, dilakukan injeksi *enrich* hidrokarbon WAG diimplementasikan dalam heterogen rendah, *low dipping* dan *tight* reservoir minyak karbonat di sebuah lapangan *onshore* Abu Dhabi. Zona *oil-bearing* utama lapangan ini yaitu zona X, Y dan Z. Injeksi WAG dilakukan selama 3 bulan siklus untuk meningkatkan *sweep efficiency* dan *oil recovery* pada zona X.

Pada Gambar 2.1 menunjukkan bagaimana injeksi WAG dapat menyapu lebih luas area reservoir.



Gambar 2. 1 Efek *gravity segregation* selama injeksi WAG (Samba & Elsharaf, 2015)

Karakteristik fluida dan reservoir pada lapangan ini sebagai berikut:

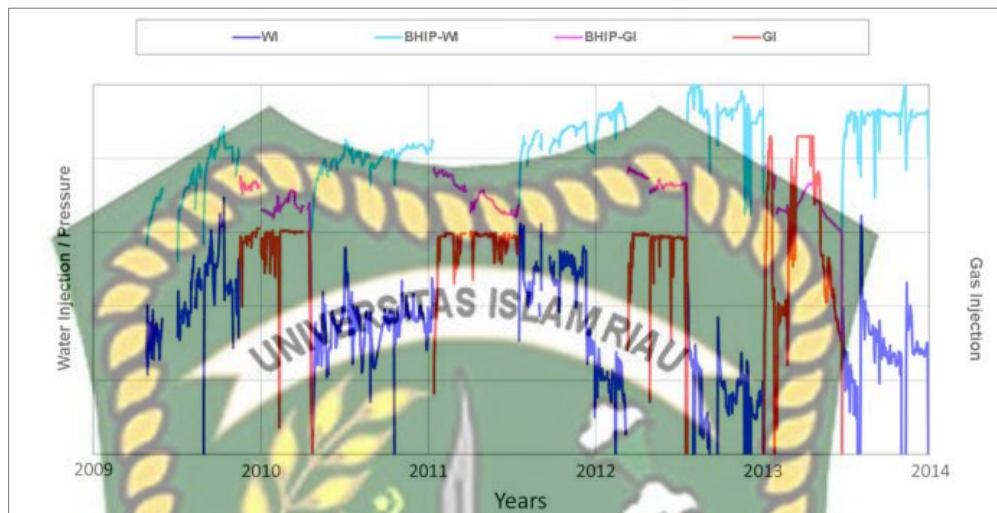
No	Parameter	Satuan	Nilai
1.	<i>Gravity</i> minyak	°API	40
2.	Tekanan <i>Bubble point</i>	psia	2223
3.	GOR	SCF/STB	740
4.	Faktor Volume Formasi	Bbls/stb	1547
5.	Porositas rata-rata		0.25
6.	Pemeabilitas	mD	1-10

Sumber: (Al-Shamsi et al., 2012)

Berdasarkan karakteristik reservoir hal yang penting dilakukan ketika proses injeksi diantaranya:

1. *Enriched gas* diinjeksikan pada tekanan tinggi yang menghasilkan *multi contact miscible flood*.
2. Gas dan air diinjeksikan selama 6 bulan, dimana laju gas dan air disesuaikan agar mencapai *voidage reservoir replacement (VRR)* yaitu dengan nilai 1.
3. *Slanted* injector dan produser menerapkan skema pola *five-spot close-spaced*.
4. BHP minimum produser diatas tekanan saturasi untuk menghindari *gas liberation*.

Dilakukan pengamatan yang terintegrasi untuk memonitor injeksi WAG ini yaitu *time-lapsed saturation* dan logging produser/injector, *monitoring WC* dan GOR, serta injeksi *interwell tracer*.



Gambar 2. 2 Laju injeksi gas/air dan BHP injector (Luis et al., 2014)

Tes dan pengamatan tidak menunjukkan *early breakthrough* gas, deposisi *asphaltene*, dan korosi saat mengoperasikan proyek. Satu-satunya masalah utama adalah kehilangan injeksi selama WF. Siklus yang dikompensasi dilakukan dengan meningkatkan tekanan injeksi. Hasil simulasi menunjukkan dampak signifikan peningkatan (hingga sekitar 68% di beberapa sumur) melalui penerapan WAG selama lima tahun.

2.1.4 Reservoir Cranfield Mississippi

Kong et al. melakukan uji coba Gas Asisten Polimer (PAG) dan injeksi WAG di reservoir Cranfield yang berlokasi di Mississippi, AS, menampilkan *gas cap*, *oil ring*, dan *water leg* pada berbagai kedalaman. Mereka melakukan simulasi injeksi kimia komersial (misalnya, CMG-STARS) untuk simulasi *polymer* dan *CO₂ flooding*. Pendekatan *hybrid* dari WAG dan PAG injeksi diaplikasikan dengan injeksi air (atau polimer) dan CO₂ dengan rasio 1: 1 di mana durasi setiap siklus adalah tiga bulan. Menurut hasil mereka, PAG dengan *recovery factor* 74% injeksi, WAG dengan 68% dan injeksi CO₂ dengan 59%. Semakin tinggi *recovery factor* PAG dikaitkan dengan pengurangan tekanan reservoir yang menyebabkan volume injeksi air dan fluida CO₂ yang lebih sedikit.

2.1.5 Afrika Barat

Pilot WAG diletakan di injektor *down-dip*, yang terletak di lepas pantai Afrika Barat untuk mengurangi pelepasan *flare gas* (ke lingkungan) dan untuk meningkatkan perolehan minyak. Melalui perubahan sumur injeksi air ke WAG injektor, proses WAG berhasil mencapai sasaran proyek di *water cut* dan kurva perolehan minyak. Setelah implementasi uji coba ini berhasil, *down-dip injector* air diubah menjadi injektor WAG dan perubahan ini disebabkan kinerja perolehan yang menjanjikan.

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Hinderaker dan Njaa, *recovery factor* utama Norwegia WAG / proyek injeksi gas berada di kisaran 53% hingga 66%; total minyak produksi 2012 hingga 2026 MMSTB dicapai melalui pemanfaatan Teknik WAG. Pilot injeksi N₂-WAG dilakukan di Danau Lapangan Maracaibo, mengandung minyak ringan, dan peningkatan 4,4% OOIP dicapai dibandingkan dengan WF. Disimpulkan juga bahwa hidrokarbon-WAG (dengan hidrokarbon yang mengandung 75% metana) memiliki kinerja yang lebih besar karena efek *swelling* yang lebih kuat dan kelarutan gas yang lebih tinggi dalam minyak, dibandingkan dengan N₂ -WAG. Proyek itu menghasilkan peningkatan 2-3% dalam perolehan minyak pada skala lapangan.

2.2 Faktor-Faktor Yang Mempengaruhi Proses WAG

Keberhasilan proses injeksi WAG tergantung pada berbagai faktor / parameter seperti sifat petrofisika reservoir, karakteristik fluida, pertimbangan skala lapangan, dan aspek ekonomi (Afzali et al., 2018).

2.4.1 Pengaruh Sifat-Sifat Petrofisik Batuan

Wetabilitas adalah salah satu faktor utama dalam mengendalikan aliran dan distribusi cairan dalam media berpori. Wetabilitas suatu reservoir mempengaruhi variabel vital seperti tekanan kapiler, permeabilitas relatif, dispersi, dan sifat listrik (resistivitas atau / dan konduktivitas) (Tarek, 2010). Dalam injeksi WAG, aspek-aspek lain seperti perolehan, injeksi, rasio WAG optimal, dan permeabilitas relatif tiga fasa semuanya dipengaruhi oleh kondisi wetabilitas. Misalnya, studi eksperimental yang dilakukan oleh Jackson et al. menyarankan bahwa rasio WAG optimal 0: 1 dicapai dalam reservoir *water-wet*, sedangkan rasio optimal ini adalah 1: 1 di reservoir *oil-wet*. Dalam *tersier*

flooding pada *water-wet*, *gravity segregation* adalah faktor utama dalam mengendalikan *recovery factor* minyak (Afzali et al., 2018)

Kinerja produksi reservoir dalam proses WAG sangat dipengaruhi oleh heterogenitas reservoir. Pada reservoir stratifikasi tinggi, injeksi gas ekonomis tidak dimungkinkan, karena *early breakthrough* dan tingkat daur ulang gas yang tinggi. Dalam reservoir seperti itu, skema WAG adalah teknik yang paling hemat biaya untuk menunda *breakthrough* gas dan mengurangi Gas Water Ratio (GWR) yang akan menghasilkan produksi minyak yang ekonomis. (Tobergte & Curtis, 2013).

Aliran simultan dari tiga fase (minyak, air, dan gas) dalam WAG menuntut pengetahuan yang akurat tentang permeabilitas relatif (melalui penyelidikan eksperimental dan pemodelan) untuk mendapatkan mobilitas dan kecepatan masing-masing fasa (Tarek, 2010). Jelas bahwa sifat ketidaksesuaian fasa dan waktu yang diperlukan untuk mencapai kondisi ketidaksesuaian memiliki efek yang cukup besar pada mekanisme *displacement* dan perolehan minyak di WAG. (Afzali et al., 2018).

2.4.2 Pengaruh Sifat-Sifat Fluida Reservoir

Seperti yang disebutkan sebelumnya, injeksi WAG meningkatkan *recovery* melalui peningkatan efisiensi mikroskopis dari injeksi gas dan meningkatkan efisiensi makroskopis WF. Karena sifat siklik WAG, *water slug* dan gas yang masuk ke media berpori dan mengurangi viskositas minyak akibat pelarutan gas dalam fasa minyak. Jenis gas yang diinjeksikan dalam proses WAG dapat dikategorikan ke dalam tiga kelas: 1) non-hidrokarbon, 2) CO₂, dan 3) hidrokarbon. (Afzali et al., 2018). Proses injeksi Miscible atau near Miscible WAG (nMWAG) umumnya memiliki *recovery factor* yang lebih tinggi dibandingkan dengan injeksi Immiscible WAG (IWAG) (Christensen et al., 1998). Faktor-faktor seperti *injection lost* dan kegagalan *pressure maintenance* dapat secara negatif mempengaruhi masa hidup dan kinerja proses injeksi gas *miscible* dan *immiscible*. Tidak ada *screening criteria* tertentu untuk menentukan antara strategi injeksi yang dapat larut atau yang tidak dapat larut. Thomas et al. menyatakan kondisi *miscibility* tidak diperlukan selama perolehan yang diinginkan tercapai pada penurunan tegangan antar muka. Keberhasilan proses

tersebut tergantung pada interaksi antara mobilitas, *IFT*, dan faktor keamanan untuk masalah-masalah seperti *gravity overriding*. (Afzali et al., 2018)

Salinitas air adalah parameter yang berpengaruh dalam WAG. Ini telah dikonfirmasi oleh beberapa investigasi numerik dan eksperimental di WF (Jiang et al., 2010). Menurut percobaan *core flooding* yang dilakukan oleh Sharma et al., Kurva permeabilitas relatif imbibisi sangat tergantung pada salinitas. Disimpulkan juga bahwa perolehan minyak yang tinggi dapat dicapai pada tingkat salinitas air *connate* yang rendah (Sharma & Filoco, 2000).

2.4.3 Pengaruh Paramater Operasional

Beberapa faktor penting yang harus dipertimbangkan dalam parameter operasional yaitu pola injeksi, rasio WAG dan fenomena *tapering* (Afzali et al., 2018). Tinjauan kasus lapangan WAG melaporkan bahwa pola injeksi *five-spot* adalah konfigurasi yang paling umum di lapangan onshore karena memungkinkan kontrol yang lebih sensitif pada tekanan proses *miscible* (Christensen et al., 1998).

Rasio WAG adalah salah satu variabel operasi yang paling penting saat merancang proyek injeksi WAG. (Al-Shuraiqi et al., 2003). Rasio WAG merupakan perbandingan antara jumlah air yang diinjeksikan dengan jumlah pelarut yang diinjeksikan, keduanya dinyatakan dalam satuan volume reservoir. (Abdurrahman et al., 2020) Sejumlah studi simulasi menyarankan rasio WAG 4:1 jauh lebih baik daripada rasio WAG 1:1 yang diusulkan oleh studi eksperimental. Dalam sebagian besar studi lapangan, rasio WAG 1:1 digunakan karena efisiensi perolehan yang lebih tinggi, meskipun rasio WAG lainnya juga diterapkan. (Afzali et al., 2018).

Ketika injeksi WAG berada dalam sistem berpori, fenomena *tapering* terjadi karena peningkatan atau penurunan rasio air-ke-gas (Christensen et al., 1998). Volume relatif air dibandingkan dengan gas dapat ditingkatkan pada tahap akhir injeksi WAG untuk mengendalikan masalah aliran seperti gas *breakthrough* dan *channeling* (Shahverdi et al., 2011). *Tapering* menjadi penting ketika gas yang diinjeksikan mahal; dalam kasus seperti itu, daur ulang fluida diperlukan (Masoner et al., 1996). Khan et al. berpendapat optimalisasi injeksi WAG *miscible*, menggunakan teknik *tapering* dengan mengurangi durasi siklus

injeksi gas terhadap waktu injeksi. Mereka menyimpulkan bahwa tapered WAG lebih efisien daripada injeksi WAG konvensional (pada rasio WAG konstan 1: 1). *Tapered* WAG juga mengurangi waktu respons dengan memperpendek *oil bank* mencapai sumur produksi. Dengan demikian, strategi ini dapat menawarkan penggunaan gas yang efisien, yang mengarah pada perolehan minyak yang lebih besar per unit gas yang diinjeksikan (Khan et al., 2016).



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Studi ini dilakukan menggunakan Petrel dan Simulator Eclipse 2014 dengan sektor model reservoir. Setelah melakukan tinjauan pustaka metode WAG dengan menggunakan gas hidrokarbon dipilih dengan pertimbangan sbb:

1. Terdapat gas cap di sektor Khatiyah yang berproduksi.
2. Meminimalisir biaya tambahan dengan menggunakan sumber gas yang tersedia di lapangan.
3. Meminimalisir efek gas rumah kaca akibat *gas flaring*.

3.2 Alur Penelitian



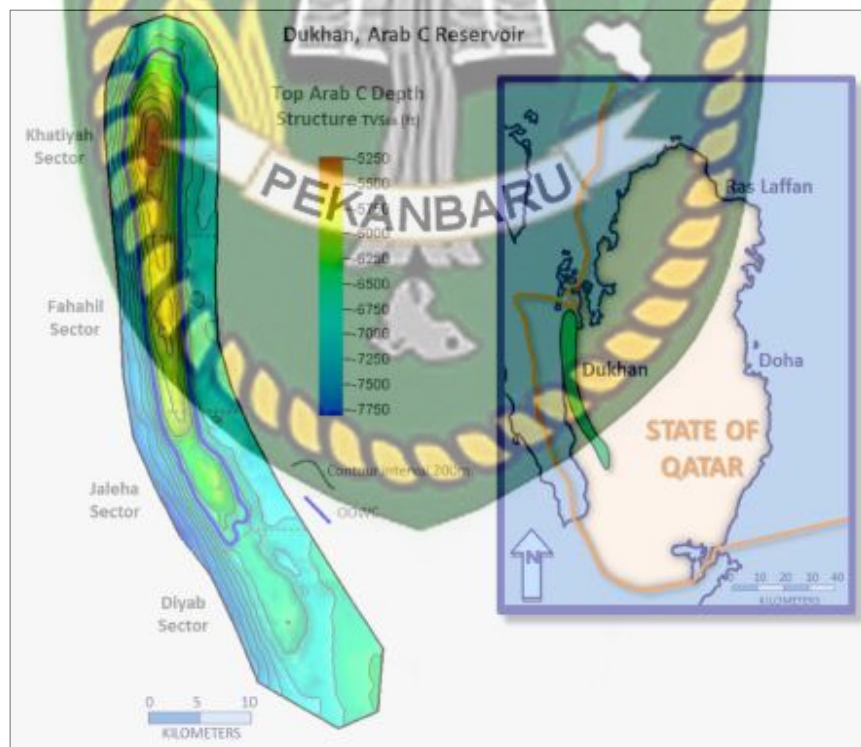
Gambar 3. 1 Alur Penelitian

3.3 Data Lapangan Kabut

3.3.1 Sejarah dan Pengembangan Lapangan Kabut

Lapangan Kabut ditemukan pada tahun 1939 yang merupakan lapangan minyak terbesar di wilayah Timur Tengah. Berlokasi di Qatar tepatnya terletak sejauh 80 km di sebelah barat Doha. Lapangan ini merupakan antiklin yang terbentang dari utara menuju tenggara sepanjang 70 km dengan lebar sebesar 8 km. Produksi reservoir di lapangan ini bermula pada tahun 1949 dan terus berlangsung melalui bermacam-macam fasa dari pengembangan lapangan minyak. Reservoir utama lapangan ini adalah Upper Arab C dan Arab D. Lapangan ini memiliki lebih dari 750 sumur (Ozen et al., 2014).

Interval reservoir Arab C merupakan struktur antiklin karbonat yang memiliki kedalaman 5500-7000 ft di bawah permukaan. Antiklin ini berada pada empat kubah yang berbeda yang mana secara garis besar berhubungan dengan bagian utama dari lapangan tersebut; dari utara ke selatan yaitu sektor Khatiyah, Fahalil, Jaleha, dan Diyab. Tiga sektor pertama mengandung reservoir dengan *oil-bearing* yang kontinu sedangkan sektor Diyab merupakan *water-bearing*.



Gambar 3. 2 Peta struktur dan sektor Lapangan Kabut (Gupta et al., 2009)

Arab C merupakan reservoir dengan minyak under-saturated, kolom minyak memiliki rentang ketebalan dari 1400 ft di sektor Khatiyah hingga 400 ft

di sektor Jaleha. Reservoir ini memiliki akuifer lemah hingga moderat (Majid et al., 2015). Produksi dari 1949 dengan pengurasan alami menyebabkan penurunan tekanan reservoir yang signifikan. Water dump-flood, dari 1966, dilanjutkan dengan *powered water injection (PWI)*, dari 1975, yang selanjutnya dimanfaatkan sebagai *pressure maintenance* reservoir Arab C. Pengembangan Arab C dimulai dengan sumur-sumur vertikal dengan kompleksi *open hole*. Namun seiring bertambahnya produksi air menyebabkan berubahnya skema kompleksi sumur, sumur *vertikal* kemudian dikompleksi secara *cased hole* dan diperforasi secara selektif. *Horizontal drilling* dimulai pada tahun 1992 untuk meningkatkan perolehan dan produksi minyak. Meningkatnya *water-front* dari injeksi, maka *gas lifting* pada reservoir Arab C dimulai tahun 2003 untuk melanjutkan produksi pada sumur dengan *water cut* yang tinggi. Saat ini, sekitar 60 % sumur produksi Arab C menggunakan *gas lifting* (Majid et al., 2015).

Di reservoir Arab D, semua empat sektor (Khatiyah, Fahahil, Jaleha, dan Diyab) merupakan *oil bearing* dengan *gas cap* yang hanya ada di sektor Fahahil dan Khatiyah. Saat kondisi awal, tekanan reservoir 3160 psig pada GOC di kedalaman 6050 ft. Pada tahun 1949, produksi dimulai dengan *natural flow*, dan tekanan reservoir turun menjadi sekitar 600 psi. Selama penurunan tekanan, *gas cap* meluas kebawah dengan kondensasi *retrograde* dan *gas* bermigrasi keatas dari *oil-column* ke *gas cap*. *Power water injection* mulai pada peterngahan 70-an dan tekanan reservoir meningkat sekitar 50 hingga 100 psi. Tekanan ini telah di *maintain* serta tekanan GOC menjadi stabil pada tekanan 2635 psig. Kedalaman terbaru GOC bervariasi tergantung pada sektor atau *flank* (Al-Najem et al., 2012)(Gupta et al., 2009).

Recycling gas cap reservoir Arab D dimulai pada tahun 1998 untuk mengangkat gas kondensat. Setelah menghilangkan hidrokarbon yang lebih berat dari *gas cap*. Aliran *lean gas* dan *lean gas* buatan di injeksikan kembali ke *crest* reservoir melalui banyak sumur injeksi. Semua sumur produksi *gas cap* diletakkan di kedalaman 100 ft dari original GOC pada kedalaman 6050 ft (Gupta et al., 2009).

3.3.2 Karakteristik Reservoir dan Fluida Lapangan Kabut

Tabel 3. 1 Karakteristik parameter reservoir dan fluida

No	Parameter	Satuan	Nilai
1.	Kedalaman reservoir	ft	5500-7000
2.	Kedalaman WOC	ft	6520
3.	Ketebalan rata-rata	ft	15
4.	Tekanan Reservoir inisial	psi	3016
5.	Temperatur reservoir inisial	°F	194
7.	oil gravity	°API	37
8.	Viskositas minyak	cp	0.6

Sumber: (Shell, 1947)

Tabel 3. 2 Karakteristik petrofisik batuan reservoir

No	Parameter	Satuan	Nilai
1.	Porositas rata-rata	-	0.18
2.	Permeabilitas rata rata	mD	30
3.	kompresibilitas	psi ⁻¹	3.5 x 10 ⁻⁶
5.	Saturasi minyak inisial	-	0.80

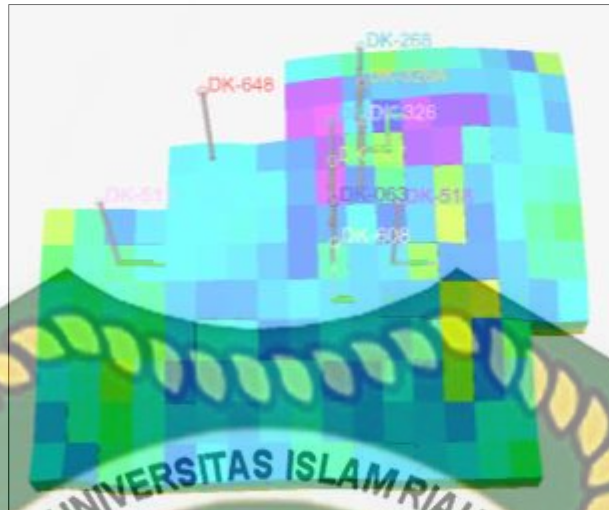
Sumber: (Shell, 1947)

3.3.3 Model Simulasi Reservoir

Model reservoir yang digunakan yaitu sector model dimana *full field* reservoir dipotong menjadi suatu bagian kecil reservoir yang akan digunakan selama proses simulasi injeksi WAG. Pada sector model ini terdapat 3 sumur produksi 3 sumur injeksi dengan pola *peripheral* dimana injeksi dilakukan pada *flank* reservoir.

Tabel 3. 3 Data sector model reservoir

No	Parameter	Satuan	Nilai
1.	Dimensi Model	ft	86 x 296 x 27
2.	Total Grid	-	4706
3.	Jumlah Sumur	-	6



Gambar 3. 3 Reservoir Sektor Model

3.4 Tempat Penelitian Dan Teknik Pengambilan Data

Tempat penelitian dan teknik pengambilan data Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Lokasi: Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
2. Penelitian yang dilakukan : *Simulation Research*
3. Teknik pengambilan data : Data sekunder, informasi diperoleh dari teori dan jurnal-jurnal penelitian serta data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian, seperti: Data karakteristik reservoir, data SCAL, data produksi sumur, data sejarah sumur, dan data pengerjaan sumur.

3.5 Gantt Chart Penelitian

Tabel 3. 4 Gantt Chart Penelitian

No	Kegiatan	2021			
		April	Mei	September	Oktober
1.	Studi Literatur				
2.	Persiapan Data				
3.	Pengembangan Model				
4.	<i>History Match</i>				
5.	Analisis dan Pembahasan				

BAB IV PEMBAHASAN

4.1 Inisialisasi Model

Inisialisasi model menentukan distribusi tekanan dan saturasi air pada kondisi awal untuk masing-masing *grid block*. Inisialisasi ini dilakukan dengan cara memasukkan hasil pengumpulan data primer dan sekunder berupa data data batuan, fluida, serta karakteristik reservoir ke dalam pemodelan simulator. Pada dasarnya, inisialisasi merupakan penyesuaian awal isi hidrokarbon menggunakan model keluaran Petrel dan untuk prosesnya menggunakan simulator ECLIPSE-100.

Tabel 4. 1 Inisialisasi Sektor Model Lapangan Kabut

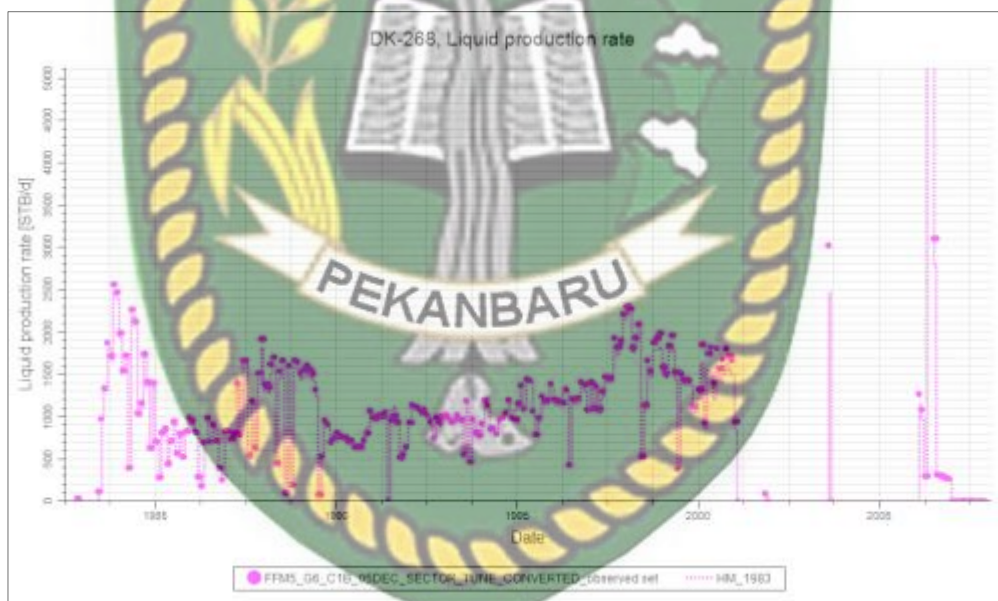
No	Parameter	Satuan	Nilai
1.	<i>Total bulk reservoir</i>	ft ³	5866329 x 10 ⁶
3.	<i>Total hydrocarbon pore volume</i>	RB	161 x 10 ⁶
4.	<i>Oil in place</i>	STB	37 x 10 ⁶
5	<i>Gas in place</i>	MSCF	20 x 10 ⁶

4.2 Penyesuaian Model

Penyesuaian model dilakukan dengan menyesuaikan data produksi atau injeksi sumur ke dalam model reservoir. Tujuan penyesuaian model (*history matching*) adalah untuk mendapatkan model reservoir yang menyerupai dengan profil reservoirnya itu sendiri, sehingga layak digunakan untuk memperkirakan kinerja reservoir dimasa mendatang. Jadi pada dasarnya proses ini adalah suatu analisis sensitivitas mengenai besaran parameter-parameter model terhadap kelakuan reservoir. *Matching* yang dilakukan merupakan *matching* laju produksi dan injeksi masing masing sumur yang dimulai dari tahun 1970 hingga 2010. Dibawah ini akan diuraikan secara singkat mengenai tahapan serta hasil yang diperoleh pada proses tersebut.

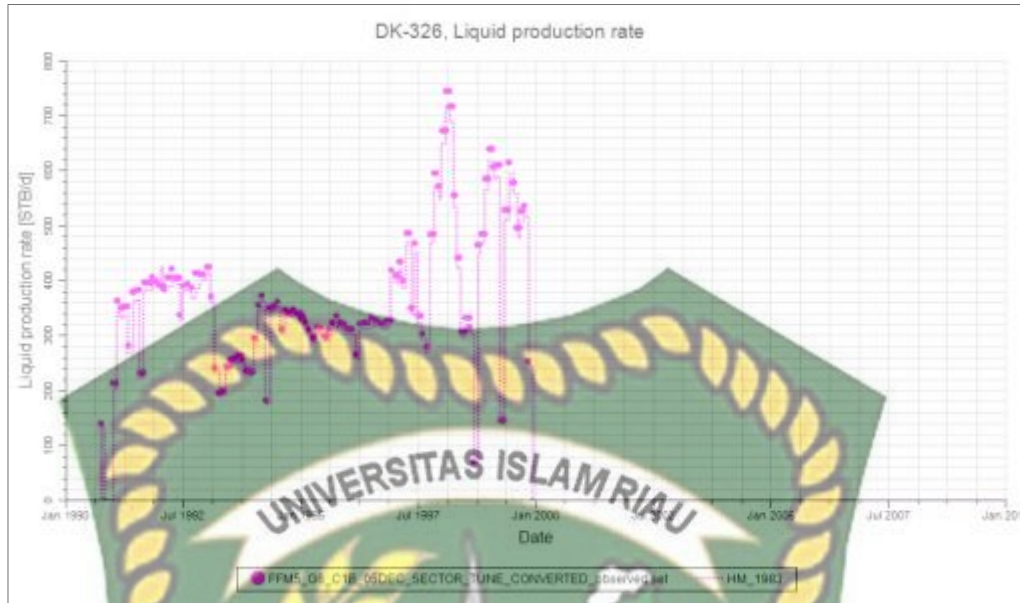
4.2.1 History Match Sumur Produksi

Producer DK-268 mulai berproduksi pada tahun Agustus 1982. *Producer* ini mulai berproduksi sejak awal pengembangan lapangan dengan skema *natural flow* dimana pada awal produksi sumur ini berproduksi dengan laju alir berkisar 2000 STB/d dan mengalami penurunan produksi pada tahun 1985-an. Kemudian laju alir mengalami kenaikan produksi pada tahun 1987-an karena PWI yang diterapkan pada lapangan ini untuk menjaga tekanan reservoir supaya tidak turun drastic. Produksi sumur ini dibidang sangat stabil dan besar dari awal produksi hingga 2001-an. Sumur ini mengalami dua kali *shut in* dan berproduksi kembali 2007-an dengan laju alir yang turun drastis. *History match* pada sumur ini sangat sesuai dari awal data produksi hingga tahun 2000-an namun *mismatch* pada akhir simulasi *history match*.



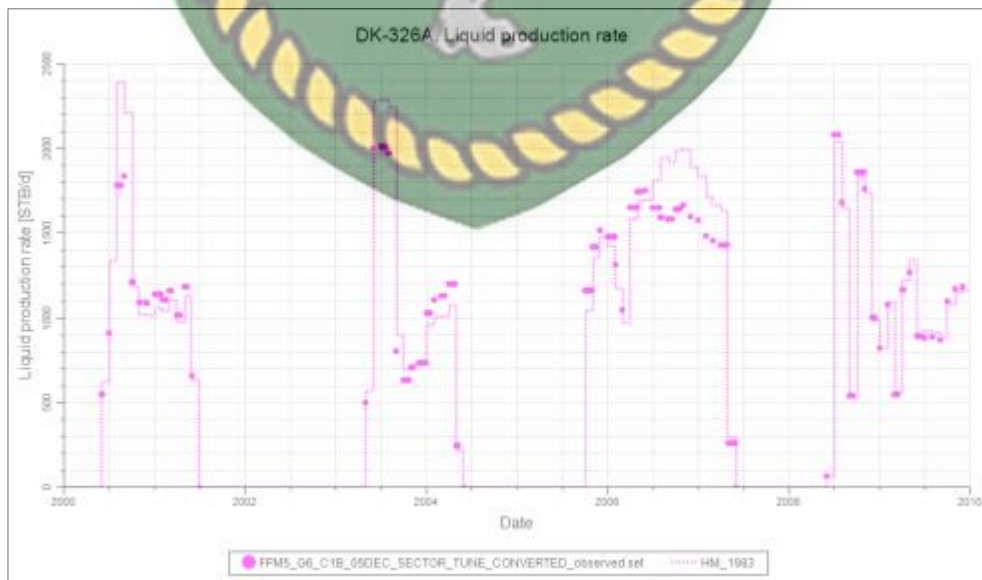
Gambar 4. 1 Production History Match Producer DK-268

Producer DK-326 mulai berproduksi pada Oktober 1990 dengan laju produksi minyak rata rata hanya 400 STB dengan *peak rate* sebesar 800 STB. *History match* pada sumur ini sesuai mulai dari awal simulasi dimana kurva hasil simulasi selalu menempel dengan titik sampel data produksi, namun sedikit *mismatch* di akhir simulasi. Sumur ini berhenti berproduksi pada tahun 2000 dan akan dibuka kembali pada simulasi prediksi.



Gambar 4. 2 Production history match Producer *DK-326*

Producer DK-326A mulai memproduksi pada Juni 2000. Sumur ini mengalami beberapa kali *shut in* namun kembali dibuka hingga akhir data produksi. *History match* sumur ini terjadi perbedaan antara data produksi dengan hasil simulasi terutama pada bagian *peak rate* namun pada akhir simulasi kurva yang dihasilkan sesuai dengan data produksi. Sumur ini sangat berpotensi karena memiliki laju alir rata rata yang paling bagus diantara keempat sumur produksi yang ada.

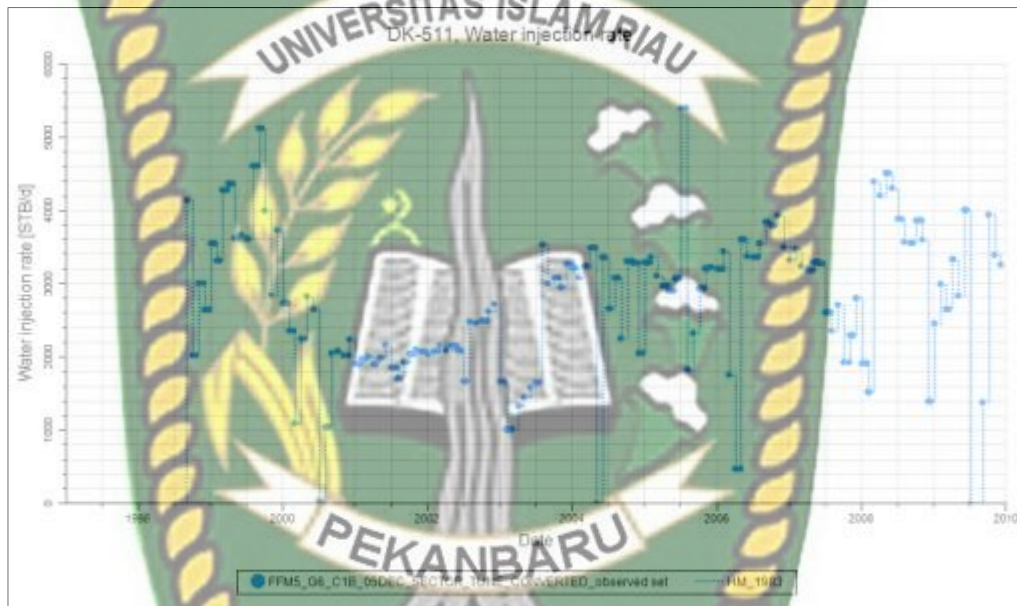


Gambar 4. 3 Production history match Producer *DK-326A*

Terdapat satu sumur produksi pada sektor model reservoir ini yaitu DK-648, dimana data produksi *producer* DK-648 tidak tersedia, dikarenakan sumur ini tidak pernah dilakukan produksi setelah selesainya kompleksi.

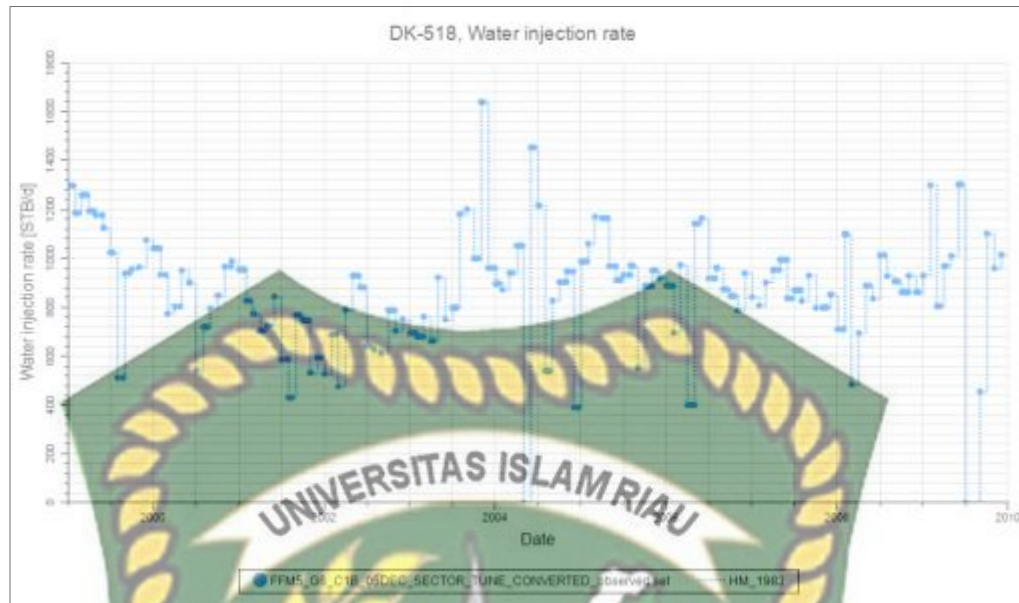
4.2.2 History Match Sumur injeksi

Sumur DK-511 mulai beroperasi pada tahun September 1998, dengan laju injeksi rata rata 3000 STB/d. *History match* sumur ini sangat sesuai antara data injeksi dengan data hasil simulasi. Sumur ini masih melakukan injeksi hingga akhir *history match*.



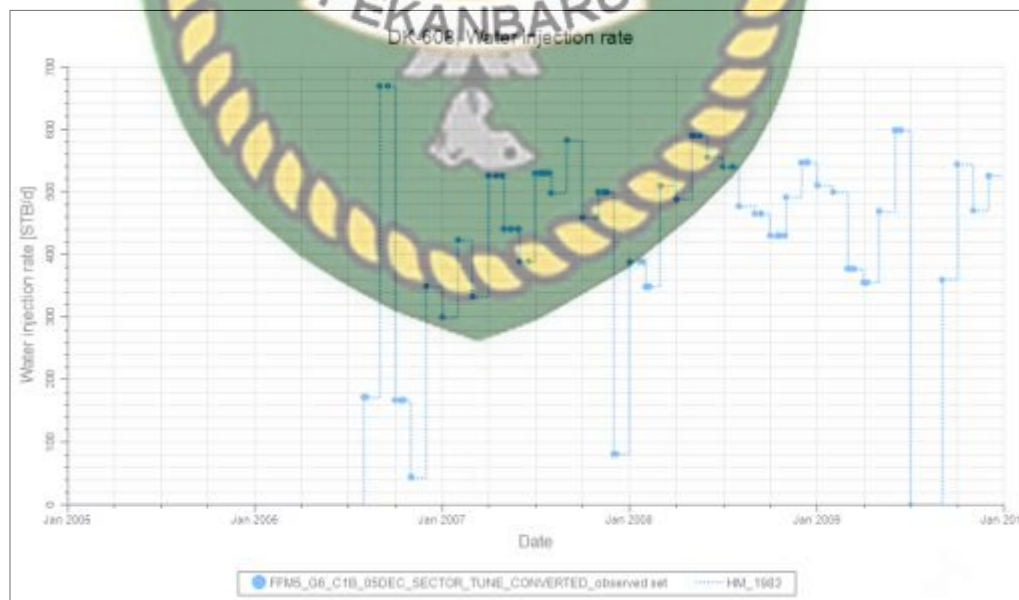
Gambar 4. 4 Injection history match Injektor DK-511

Sumur DK-518 mulai beroperasi pada September 1999, dengan laju injeksi rata-rata 1000 STB/d. *History match* pada sumur ini juga sangat sesuai antara data laju injeksi dengan kurva hasil simulasi. Sumur injeksi ini masih melakukan injeksi hingga akhir simulasi.



Gambar 4. 5 Injection history match Injector *DK-518*

Sumur ini mulai melakukan injeksi pada Agustus 2006, dengan laju injeksi yang buruk dimana laju injeksi rata-rata sumur ini hanya sebesar 550 STB/d kemungkinan sumur ini memiliki konektivitas yang buruk. *History match* pada sumur ini juga sangat sesuai antara data injeksi dengan data produksinya. Sumur ini tetap melakukan injeksi hingga akhir simulasi.

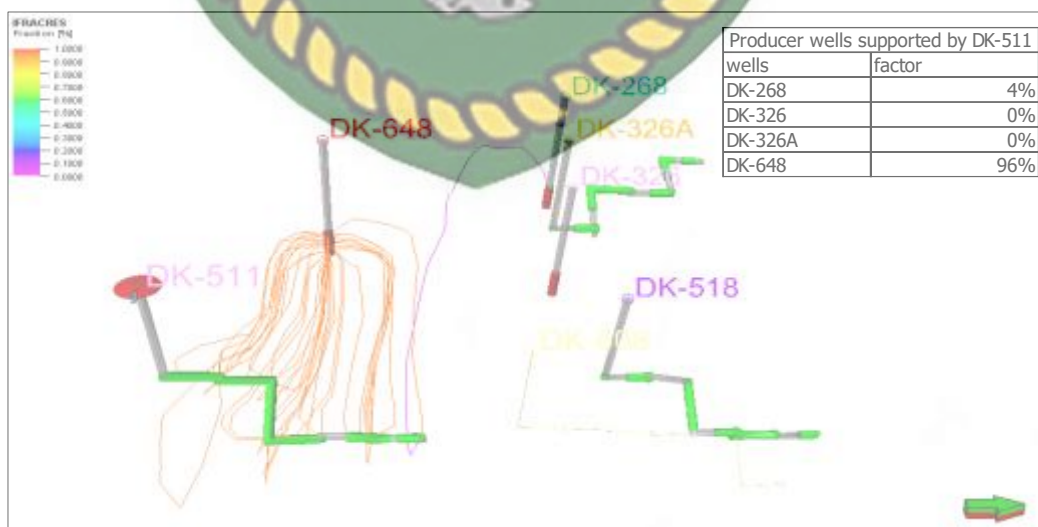


Gambar 4. 6 Injection history match *DK-608*

4.3 Evaluasi Sumur Injeksi

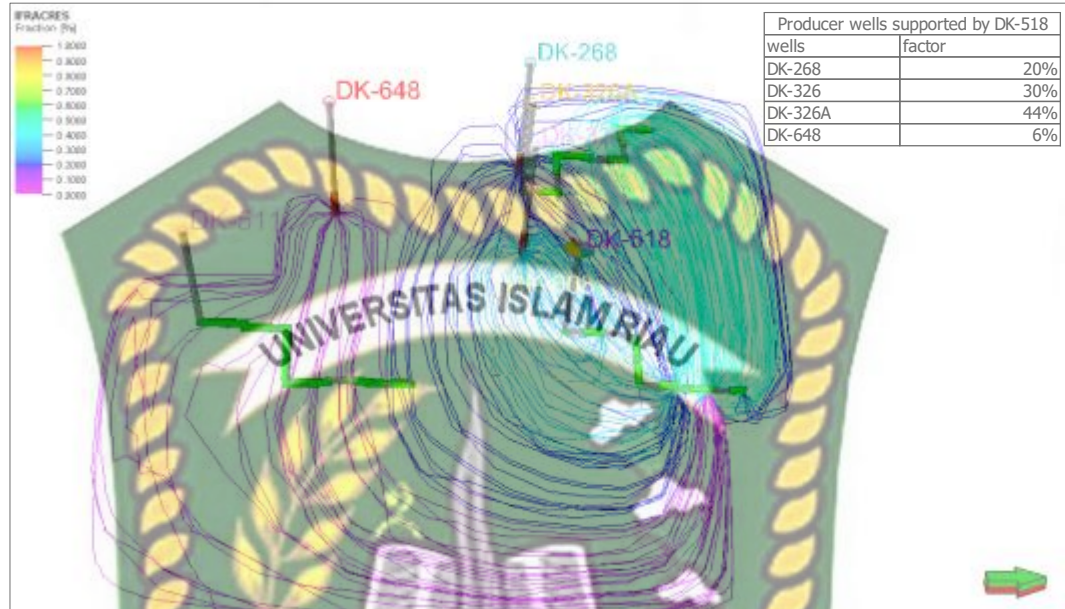
Pada sektor model Lapangan Dukhan terdapat tiga kandidat sumur injeksi: DK-511, DK-518, dan DK-608. Evaluasi sumur injeksi ini dilakukan guna menyelesaikan ketidakpastian *flowpath* yang melibatkan *injector* dan *producer*, menentukan sumur yang akan digunakan sebagai sumur injeksi WAG. Evaluasi sumur injeksi dilakukan dengan melakukan *streamline simulation*. Simulasi *streamline* juga dapat membantu pemahaman terhadap pola aliran reservoir, konektivitas antara sumur yang berbeda dibuat dengan visualisasi yang sangat baik (Data-Gupta & King, 2007). *Streamline simulation* ini digunakan untuk mengukur efektifitas skema *waterflood* di reservoir Lapangan Kabut (Majid et al., 2015). Evaluasi ini juga berguna untuk meminimalisir *injection lost* sehingga proses WAG dapat mencapai hasil yang diinginkan.

Pada sumur injeksi DK-511, bisa kita amati bahwasanya konektivitas serta efektifitas penyapuan yang dilakukan sumur ini sangat buruk. Ini diakibatkan karena heterogenitas yang tinggi serta *permeability barrier* antar sumur sehingga pendesakan yang dilakukan hanya dapat mengarah ke satu sumur yaitu DK-648. Pada **Gambar 4.7** dapat kita lihat bahwa hampir semua injeksi yang dilakukan DK-511 hanya terproduksi pada sumur DK-648 dengan factor sebesar 96%. Sedangkan sedikit sekali penyapuan pada arah sumur DK-268, DK-326 dan DK-326A. Sehingga bisa kita simpulkan bahwa sumur injeksi DK-511 sangat buruk untuk dijadikan sumur WAG.



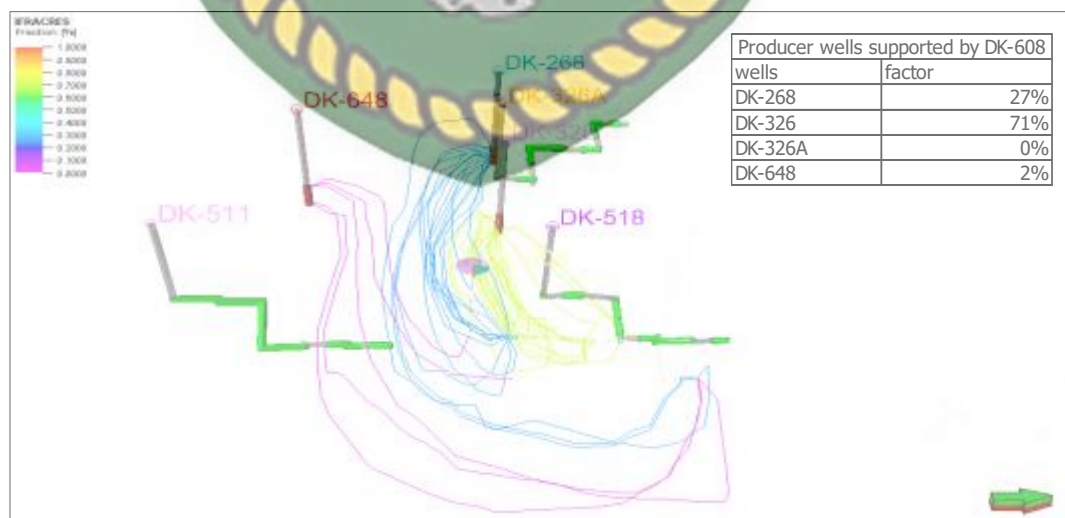
Gambar 4.7 Reservoir fluid injection fraction Sumur DK-511

Berbeda dengan sumur injeksi DK-511, bisa kita lihat pada **Gambar 4.8** sumur injeksi DK-518 memiliki penyapuan yang sangat baik dimana hampir semua sumur produksi mendapatkan pendesakan yang merata.



Gambar 4. 8 Reservoir fluid injection fraction Sumur DK-518

Pada **Gambar 4.9** sumur injeksi DK-608 hanya menyuplai dua sumur produksi dimana 71% pendesakan yang dilakukan hanya menyapu ke sumur DK-326 dan sebesar 21% ke sumur DK-268 serta sisanya sangat sedikit sekali ke sumur lainnya. Dapat kita simpulkan bahwa sumur ini kurang baik area pendesakannya.



Gambar 4. 9 Reservoir fluid injection fraction Sumur DK-608

Dari analisis simulasi *streamline* yang dilakukan untuk melakukan evaluasi kinerja sumur injeksi maka berdasarkan konektivitas reservoir serta penyapuan yang baik maka DK-518 dijadikan sumur yang akan melakukan proses injeksi WAG. Kedua sumur injeksi lainnya hanya condong menyapu kearah satu sumur produksi. Sehingga untuk membantu sumur WAG memaksimalkan penyapuan maka DK-511 dan DK-608 tetap melakukan *waterflood* sebagai *injector support*.

4.4 Penerapan Skenario

Batasan-batasan prediksi (*prediction constraints*) yang digunakan sebelum melakukan prediksi adalah sebagai berikut:

1. Laju injeksi atau produksi yang digunakan adalah laju terakhir *history match*.
2. Sumur DK-518 sebagai injector WAG sedangkan DK-511 dan DK-608 sebagai *injector support* berdasarkan analisis evaluasi sumur injeksi.
3. Prediksi WAG dilakukan selama 10 tahun dengan injeksi air selama 5 tahun dan 5 tahun injeksi WAG.
4. Dimulai pada 1 Januari 2010.
5. Akhir simulasi 1 Januari 2020.

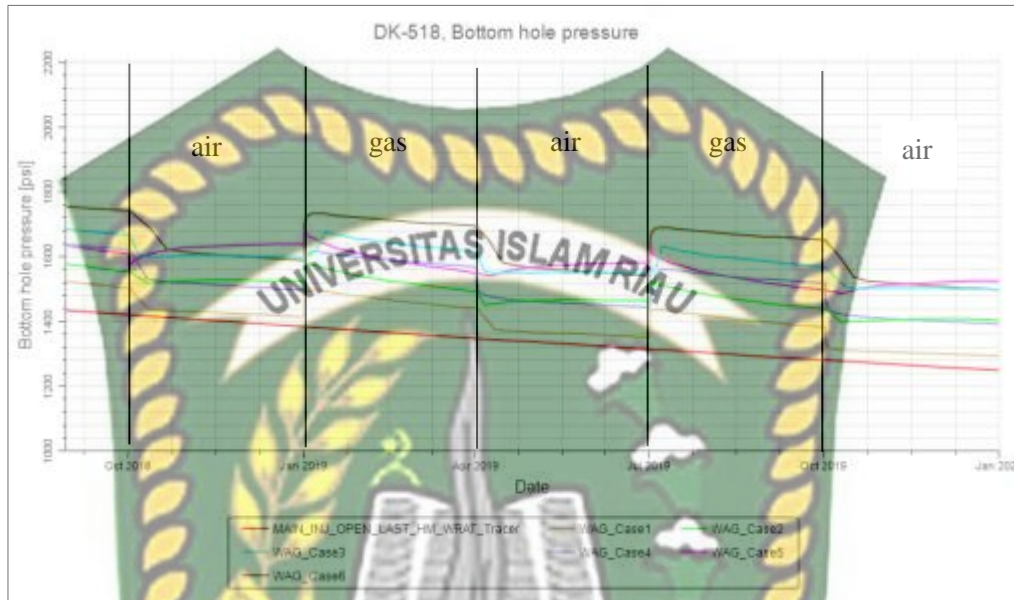
Berikut merupakan skenario injeksi WAG dalam Tabel 4.2 di bawah ini:

Tabel 4.2 Skenario injeksi WAG

No	Skenario	Rasio WAG	Panjang setengah cycle	Periode WAG
1.	<i>Base case</i>	<i>waterflood</i>	-	-
2.	Skenario 1	1:1	3	5 tahun
3.	Skenario 2	2:1	3	5 tahun
4.	Skenario 3	2:2	3	5 tahun
5.	Skenario 4	1:2	3	5 tahun
6.	Skenario 5	3:1	3	5 tahun
7.	Skenario 6	1:3	3	5 tahun

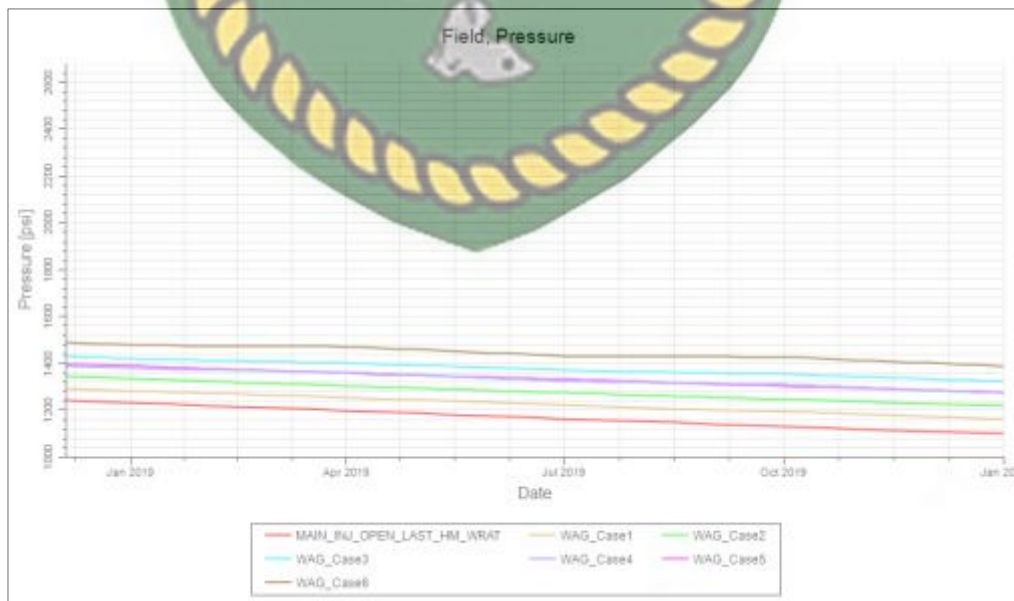
4.5 Analisis Pengaruh WAG Terhadap Tekanan Reservoir

Pada Gambar 4.13 menunjukkan BHP sumur DK-518 yang dijadikan sebagai sumur injeksi WAG, dapat dilihat bahwa injeksi WAG dapat menjaga tekanan lebih baik daripada injeksi *waterflood*.



Gambar 4. 10 BHP injector WAG DK-518

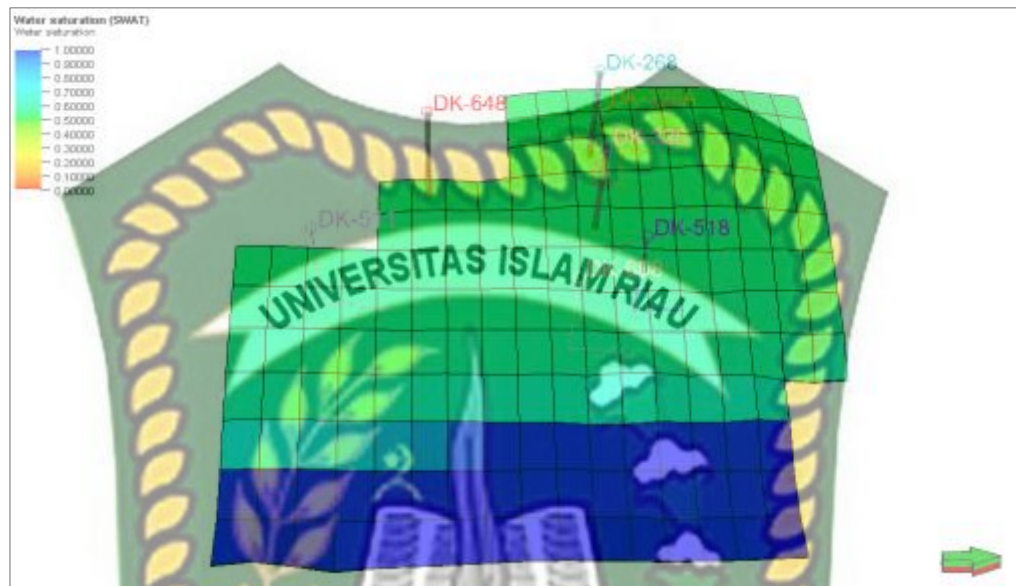
Begitu pula pada tekanan reservoir, tekanan akhir injeksi *waterflood* sebesar 1253 psi dan injeksi WAG dapat menjaga tekanan diatas tekanan *waterflood* dengan selisih minimal 40 psi hingga maksimal sebesar 200 psi.



Gambar 4. 11 Tekanan Lapangan selama prediksi

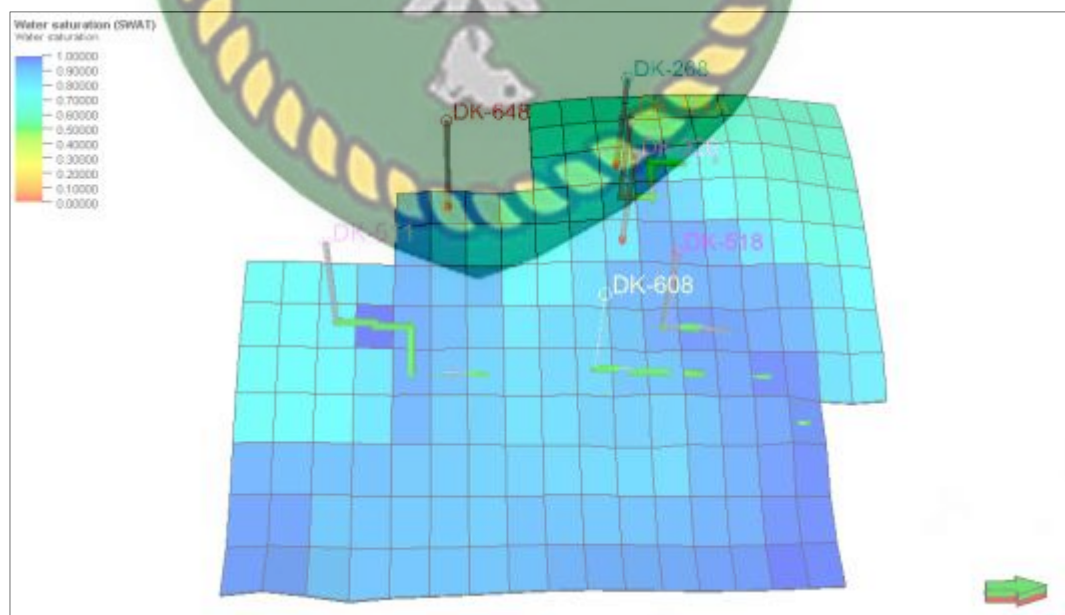
4.6 Analisis Pengaruh WAG Terhadap Saturasi Reservoir

Saturasi air inisial reservoir pada awal *history match* memiliki penyebaran rata-rata sebesar 0.5 yang ditunjukkan pada **Gambar 4.15** .



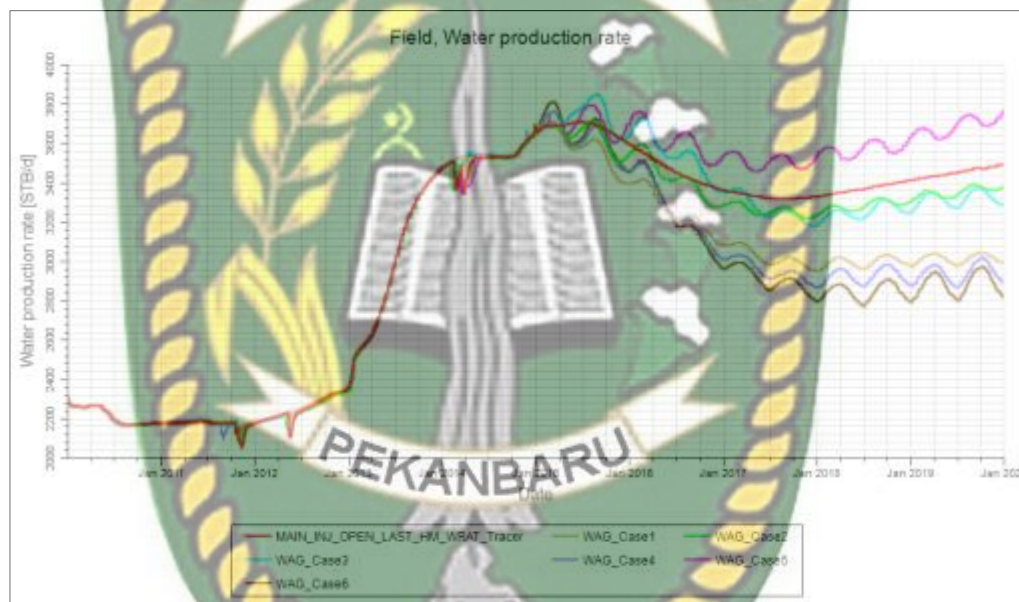
Gambar 4. 12 Saturasi inisial reservoir

Pada akhir prediksi simulasi, terlihat perubahan yang signifikan terhadap saturasi air terutama di area penyapuan yang dilakukan baik oleh *waterflood* maupun WAG.



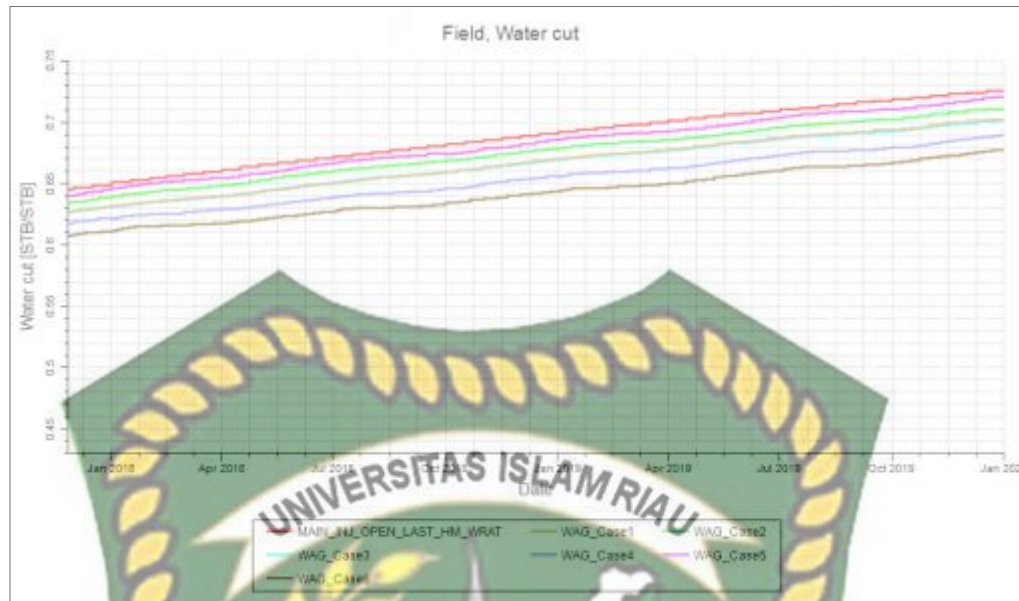
Gambar 4. 13 Saturasi reservoir akhir simulasi

Injeksi WAG juga mempengaruhi laju produksi air, pada **Gambar 4.17** menunjukkan bahwa hampir semua scenario WAG dapat menurunkan produksi air, namun pada scenario 5 hal yang berbanding terbalik ditunjukkan dengan produksi air yang melebihi *base case*. Hal ini dikarenakan rasio air yang digunakan tiga kali lipat dari pada case yang lain sehingga *breakthrough* ke sumur produksi lebih cepat terjadi. Secara umum, hal ini menunjukkan bahwa pendesakan gas ke arah *attic reservoir* dan penyapuan air ke arah bawah reservoir mampu memaksimalkan pendorongan minyak di pori-pori batuan sehingga meminimalisir inisial *breakthrough* oleh *waterflood* sehingga produksi air berkurang.



Gambar 4. 14 Field water production rate

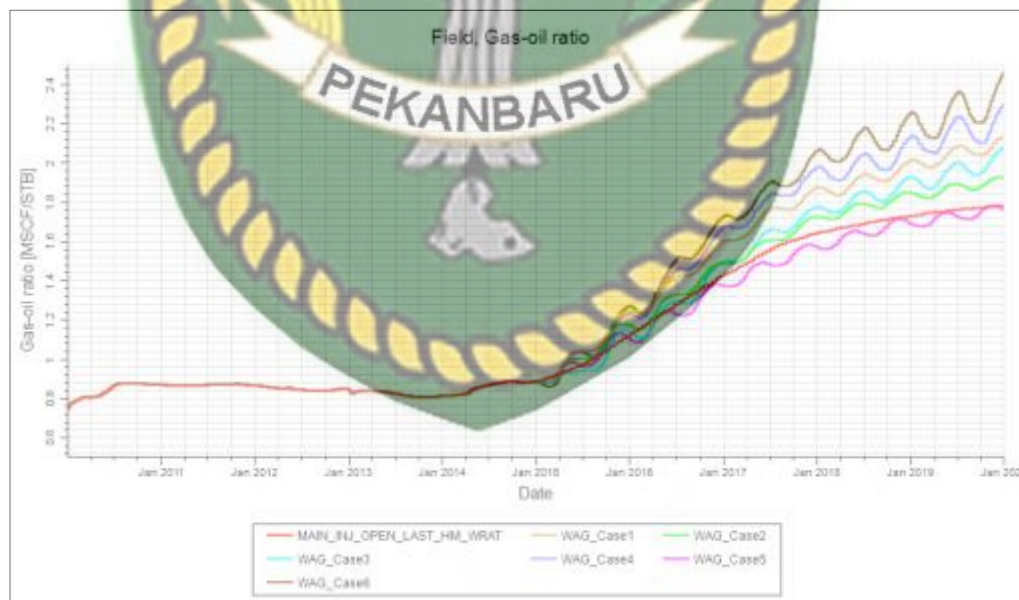
Pada penerapan WAG yang diinisiasi pada January 2015 dengan periode setengah *cycle* selama 3 bulan. Masing-masing skenario menunjukkan penurunan nilai *watercut* terhadap *base case*.



Gambar 4. 15 Field water cut

4.7 Analisis Pengaruh WAG Terhadap GOR

Terjadi peningkatan GOR selama penginjeksian WAG yang ditunjukkan pada Gambar 4.19.

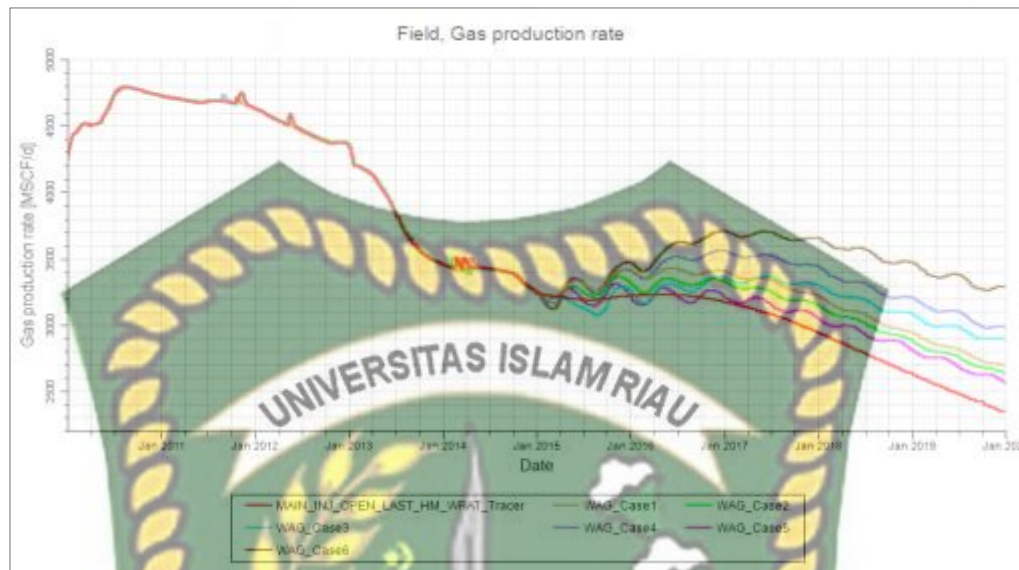


Gambar 4. 16 Field gas oil ratio

4.8 Analisis Pengaruh WAG terhadap laju produksi minyak dan gas

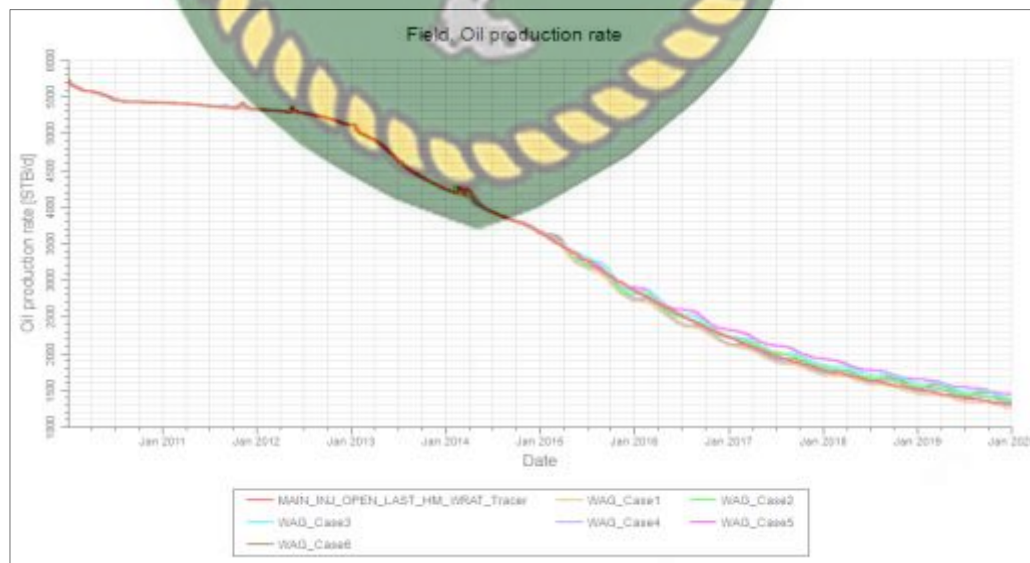
Injeksi WAG sangat mempengaruhi produksi gas dimana WAG menginjeksikan *slug* gas dalam satu *cycle* yang singkat. Peningkatan produksi gas

terjadi karena tekanan reservoir di bawah tekanan *bubble point* gas sehingga gas tidak *miscible* kedalam minyak yang didesak.



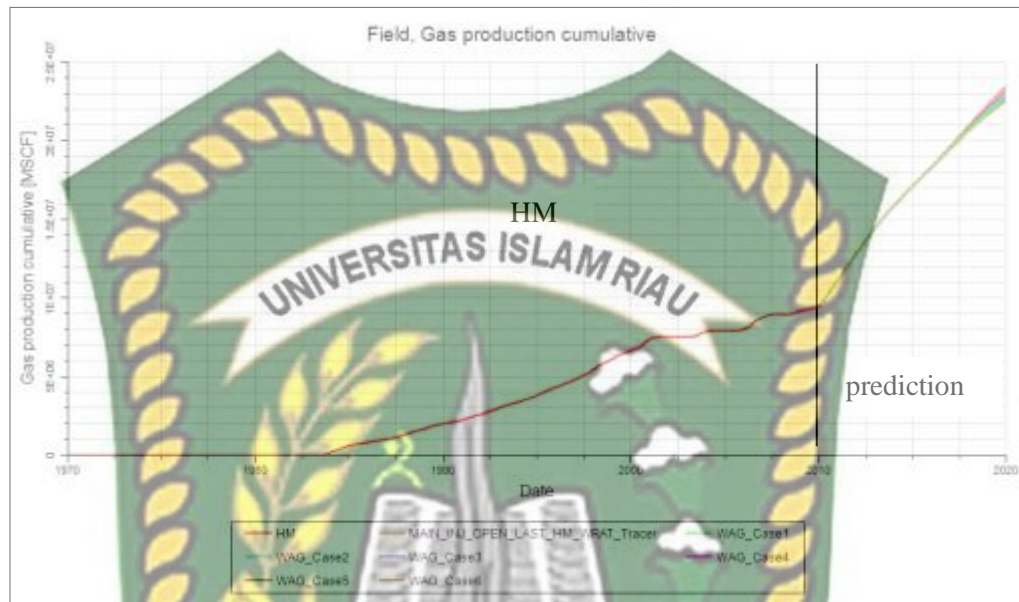
Gambar 4. 17 Field gas production rate

Penurunan laju produksi minyak pasti terjadi pada setiap lapangan karena sebagian besar minyak telah terangkat ke permukaan. Namun memaksimalkan minyak sisa yang masih terperangkap di pori batuan merupakan keniscayaan oleh karena itulah diupayakannya injeksi WAG untuk memaksimalkan perolehan minyak sisa. Hal ini ditunjukkan pada Gambar 4.21 dimana selama proses WAG yang dimulai pada tahun 2015 terjadi peningkatan laju produksi.



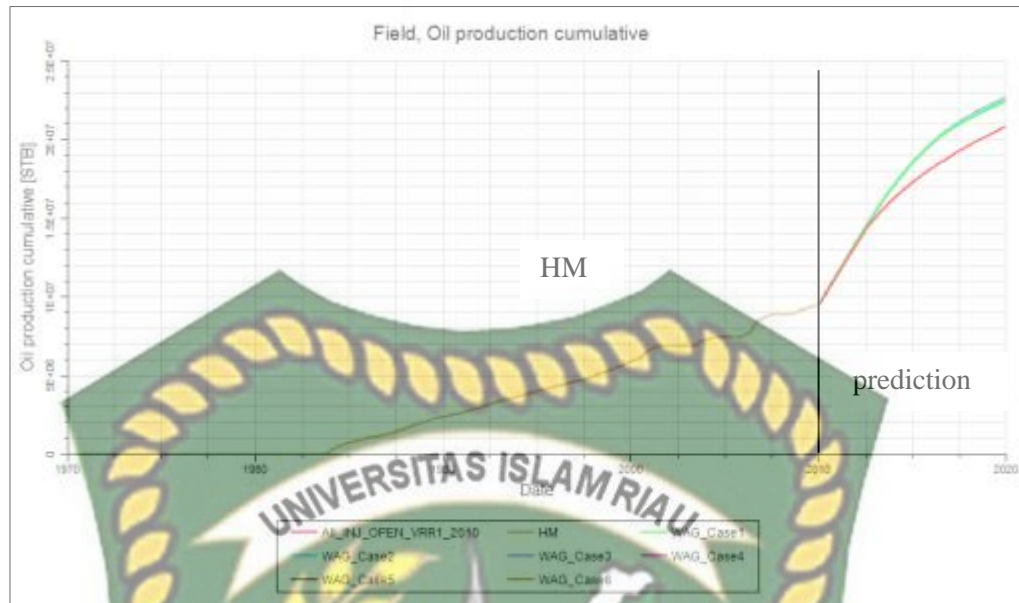
Gambar 4. 18 Field oil production rate

Produksi gas kumulatif menunjukkan peningkatan yang cukup signifikan selama proses prediksi. Gas kumulatif mulai meningkat sejak awal prediksi dimana terjadi perbedaan kumulatif pada akhir simulasi dikarenakan perbedaan rasio injeksi WAG.



Gambar 4. 19 Field gas production cumulative

Dapat kita lihat pada **Gambar 4.23** mengenai produksi kumulatif minyak dimana injeksi WAG melampaui produksi dari injeksi *waterflood*. Produktifitas ini dapat kita analisis bahwa pendesakan yang dilakukan oleh injeksi WAG memiliki areal penyapuan yang baik serta *displacement efficiency* yang tinggi pada proses injeksi gas sehingga dapat secara efektif mendesak minyak sisa yang berada di dalam reservoir.



Gambar 4. 20 Field oil production cumulative

Setelah dilakukan simulasi pada masing-masing skenario didapatkanlah hasil berupa *recovery factor* serta *incremental oil recovery* pada skenario WAG terhadap *base case* pada **Tabel 4.3** di bawah ini. Hasil menunjukkan bahwa injeksi WAG meningkatkan hasil perolehan dibandingkan dengan injeksi *waterflood*. Skenario WAG yang paling optimal meningkatkan perolehan minyak yaitu skenario 3 dengan rasio WAG 3:1 dengan *incremental oil recovery* sebesar 5% terhadap *base case*.

Tabel 4. 3 RF dan *Incremental oil recovery*

No	Skenario	Total Oil Prod, STB	RF	<i>Incremental Oil Recovery</i>
1.	<i>Base case</i>	20954012	56.5%	-
2.	Skenario 1	22516476	60.8%	4.2%
3.	Skenario 2	22674316	61.2%	4.6%
4.	Skenario 3	22751158	61.4%	4.8%
5.	Skenario 4	22584644	60.9%	4.4%
6.	Skenario 5	22815514	61.6%	5.0%
7.	Skenario 6	22636388	61.1%	4.5%

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penambahan rasio WAG berbanding lurus dengan penambahan *incremental oil recovery*.
2. Pada kasus Lapangan Kabut rasio WAG 3:1 merupakan rasio paling optimum dibandingkan rasio lainnya dengan penambahan *incremental oil recovery* sebesar 5% dibandingkan *base case*.
3. Banyak faktor yang mempengaruhi keberhasilan injeksi WAG, baik itu rasio injeksi, *cycle* injeksi, pola pengurasan sumur, konektivitas dan heterogenitas antar sumur.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang telah disimpulkan, saran yang dapat diberikan kepada peneliti berikutnya yaitu:

1. Melakukan analisis sensitivitas parameter reservoir pada proses WAG secara lebih detail.
2. Melakukan perbandingan antara metode IWAG dan MWAG.
3. Melakukan DCA dan analisis keekonomian.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Hidayat, F., Husna, U. Z., & Arsad, A. (2020). Determination of optimum CO₂ water alternating gas (CO₂-WAG) ratio in Sumatera Light Oilfield. *Materials Today: Proceedings*, xxx, 2–6. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.495>
- Afzali, S., Rezaei, N., & Zendejboudi, S. (2018). A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227(April), 218–246. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>
- Al-Najem, A. A., Siddiqui, S., Soliman, M., & Yuen, B. (2012). Streamline simulation technology: Evolution and recent trends. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2012, April*, 696–717. <https://doi.org/10.2118/160894-ms>
- Al-Shamsi, H. S., Abdulrahman, A. S., Al-Ameri, A. F., Al Katheeri, A. B., Sajeel, K., & Al-Yaqoubi, A. (2012). Immiscible WAG injection pilots performance and lessons learnt in carbonate reservoir. Onshore Abu Dhabi oil field, United Arab Emirates. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2012, ADIPEC 2012 - Sustainable Energy Growth: People, Responsibility, and Innovation*, 4(August 2002), 3160–3170. <https://doi.org/10.2118/162165-ms>
- Al-Shuraiqi, H. S., Muggeridge, A. H., & Grattoni, C. A. (2003). Laboratory Investigations Of First Contact Miscible WAG Displacement: The Effects Of WAG Ratio And Flow Rate. *Proceedings - SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 329–338. <https://doi.org/10.2523/84894-ms>
- Christensen, J. R., Stenby, E. H., & Skauge, A. (1998). Review of WAG field experience. *Proceedings of the SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico*, 357–370. <https://doi.org/10.2118/39883-ms>
- Data-Gupta, A., & King, M. J. (2007). *Streamline Simulation: Theory And Practice*.
- Gupta, D. K., Lawrence, J. J., Majid, M. N. B. A., & Wahlheim, T. A. (2009). Fluid characterization and modeling of compositional variation, Dukhan field, Qatar. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2009, IPTC 2009*, 3, 1961–1970. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.151.iptc13657>
- Jaturakhanawani, S., & Wannakomol, A. (2012). *Water Alternating Gas Injection for Enhanced*. 18(4), 267–272.
- Jiang, H., Nuryaningsih, L., & Adidharma, H. (2010). The effect of salinity of injection brine on water alternating gas performance in tertiary miscible carbon dioxide flooding: Experimental study. *Society of Petroleum Engineers Western North American Regional Meeting 2010 - In Collaboration with the Joint Meetings of the Pacific Section AAPG and Cordilleran Section GSA*, 1, 98–107. <https://doi.org/10.2523/132369-ms>
- Khan, M. Y., Kohata, A., Patel, H., Syed, F. I., & Al Sowaidi, A. K. (2016). Water alternating gas WAG optimization using tapered WAG technique for a giant offshore middle east oil field. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2016, 2016-Janua*.

- Kulkarni, M. M., & Rao, D. N. (2005). Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48(1–2), 1–20. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.05.001>
- Luis, F., Khaled, A. H., Khaled, B. A., & Fatema, A. A. (2014). Performance review and field measurements of an EOR-WAG project in tight oil carbonate reservoir - Abu Dhabi onshore field experience. *Society of Petroleum Engineers - 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years*, 3, 2065–2073. <https://doi.org/10.2118/171871-ms>
- Majid, M. N. B. A., Troconiz, C., Al-Shafei, M. N., Luca, G., & Cachi, A. (2015). *Tapping the Difficult Oil and Enhancing Reservoir Development Strategy to Maximize Recovery From a Matured Waterflood Giant Carbonate Field in The Middle East: Arab C Reservoir Dukhan Field, State of Qatar*. 1–18. <https://doi.org/10.2523/iptc-18296-ms>
- Masoner, L. O., Abidi, H. R., & Hild, G. P. (1996). *Diagnosing CO2 Flood Performance Using Actual Performance Data*. <https://doi.org/10.2118/35363-ms>
- Nadeson, G., Anua, N. A. B., Singhal, A., & Ibrahim, R. B. (2004). Water-Alternating-Gas (WAG) pilot implementation, a first EOR development project in Dulang field, offshore Peninsular Malaysia. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE*, 391–399. <https://doi.org/10.2118/88499-ms>
- Ozen, O., Wahlheim, T. A., Attia, T., Barrios, L., Bin Ab Majid, M. N., & Wilkinson, J. (2014). Dukhan Field CO2 injection EOR pilot: Reservoir modeling & planning. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014: Unlocking Energy Through Innovation, Technology and Capability*, 4, 2510–2522. <https://doi.org/10.2523/17504-ms>
- Samba, M. A., & Elsharaf, M. O. (2015). Literature Review of Water Alternation Gas Injection. *Journal of Earth Energi Engineering*, 4(2), 70–77. <https://doi.org/ISSN2540-9352JEEE>
- Shahverdi, H., Sohrabi, M., Fatemi, M., & Jamiolahmady, M. (2011). Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(3–4), 732–739. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.08.010>
- Sharma, M. M., & Filoco, P. R. (2000). Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations. *SPE Journal*, 5(3), 293–300. <https://doi.org/10.2118/65402-PA>
- Shell, R. D. (1947). *Dukhan Field—Qatar. in 1935*.
- Tarek, A. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed.). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-4160-5009-4.50004-2>
- Tobergte, D. R., & Curtis, S. (2013). Fractured reservoir Engineering. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Valeev, A., & Shevelev, A. (2017). Design of WAG parameters. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017, October*, 16–18. <https://doi.org/10.2118/187843-ms>

Zekri, A. Y., Nasr, M. S., & AlShobakyh, A. S. (2011). Evaluation of oil recovery by water alternating gas (WAG) injection oil-wet and water-wet systems. *Society of Petroleum Engineers - SPE Enhanced Oil Recovery Conference 2011, EORC 2011*, 1(2008), 200–207.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

LAMPIRAN

Lampiran I Tabel RF dan *incremental oil*

Cases	NP	dNP to End of HM	dNP to End of Base Case	dRF to Base Case	RF	Incremental oil recovery to base case
End of HM	9612742	-	-	-	25.9%	-
Base Case	20954012	11341270		30.60%	56.5%	-
WAG1	22516476	12903734	1562464	34.82%	60.8%	4.2%
WAG2	22674316	13061574	1720304	35.25%	61.2%	4.6%
WAG3	22751158	13138416	1797146	35.45%	61.4%	4.8%
WAG4	22584644	12971902	1630632	35.00%	60.9%	4.4%
WAG5	22815514	13202772	1861502	35.63%	61.6%	5.0%
WAG6	22636388	13023646	1682376	35.14%	61.1%	4.5%



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284
 Telp. +62 761 674674 Website: www.eng.uir.ac.id Email: fakultas_teknik@uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 19 November 2021, Nomor: 0326/KPTS/FT-UIR/2021, maka pada hari Rabu, tanggal 24 November 2021, telah dilaksanakan Ujian Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2021/2022 berikut ini.

1. Nama : Luthfi Prakasa Dwicahya
2. NPM : 143210444
3. Judul Skripsi : Investigasi Kritis Penerapan Water Alternating Gas Dengan Simulator Komersial Pada Lapangan Kabut
4. Waktu Ujian : 11.00 - 12.00 WIB
5. Tempat Pelaksanaan Ujian : Online

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:

Lulus*/ ~~Lulus dengan Perbaikan*~~ / ~~Tidak Lulus*~~

** Coret yang tidak perlu.*

Nilai Ujian:

Nilai Ujian Angka = **A-** Nilai Huruf = **83.83**

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA.	Ketua	1.
2	Idham Khalid, S.T., M.T.	Anggota	2.
3	Richa Melysa, S.T., M.T.	Anggota	3.

Panitia Ujian
Ketua,

Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA.
NIDK. 8820423419

Pekanbaru, 24 November 2021

Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T.
NIDN. 1016047901

Perpustakaan Universitas Islam Riau
Dokumen ini adalah Arsip Miik :

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 0326/KPTS/FT-UIR/2021
TENTANG PENETAPAN DOSEN PENGUJI SKRIPSI MAHASISWA FAK. TEKNIK UNIV. ISLAM RIAU

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.
2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan dengan Surat Keputusan Dekan.

Mengingat : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan : 1. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya dibawah ini :
Nama : LUTHFI PRAKASA DWICAHYA
NPM : 143210444
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : Investigasi Kritis Penerapan Water Alternating Gas Dengan Simulator Komersial Pada Lapangan Kabut

2. Penguji Skripsi/Komprehensif mahasiswa tersebut terdiri dari :
1. Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., MBA. Sebagai Ketua Merangkap Penguji
2. Idham Khalid, S.T., M.T. Sebagai Anggota Merangkap Penguji
3. Richa Melysa, S.T., M.T. Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.

4. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada Tanggal : 13 Rabiul Akhir 1443 H
19 November 2021 M

Dekan,



Dr. Eng. Muslim, ST., MT

NPK : 09 11 02 374

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yth. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
3. Yth. Pembimbing dan Penguji Skripsi
3. Mahasiswa yang bersangkutan
5. Arsip

**Surat ini ditandatangani secara elektronik*

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 691/KPTS/FT-UIR/2021
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

- Membaca : Surat Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Nomor : 19/TA/TP/FT/2021 tentang persetujuan dan usulan pengangkatan Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi.
- Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan.
- Mengingat : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

- Menetapkan : 1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian & penyusunan Skripsi Mahasiswa Fak. Teknik Program Studi Teknik Perminyakan.

No	Nama	Pangkat	Jabatan
1.	Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc., M.BA	Asisten Ahli	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : LUTHFI PRAKASA DWICAHYA
NPM : 143210444
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : Investigasi Kritis Penerapan Water Alternating Gas Dengan Simulator Komersial Pada Lapangan Kabut

3. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada Tanggal : Dzulkaidah 1442 H
11 Juni 2021 M

Dekan,



Dr. Eng. Muslim, ST., MT
NPK : 09 11 02 374

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Bapak Rektor UIR di Pekanbaru.
2. Yth. Sdr. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
3. Arsip

**Surat ini ditandatangani secara elektronik*



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيَوِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIAT

Nomor: 406/A-UIR/5-T/2021

Operator Turnitin Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

Nama : **LUTHEL PRAKASA DWICAHYA**
NPM : 143210444
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi TA : INVESTIGASI KRITIS PENERAPAN WATER ALTERNATING GAS DENGAN SIMULATOR KOMERSIAL PADA LAPANGAN KABUT

Dinyatakan **Bebas Plagiat**, berdasarkan hasil pengecekan pada Turnitin menunjukkan angka **Similarity Index < 30%** sesuai dengan peraturan Universitas Islam Riau yang berlaku.

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Mengetahui,

Kaprodi, Teknik Perminyakan

Novia Rita, S.T., M.T.

Pekanbaru, 15 November 2021 M

10 Robi'ust Tsānī 1443 H

Operator Turnitin F. Teknik



Ahmad Pandi, S.Kom.



UIR

ISLAMIC UNIVERSITY OF RIAU LANGUAGE STUDY CENTRE

Certificate of Achievement

This is to certify that:

Luthfi Prakasa Dwicahya

has completed

TOEFL Prediction Test

at Language Study Centre - Islamic University of Riau

Date of completion: 16 March 2019

Head of Language Study Centre UIR

(Dra. Hj. Syofianis Ismail, M.Ed)



Indonesian
International
Education
Foundation

Perustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen in Cerdas Mipik :

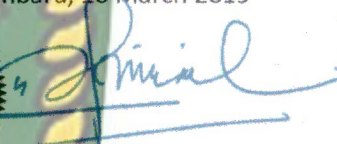


TOEFL PREDICTION SCORE REPORT

Section	Scaled Score
Listening Comprehension	54
Structure & Written Expression	47
Reading Comprehension	46
Total Score	490

Pekanbaru, 16 March 2019




Dra. Hj. Syofianis Ismail, M.Ed
Head of Language Study Centre



بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

UNIVERSITAS ISLAM RIAU
LEMBAGA DAKWAH ISLAM KAMPUS (LDIK)

SERTIFIKAT

Nomor Registrasi : 0695/LDIK-UIR/2018

Berdasarkan

Surat Keputusan Rektor Universitas Islam Riau Nomor : 297/UIR/KPTS/2018
tentang Kewajiban Mahasiswa Muslim Universitas Islam Riau Bisa Membaca Al-Qur'an,
Lembaga Dakwah Islam Kampus (LDIK) Universitas Islam Riau menyatakan bahwa:

LUTHFI PRAKASA. D

Nomor Pokok Mahasiswa: 143210444

Lahir di Palembang Empat Maret Tahun Seribu Sembilan Ratus Sembilan Puluh Enam
Mahasiswa Prodi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau

LULUS Tes baca Al-Qur'an dengan Predikat Amat Baik

Pekanbaru, 04 Oktober 2018

Ketua,

Dr. H. Zulhelmy, S.E., M. Si., Ak. C.A

NPK : 98 07 02 272



Diuji Pada : 04.10.18