

**ANALISA CHEMICAL TREATMENT WATER CLEANING
PLANT UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN STANDAR
WATERFLOOD BESERTA KEEKONOMIAN TERHADAP
KELAYAKAN TREATMENT SUMUR 31 LAPANGAN
YUSMIARTI**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

**LARAS SEKAR AYU
NPM: 173210647**

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

2022

**ANALISA CHEMICAL TREATMENT WATER CLEANING
PLANT UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN STANDAR
WATERFLOOD BESERTA KEEKONOMIAN TERHADAP
KELAYAKAN TREATMENT SUMUR 31 LAPANGAN
YUSMIARTI**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

**LARAS SEKAR AYU
NPM: 173210647**



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

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Laras Sekar Ayu
NPM : 173210647
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisa *Chemical Treatment Water
Cleaning Plant* Untuk Memenuhi
Kebutuhan Standar *Waterflood* Beserta
Keekonomian Terhadap Kelayakan
Treatment Sumur 31 Lapangan
Yusmiarti

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 : Richa Melyssa, S.T., M.T (.....)
Penguji : Novia Rita, S.T., M.T (.....)
Penguji : Dr. Eng, Adi Novriansyah, MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 29 Agustus 2022

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

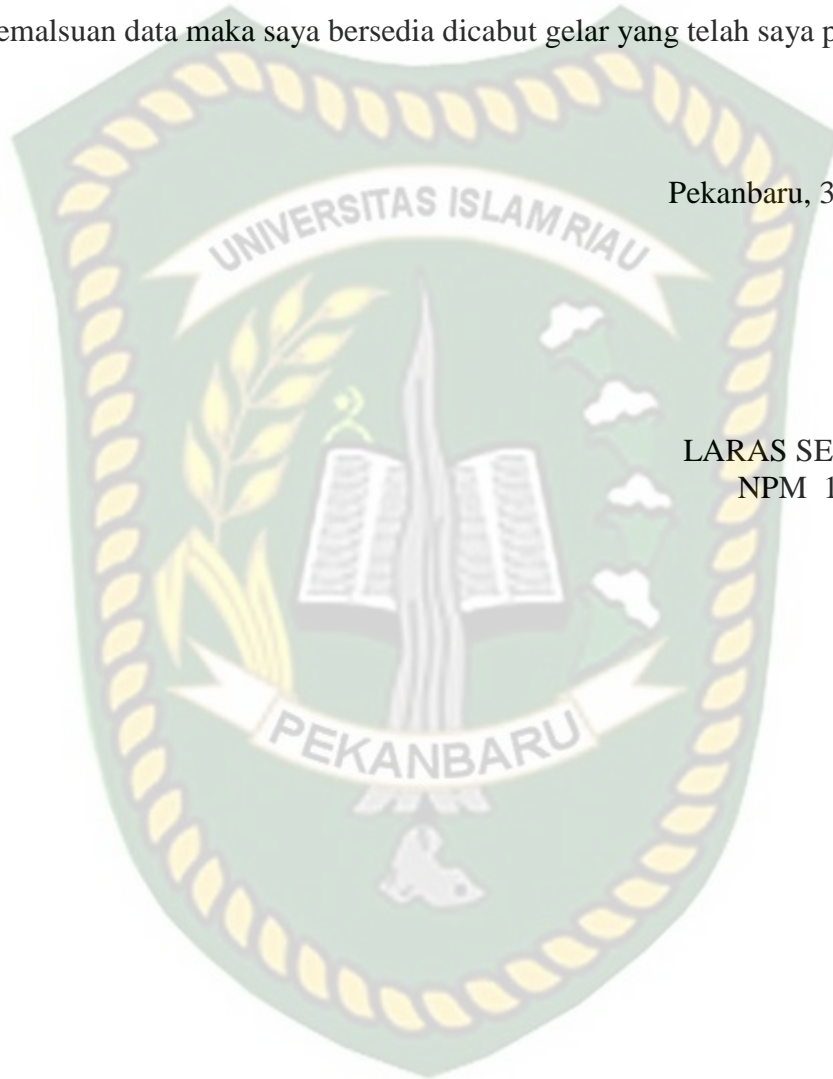
(Novia Rita, S.T, MT)

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, 31 Juli 2022

LARAS SEKAR AYU
NPM 173210647



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk 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. Richa melyssa, ST., M.T selaku dosen pembimbing tugas akhir saya.
2. Novrianti, ST., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak PT. BOB BSP Pertamina Hulu yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Papa, Mama, Abang Oki, Tisyah, Bima dan keluarga atas segala kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
6. Sahabat saya Grisy, Eci, Adam, Messy, Widi serta keluarga *petroleum* yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

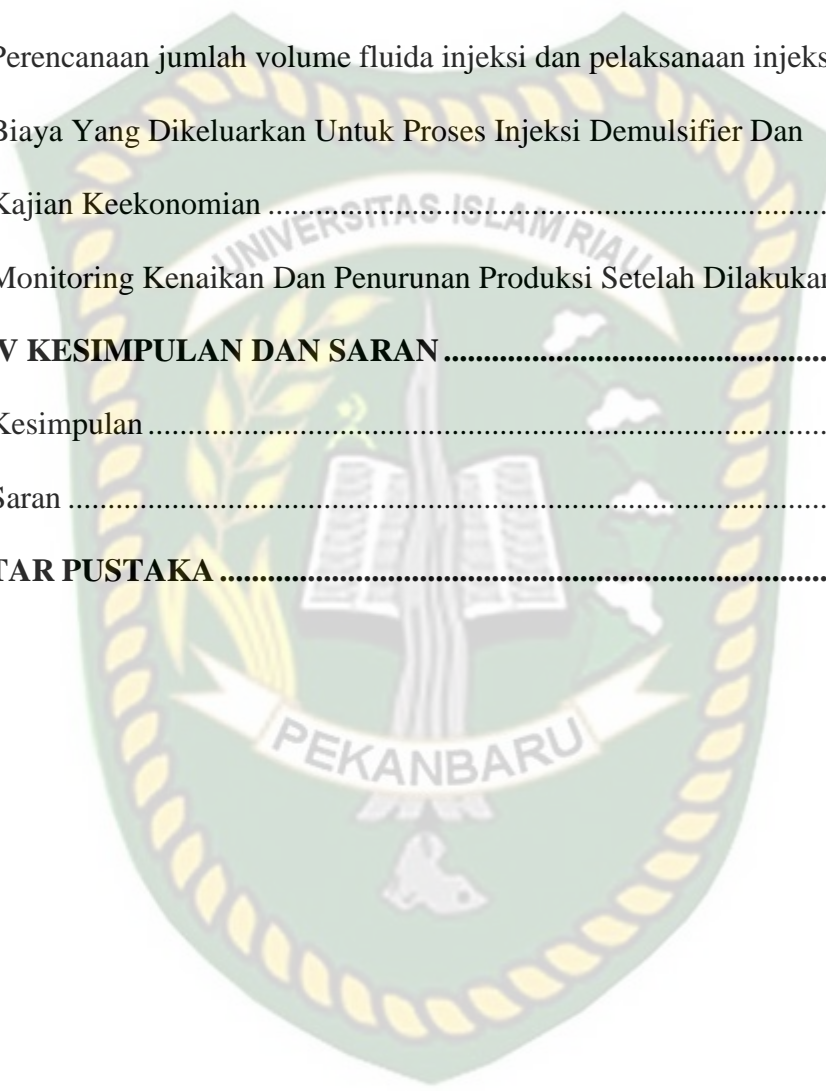
Pekanbaru, 31 Juli 2022

Laras Sekar Ayu

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
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 Waterflooding	5
2.2 Air Terproduksi.....	10
2.3 Water Treatment	13
2.5 Penggunaan Zat Kimia.....	14
2.6 Perhitungan Ekonomi Injeksi Chemical	21
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	23
3.1 Uraian Metode Yang Digunakan Dalam Penelitian.....	23
3.2 Tempat Penelitian	23

3.3 Alur Penelitian	24
3.4 Jadwal penelitian.....	25
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN.....	26
4.1 Pemilihan Kandidat Sumur.....	26
4.2 Perencanaan jumlah volume fluida injeksi dan pelaksanaan injeksi	27
4.3 Biaya Yang Dikeluarkan Untuk Proses Injeksi Demulsifier Dan Bactericide ...	28
4.4 Kajian Keekonomian	29
4.5 Monitoring Kenaikan Dan Penurunan Produksi Setelah Dilakukan Treatment ...	30
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	32
5.1 Kesimpulan	33
5.2 Saran	33
DAFTAR PUSTAKA	34



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Mekanisme <i>Waterflooding</i> (Iatmi, 2012)	4
Gambar 1.2 Pola Injeksi <i>Waterflooding</i> (Temizel Et Al., 2017).....	5
Gambar 1.3 Pola <i>Crestal</i> Dan <i>Basal</i> (Ahmed, 2001)	7
Gambar 4.1 Kurva permeabilitas Relatif dan Saturasi	27
Gambar 4.2 Monitoring Oil Pada Sumur 31	31
Gambar 4.3 Monitoring Watercut Pada Sumur 31	32



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Karakteristik air terproduksi (Tiana, 2015	10
Tabel 2.2 Baku mutu air limbah kegiatan eksplorasi dan produksi migas dari fasilitas darat (on-shore) baru	10
Tabel 2.3 Baku mutu air limbah kegiatan eksplorasi dan produksi migas dari fasilitas darat (on-shore) baru	11
Tabel 2.4 Pembuatan Serta Evolusi dari Penggunaan Bahan Kimia pada Demulsifier	12
Tabel 2.5 Aldehydes and Hydroxy Compounds.....	16
Tabel 3.1 Bagan Alir Penelitian.....	14
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian.....	15
Tabel 4.1 Data Reservoir dan Geologi	26
Tabel 4.2 Data Sw, Kro, Krw	27
Tabel 4.3 Data Reservoir	28
Tabel 4.4 Biaya Treatment Injeksi Chemical	29
Tabel 4.5 Data Keekonomian	29
Tabel 4.6 Biaya Injeksi Chemical demulsifier dan bacteriside	29
Tabel 4.7 Hasil Keekonomian Injeksi Chemical demulsifier dan bacteriside.....	30

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** Biaya Injeksi *Chemical* Demulsifier dan Bacteriside
- LAMPIRAN II** Perhitungan Keekonomian Injeksi *Treatment Chemical* pada sumur 31
- LAMPIRAN III** *Performance* Produksi Sumur 31
- LAMPIRAN IV** Monitoring Sesudah Injeksi Treatment Dilakukan

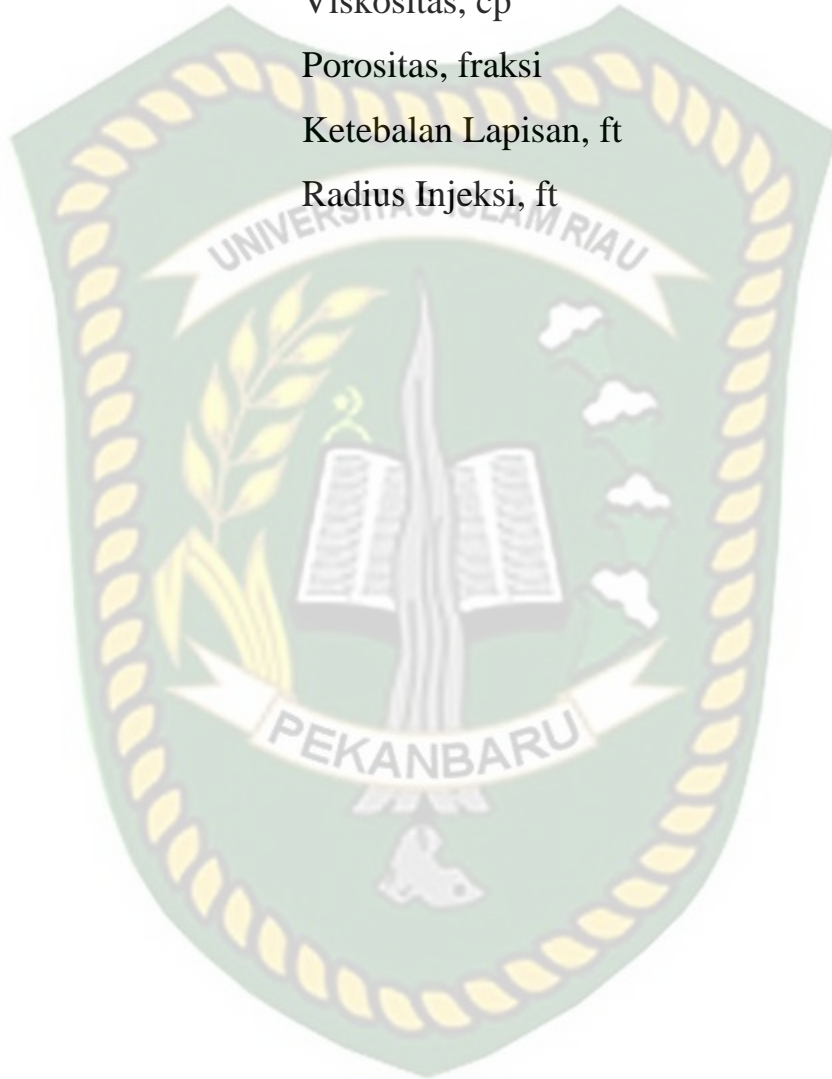


DAFTAR SINGKATAN

BOPD	Barrel Oil Per Day
BWPD	Barrel Water Per Day
COD	Chemical Oxygen Demand
HLB	Hidrofilik Lipofilik
IRR	Internal Rate of Return
MARR	Minimum Acceptable Rate of Return
ME	Micro Emulsi
NPV	Net Present Value
OOIP	Original Oil In Place
POT	Pay Out Time
PSC	Production Sharing Contract
TDS	Total Dissolved Solids
VOC	Volatile Organic Component
WCP	Water Cleaning Plant

DAFTAR SIMBOL

V_f	Volume Fluida Injeksi, BBL
ρ	Densitas, kg/m^3
μ	Viskositas, cp
ϕ	Porositas, fraksi
h	Ketebalan Lapisan, ft
r	Radius Injeksi, ft



**ANALISA CHEMICAL TREATMENT WATER CLEANING PLANT
UNTUK MEMENUHI KEBUTUHAN STANDAR WATERFLOOD
BESERTA KEEKONOMIAN TERHADAP KELAYAKAN TREATMENT
SUMUR 31 LAPANGAN YUSMIARTI**

**LARAS SEKAR AYU
173210647**

ABSTRAK

Berkurangnya produksi minyak pada saat *waterflooding* merupakan permasalahan yang terjadi pada sumur yang telah lama berproduksi. Untuk meningkatkan produksi ada beberapa cara yang dapat dilakukan, salah satunya adalah dengan *treatment* injeksi *chemical*. Tetapi metode ini memerlukan biaya tambahan, maka perlu dihitung keekonomian sebelum dilakukan metode ini. Adapun metode yang digunakan yaitu metode system kontrak bagi hasil PSC (*Production Sharing Contract*) guna untuk mengetahui kelayakan dari nilai keekonomian *treatment* injeksi *chemical*. Parameter keekonomian yang akan dihitung adalah *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate of Return* (IRR), dan juga *Pay Out Time* (POT). Hasil menunjukkan bahwa *treatment* injeksi *chemical* menggunakan demulsifier dan bacteriside dengan jumlah *chemical* yang diinjeksikan sebanyak 130,9 bbl berhasil dilakukan karena dari hasil monitoring diketahui kenaikan minyak awalnya 5 bbl/d menjadi 75 bbl/d dengan penurunan *watercut* sebanyak 3% dari rata rata 95% menjadi 92%. Dari analisis perhitungan ekonomi didapatkanlah hasil *treatment* injeksi *chemical* parameter NPV pada 10% bernilai positif yaitu 315.613,05 USD, IRR>MARR yaitu bernilai 256,52% > 10%, dengan POT atau waktu pengembalian selama 3-4 bulan dari 12 bulan umur *treatment* maka *treatment* injeksi *chemical* ini layak dan memenuhi standar *waterflood* untuk diterapkan pada sumur 31 di lapangan Yusmiarti.

Kata Kunci : *Waterflooding, Water Treatment, Bacteriside, Demulsifier*

CHEMICAL TREATMENT ANALYSIS OF WATER CLEANING PLANT TO MEET THE NEED FOR WATERFLOOD STANDARDS AND ECONOMIC ON THE FEASIBILITY OF 31 WELL TREATMENT YUSMIARTI FIELD

LARAS SEKAR AYU
173210647

ABSTRACT

Reduced oil production during waterflooding is a problem that occurs in wells that have been producing for a long time. There are several ways to increase production, one of which is chemical injection treatment. But this method requires additional costs, so it is necessary to calculate the economy before using this method. The method used is the PSC (Production Sharing Contract) profit sharing contract system in order to determine the feasibility of the economic value of chemical injection treatment. The economic parameters to be calculated are Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and also Pay Out Time (POT). The results showed that the chemical injection treatment using a demulsifier and bactericide with the amount of chemical injected as much as 130.9 bbl was successfully carried out because from the monitoring results it was found that the initial oil increase was 5 bbl/d to 75 bbl/d with a decrease in watercut of 3% from an average of 95%. to 92%. From the analysis of economic calculations, the results of the chemical injection treatment with NPV parameters at 10% are positive, namely 315,613.05 USD, $IRR > MARR$ which is worth $256.52\% > 10\%$, with POT or payback time for 3-4 months from 12 months of treatment age. then this chemical injection treatment is feasible and meets the waterflood standard to be applied to well 31 in the Yusmiarti.

Keywords: *Waterflooding, Water Treatment, Bactericide, Demulsifier*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada lapangan Yusmiarti air terproduksi sudah mengalami kontak dengan hidrokarbon untuk bertahun lamanya, dalam melakukan treatment air terdapat kandungan sifat dari kimia seperti NaCl, minyak dan senyawa organik dan anorganik yang dapat merusak lingkungan. Laju produksi minyak pada setiap sumur lapangan minyak dengan seiring berjalannya waktu produksi akan menurun. Hal ini ditimbulkan karena turunnya tekanan reservoir seperti yang dikemuka sebelumnya dan sumur yang memiliki *watercut* yang tinggi, sebagai akibatnya gradient pada tubing akan lebih besar atau berat. (Musnal & Melisa, 2016)

Waterflooding adalah metode menginjeksikan cairan ke dalam reservoir, dan karena air diinjeksikan ke dalam reservoir sebagai media injeksi maka diharapkan minyak di reservoir akan terdorong keluar untuk mencapai sumur produksi dan mencapai permukaan sumur (Lubis et al., 2014) Kesuksesan *waterflooding* ditentukan oleh beberapa factor faktor seperti sifat minyak, sifat batuan dan karakteristik, serta komposisi dan kualitas air yang sedang digunakan. Dalam meningkatkan efisiensi pendesakan Injeksi *chemical* digunakan sebagai pengangkatan sisa minyak. Penelitian ini merupakan injeksi *treatment chemical* yang dapat menurunkan tekanan kapiler.

Setelah minyak dapat bergerak, maka diharapkan tidak ada lagi minyak yang tertinggal. Tidak perlu dilakukan injeksi bahan kimia secara terus menerus, tetapi dapat dengan air dicampur dengan polimer. Keuntungan injeksi kimia adalah memberikan gaya maksimum dalam menurunkan tegangan antarmuka antara minyak dan air. (Sumantri et al., 2015)

Pada dasarnya, tujuan utama dari *water treatment* adalah untuk mendapatkan lebih banyak air dari formasi dengan biaya yang tidak banyak. Dalam kegiatan produksi migas, air formasi akan ikut terproduksi bersama dengan minyak dan gas bumi. Air formasi yang tidak diolah terlebih dahulu dikhawatirkan akan menyebabkan kerusakan seperti korosi pada peralatan produksi. Dalam proses

injeksi air, kualitas air yang disuntikkan merupakan faktor penting dalam meminimalkan kerusakan pada formasi, misalnya adanya kandungan minyak dalam air injeksi dan pembentukan endapan berkaitan dengan kelarutan komponen-komponen dalam air formasi (Veri, 2012) dengan adanya *water treatment* ini dapat mengurangi resiko terjadinya korosi dan penyumbatan pada sumur injeksi.

Beberapa metode *chemical* yaitu seperti *filter*, fisik, dan *chemical*. *Chemical* fungsinya sebagai solusi untuk mengatasi semua permasalahan yang ada, mencegah masalah atau untuk meningkatkan efisiensi kualitas produksi. Masalah yang ada di lapangan seperti minyak beku, scale, korosi, rendahnya kualitas minyak. Adapun penyebab terjadinya kerusakan secara internal yaitu arena adanya gas terlarut oksigen, karbon dioksida, ion terlarut, iron sulfide, iron hydroide, ferrum dan bakteri yang dapat menyebabkan terjadinya korosi pada peralatan produksi (Ahmad & Said, 2015) Injeksi bahan kimia dapat meningkatkan energi dorong pada reservoir melalui pendesakan minyak di antara batuan sehingga membentuk kondisi yang baik untuk memaksimalkan *recovery* minyak (Curbelo et al., n d)

Pada lapangan Yusmiarti menggunakan metode *Chemical treatment* dengan menggunakan *chemical demulsifier* dan *bactericide*. *Demulsifier* adalah *oilfield chemical* yang paling krusial. Disebut juga *emulsion breaker* yang berfungsi untuk memecah emulsi. Jika emulsinya tidak pecah, maka kualitas minyaknya buruk karena parameter utama untuk minyak mentah yang akan dijual adalah kandungan endapan dan air. *Bactericide* memiliki keunggulan untuk menurunkan jumlah bakteri, khususnya jenis SRB (*Sulphate Reducing Bacteria*) jenis bakteri ini menghasilkan H₂S yang korosif. Cara kerjanya yaitu dengan menurunkan atau meniadakan bakteri SRB di lapangan minyak sehingga potensi terjadinya korosi semakin kecil.

Peningkatan produksi dengan Injeksi *Treatment chemical* ini dilakukan dengan cara menginjeksikan *chemical demusifier* dan *bactericide* ke dalam sumur produksi dengan metode *huff and puff* selama 5 hari. Setelah proses *soaking*, kemudian sumur diproduksi kembali untuk melihat apakah terjadi peningkatan produksi.

Waterflooding merupakan produksi air, jika dalam proses *waterflooding* tidak dilakukan treatment secara tepat maka akan mengakibatkan proses *waterflood* tidak efektif dan mengalami kerugian pada perusahaan. Oleh sebab itu, diharapkan injeksi *treatment chemical* demulsifier dan bacteriside diharapkan berhasil menaikkan produksi. Sehingga, ketika ada sumur yang mempunyai masalah yang sama seperti sumur 31 maka injeksi *treatment chemical* demulsifier dan bacteriside dapat diterapkan pada sumur tersebut.

Lapangan Yusmiarti mulai berproduksi sejak tahun 1984, tahapan produksi secara *primary recovery* sudah berjalan lebih kurang 9 sampai 10 tahun. Hingga tahun 2021 telah di bor 175 sumur, 90an producer, dan 45an injector. Sisanya *Shut-in due to Not Economic Well*. Proses *recovery* secara *secondary waterflood* sudah dimulai sejak tahun 1993 hingga sekarang. Injeksi dilakukan pada sumur injeksi 31.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. Menentukan volume injeksi bahan kimia yang akan diinjeksikan ke dalam sumur 31.
2. Menghitung nilai biaya *chemical* yang terpakai dalam operasional pengolahan *water treatment*.
3. Menghitung keekonomian dengan *Production Sharing Contract* (PSC) pada *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside.
4. Monitoring kenaikan produksi setelah dilakukan *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside pada sumur 31.

1.3 Manfaat Penelitian

Berdasarkan penelitian yang dilakukan, terdapat beberapa manfaat seperti :

1. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa dalam penelitian lebih lanjut tentang *water treatment* atau *waterflooding*.
2. Diharapkan hasil dari penelitian ini dapat diterapkan pada sumur-sumur minyak *waterflooding* yang bermasalah.

1.4 Batasan Masalah

Berdasarkan dari rumusan masalah yang telah ditulis maka batasan masalah dalam penelitian ini yaitu berfokus pada injeksi *demulsifier* dan injeksi *bactericide* untuk kelancaran proses *waterflooding*. Dan untuk mengetahui biaya yang dibutuhkan dari injeksi demulsifier dan injeksi bactericide dilakukan perhitungan nilai biaya *chemical* yang terpakai dalam operasional injeksi untuk kelancaran proses *waterflooding*.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Waterflooding

Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Tuhan di muka bumi ini yang dapat digunakan manusia untuk berkembang dan memenuhi kebutuhan hidupnya. Seperti yang ditafsirkan pada surat Al-Baqarah ayat 29 sebagai berikut : “Dialah Allah, yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kamu dan Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikan-Nya tujuh langit. Dan Dia Maha Mengetahui segala sesuatu.”

Waterflooding merupakan suatu metode penginjeksian fluida berupa air ke dalam reservoir yang diharapkan dapat mendorong minyak di dalam reservoir untuk mencapai sumur produksi. Dalam industri minyak, *waterflooding* atau injeksi air adalah tempat air diinjeksikan ke dalam *reservoir* minyak, untuk mempertahankan tekanan, atau untuk menggerakkan minyak menuju sumur, dan dengan demikian meningkatkan produksi. Potensi dari kecepatan dan volume *recovery* cadangan sering kali tidak tercapai karena tidak diperkirakan dan tidak dapat dikendalikan.

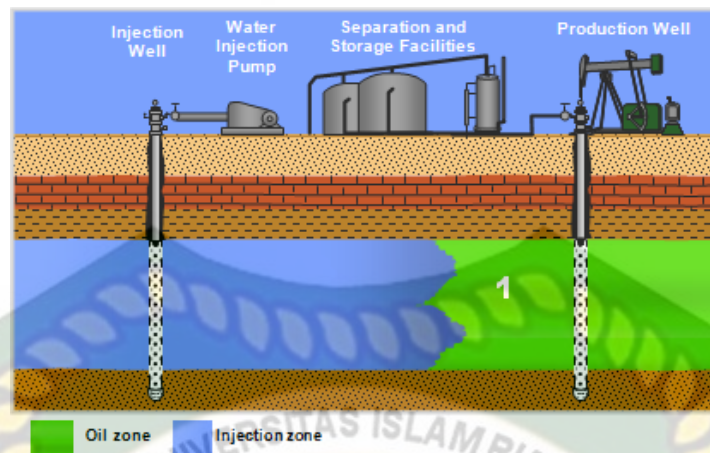
Waterflooding merupakan metode yang terbukti untuk meningkatkan nilai *ultimate recovery* dari reservoir minyak konvensional. Meskipun relatif sederhana dan murah untuk dioperasikan, dinamika dan performa dari *waterflooding* dikendalikan oleh beberapa faktor yang kompleks. Kompleksitas ini membuat sulit untuk mengembangkan parameter normalisasi yang kuat, konsisten dan sederhana untuk membandingkan produktivitas dan *recovery* dari *reservoir* yang berbeda saat dilakukan *waterflooding*. *Waterflooding* adalah salah satu metode drainase minyak paling canggih, umumnya digunakan setelah fase *primer recovery*. Tujuan dari injeksi air ini adalah untuk meningkatkan jumlah minyak yang diekstraksi dari reservoir. Alasan untuk melakukan injeksi air sebagai metode lanjutan adalah :

- a. Mobilitas pendesakan yang menguntungkan (cukup rendah)
- b. Berat kolom air dalam sumur membantu menekan, sehingga mengurangi tekanan injeksi
- c. Fluida pendesak mudah tersebar di dalam reservoir
- d. Efisiensi pendesakan baik (Iqbal et al., 2017)

Waterflooding merupakan proses yang sangat penting dalam menjaga tekanan di reservoir minyak. Selama produksi minyak di reservoir, akan menyebabkan penurunan tekanan. Untuk mengimbangi penurunan tekanan reservoir, air atau substansi apapun yang secara komersial, fisik, dan kimia cocok untuk dipompakan ke dalam lubang bor. Namun, komposisi dari air reservoir diharapkan secara signifikan berbeda dari komposisi air yang diinjeksikan. Perubahan ini terjadi sebagai hasil dari reaksi kimia yang terjadi karena tersedianya berbagai komponen kimia di dalamnya (Temizel et al., 2017)

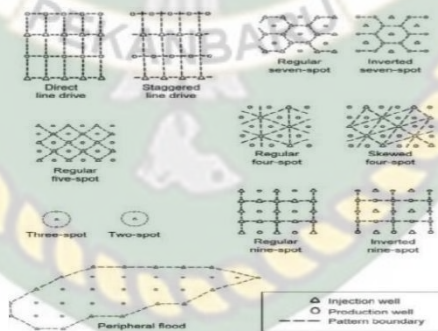
Menurut (Lubis et al., 2014) Injeksi air juga dimaksudkan untuk mempertahankan penurunan tekanan di dalam formasi, maka dilakukan proses penahanan tekanan dan proses dilakukan di zona formasi. Definisi injeksi berdasarkan beberapa pertimbangan, termasuk mobilitas tekanan yang menguntungkan (cukup rendah), berat kolom air di dalam sumur meningkatkan tekanan, yang mengurangi tekanan injeksi. Fluida dorong mudah didistribusikan formasi dan memiliki efisiensi kompresi yang baik.

Waterflooding banyak digunakan di ladang yang lebih tua, di mana hasil minyak biasanya melebihi *primary recovery*, sehingga beberapa metode digunakan untuk mengoptimalkan produksi, termasuk *waterflooding*. Mekanisme kerjanya adalah dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir yang dirancang untuk mendorong minyak ke dalam sumur produksi. Hal ini memungkinkan untuk meningkatkan produksi minyak dan mempertahankan tekanan reservoir. (Iatmi, 2012)



Gambar 1.1 Mekanisme *Waterflooding* (iatmi, 2012)

(Seka et al., 2019) menyatakan bahwa mekanisme hidrolik berdasarkan prinsip bahwa air bergerak dari saturasi air tinggi ke saturasi air rendah, sehingga daerah di mana minyak didorong karena *waterflooding* berubah menjadi saturasi tinggi yang mengakibatkan sebagian reservoir diinjeksi. Air akan terus meningkat dan produksi minyak akan terus berlanjut.



Gambar 1.2 Pola Injeksi *Waterflooding* (Temizel et al., 2017)

Dalam skenario yang ideal memaksimalkan efisiensi pembilasan area injektor, yang didefinisikan sebagai fraksi volume yang ditempati oleh air yang disuntikkan. Berbagai pola injeksi *waterflooding* telah diusulkan dan diterapkan untuk mencapai efisiensi sapuan yang tinggi yaitu Lima titik, linier, gerakan sudut, dll. Dalam banyak kasus, air yang disuntikkan dengan cepat menyentuh area dengan permeabilitas tinggi, menyebabkan terobosan cepat dalam produksi sebelum menyapu area yang luas. Minyak yang tertinggal di area

permeabilitas rendah akan sulit diproduksi (Zhai et al., 2016)

Ada empat jenis tipe *well arrangements* yang digunakan dalam proyek injeksi fluida, yaitu :

- a. *Irregular injection patterns*
- b. *Peripheral injection patterns*
- c. *Regular injection patterns*
- d. *Crestal and basal injection patterns*

NO	Judul Penelitian	Metode	Hasil Penelitian
1	Effect of Certain Micro-organisms on the Injection of Water into Sand (Plummer et al., 1944)	<i>Bacteriocide Injection</i>	Injeksi bacteriocide sebesar 5 gallon. Hasilnya pada lapangan yang mengalami sulphur bacteria dan jamur bisa diatasi dengan heat-treatment atau dengan memfilter melalui filter yang diresapi kuat dengan beberapa desinfektan.
2	Commissioning and Operational Experiences of Java Seawater Treating Facility (Smith, 1985)	<i>Chemical treatment</i>	Injeksi dengan glutaraldehida merupakan hasil dari produk yang memiliki dampak lingkungan yang aman, efektifitas terhadap bakteri, ganggang, SRB. Perawatan slug secara rutin berdurasi 6 jam pada konsentrasi aktif 150 ppm, empat kali sebulan. Jika tingkat pH turun di bawah pH operasi normal, durasi injeksi ditingkatkan untuk memberikan efektifitas

			yang optimal.
3	Demulsifier in injected water for improved recovery of crudes that form water/oil emulsion (Sun et al., 2016)	<i>Injeksi demulsifier waterflooding</i>	Demulsifier dapat didispersikan dalam air garam atau air dan dapat dibawa dengan injeksi sebagai aditif untuk meningkatkan perolehan minyak. Pengamatan mikromodel dan hasil core flooding menunjukkan bahwa injeksi demulsifier 100 ppm ke dalam carrier brine dapat menghindari pembentukan emulsi w/o. Hasilnya juga menunjukkan bahwa perolehan minyak meningkat. Sebuah demulsifier efektif (DEM) yang mencegah pembentukan emulsi dalam minyak mentah yang membentuk emulsi W/O. Botol uji digunakan untuk menyaring demulsifier yang berbeda untuk menemukan aditif yang efektif. Efeknya kemudian ditunjukkan dengan injeksi. Isi model mikro dan inti Berea dengan air.

4	Bactericidal Characteristics of Gemini-structural Bactericide Used in Oil Field Injection Water (Engineering, 2011)	<i>Bactericidal treatment injection</i>	<i>Treatment</i> bakterisida air injeksi ladang minyak. Karakteristik bakterisida PA-12 diselidiki sebanding dengan benzalkonium klorida [BAC] terhadap bakteri pereduksi sulfat, bakteri besi dan pembusukan bakteri. Hasilnya menunjukkan bahwa bakterisida aktivitas (MIC) PA-12 lebih tinggi satu urutan besarnya dari salah satu BAC, dan menjaga stabilitas atas kisaran suhu pabrik lingkungan dan pH-nya.
---	---	---	---

2.2 Air Terproduksi

Air terproduksi adalah air yang dibawa ke permukaan bersama minyak dan gas bumi melalui sumur produksi. Air terproduksi terdiri dari air alami dan air yang disuntikkan sebagai bagian dari proses stimulasi atau pemulihan. Air terproduksi memiliki sifat kimia karena kontak yang lama dengan hidrokarbon. Letak geografis dan jenis hidrokarbon yang dihasilkan mempengaruhi sifat fisik dan kimia air terproduksi. Air terproduksi mengandung garam, minyak, senyawa anorganik, dan senyawa organik. Oleh karena itu, sebelum air produk dilepaskan ke lingkungan harus diolah sesuai dengan Baku Mutu Lingkungan Hidup Nomor 10 Tahun 2010 tentang Baku Mutu Air Limbah Bagi Usaha atau Kegiatan Minyak dan Gas Bumi dan Panas Bumi. (Ivory, 2015)

Air terproduksi ialah air formasi yang terproduksi hingga naik ke permukaan pada proses produksi sumur minyak dan gas. Pada industri minyak dan gas, limbah cair adalah limbah terbesar yang diperoleh pada proses produksi (Hasiyany

et al., 2015). Menurut (Kation, 2014) air terproduksi merupakan air yang terbawakan ke atas pada saat proses pengambilan minyak dan gas bumi, termasuk didalamnya air formasi, air injeksi dan bahan kimia yang ditambahkan untuk kegiatan pengeboran.

Meskipun air yang dihasilkan memiliki komposisi yang kompleks tetapi dapat dipecah menjadi dua kategori utama yaitu senyawa organik dan senyawa anorganik. Air yang dihasilkan umumnya memiliki komposisi komponen minyak terlarut dan terdispersi, mineral dan zat adiktif dalam proses manufaktur, gas padat dan senyawa cair, mikroorganisme dan oksigen (chendn igunu,2012) komposisi yang terkandung dalam air terproduksi pada lapangan yusmiarti yaitu pH, fenol, *ammonia*, kadar minyak sulfida, salinitas, *Chemical Oxygen Demand* (COD), *Total Dissolved Solids* (TDS).

Menurut (Tiana, 2015) air terproduksi memiliki kmponen komponen utama sebagai berikut :

1. Kandungan *oil* yang terlarut dan terdispersi
2. Gas terlarut
3. Padatan dari proses produksi
4. Senyawa kimia dari proses produksi
5. Mineral terlarut

Tabel 2.1 Karakteristik air terproduksi (Tiana, 2015)

Unsur	Minimum (mg/L)	Maksimum (mg/L)
TDS	270	2010
SAR	5.7	32
Natrium	110	800
Kalsium	5.9	200
Magnesium	1.6	46
Besi	0.02	15.4
Barium	0.1	8
Klorida	3	119
Sulfat	0.01	17

Menurut (Tiana, 2015) sebelum dibuang, perlu diketahui sifat sifat air yang dihasilkan untuk menemukan Cara yang tepat untuk mengurangi kandungan

berbahaya dalam air. Dengan pengolahan yang tepat, air yang dihasilkan dapat digunakan dengan bijak. Jika air terproduksi akan alirkan ke aliran sungai, air produksi tersebut harus memiliki karakteristik yang memenuhi baku mutu yang berlaku (Rezatama, 2018). Jumlah produksi air yang banyak membuat air terproduksi ini dimanfaatkan untuk berbagai hal, pembuangan seperti diinjeksikan ke dalam sumur injeksi memungkinkan tekanan di dalam sumur menjadi stabil dan digunakan untuk irigasi dan konsumsi satwa liar sebelum kebutuhan pertama untuk dirawat (Tiana, 2015)

Menurut peraturan kementerian negara lingkungan hidup nomor 19 tahun 2010 tentang baku mutu air limbah bagi usaha dan kegiatan minyak dan gas serta panas bumi menetapkan parameter dan kadar maksimum yang terkandung dalam air terproduksi sebelum dibuang ke lingkungan yaitu sebagai berikut (Permen LH no 3, 2010)

Tabel 2.2 Baku mutu air limbah kegiatan eksplorasi dan produksi migas dari fasilitas darat (on-shore) baru

No	Jenis Air Limbah	Parameter	Kadar Maksimal	Metode Pengukuran
1	Air Terproduksi	Minyak dan Lemak	25 mg/L	SNI 06-6989.10-2004
		Temperature	40oC	SNI 06-6989.23-2005
		pH	6-9	SNI 06-6989.11-2004

Sumber : (Kementerian Lingkungan, 2010)

Menurut Peraturan Menteri Kesehatan No. 416 Tahun 1990 tentang Persyaratan dan Pengawasan Kualitas Air, kekeruhan maksimum air murni ditetapkan sebagai berikut (Kemenkes RI, 1990)

Tabel 2.3 Baku mutu air limbah kegiatan eksplorasi dan produksi migas dari fasilitas darat (on-shore) baru

No	Parameter	Satuan	Kadar Maksimum Yang Diperbolehkan
1	Kekeruhan	Skala NTU	25

Sumber : (Kemenkes RI, 1990)

2.3 Water Treatment

Saat dilakukannya proses produksi, fluida yang ikut terproduksi adalah minyak, gas, dan air. Dalam industri minyak dan gas, air yang ikut terproduksi akan diolah terlebih dahulu sebelum diinjeksikan kembali ke sumur injeksi karena air formasi mengandung beberapa senyawa dalam bentuk ion-ion yaitu calcium (Ca^{2+}), Magnesium (Mg^{2+}), Ferrum (Fe^{3+}), Barium (Ba^{2+}), Natrium (Na^+), Strontium (Sr^{2+}). Anion dari air formasi Chloride (Cl^-), Carbonat (CO_3^{2-}), Bicarbonat (HCO_3^-) dan sulfat (SO_4^{2-}) (Liestyana et al., 2018). Dampak lingkungan, korosi, scale dan tentunya kerusakan fasilitas produksi dari air formasi yang belum dilakukan *treatment* pada proses industri minyak menjadi perhatian utama, maka proses *water treatment* menjadi lebih menantang (Bora, 2014)

2.4 Water Cleaning Plant

WCP merupakan bagian penting dari EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Pada dasarnya, tugas WCP adalah untuk menjernihkan air yang dihasilkan oleh GS sebelum diinjeksikan kembali. Air yang mengalir ke WCP dibersihkan dengan proses filtrasi dengan unit filter. alat ini dirancang agar air yang tumpah kemungkinan mencapai transparansi yang diharapkan. Kekeruhan air yang diinjeksikan ke dalam press-in atau sumur pembuangan tidak boleh melebihi 10 NTU (biasanya dalam satuan kekeruhan). Instalasi pemurnian air (WCP) dilengkapi dengan berbagai alat proses untuk melakukan proses pengolahan dan pemurnian air.

Implementasi *water cleaning plant* adalah kegiatan yang dirancang untuk menetralkan tekanan reservoir. Skema pemurnian air dimulai dengan pemisahan air yang dihasilkan minyak. Dalam kegiatan ini, air diolah di stasiun pengumpul menggunakan separator dan bahan kimia untuk mempercepat air menjadi air yang diinginkan. Setelah aktivitas, injeksikan air ke dalam reservoir untuk menjaga tekanan di reservoir.

Pada proses injeksi di stasiun pengumpul air, air diinjeksikan ke beberapa

sumur injeksi yang didistribusikan di dalam struktur menggunakan pompa injeksi tipe HPS (*Horizontal Pump System*). Pompa injeksi ini bekerja setiap hari tanpa istirahat. Periksa pompa setiap jam, setiap hari untuk mencegah pompa turun tekanan. Tekanan yang diinjeksikan oleh pompa injeksi ini adalah tekanan yang sangat tinggi di kisaran 650 psi. Tekanan ini tidak sama dengan tekanan yang dialami pada sumur injeksi. Setelah mengkonfirmasi inlet, tekanan yang diterima oleh inlet bervariasi tergantung pada jarak dari inlet (Yazid et al., 2018).

2.5 Penggunaan Zat Kimia

Rintangan pembentukan emulsi air dalam minyak memiliki dampak yang signifikan pada produksi minyak. Bahan kimia sering ditambahkan dengan memasukkan surfaktan yang dikenal sebagai demulsifier dan melarutkan air ke dalam emulsi minyak. (Zhou et al., 2012).

a. Demulsifier

Demulsifier adalah senyawa yang dapat digunakan untuk memecah emulsi. Fitur ini diharapkan dapat membersihkan penyumbatan emulsi dan tidak menghalangi aliran formasi ke dalam sumur. Demulsifier ini dapat dilarutkan dalam air atau minyak. (Apriansyah, B., Hidayat, M., & Habib, 2015) Demulsifier adalah senyawa aktif permukaan yang bermigrasi ke antarmuka air-minyak dan memecah atau melemahkan film yang kaku, meningkatkan koalesensi tetesan air. Demulsifier dapat mengubah keterbasahan untuk meningkatkan koalesensi. Demulsifier umum termasuk rantai polimer etilen oksida dan alkohol propilen oksida, alkohol teretoksilasi, fenol teretoksilasi, amina teretoksilasi, resin asam teretoksilasi, surfaktan, diepoksida, nonilfenol teretoksilasi, alkohol polihidrat dan mengandung banyak surfaktan. (Wylde et al., 2010)

Tabel 2.4 Pembuatan Serta Evolusi dari Penggunaan Bahan Kimia pada Demulsifier

Tahun 1920-1930	<i>Demulsifier</i> Sabun, garam asam naftenat dan alkil aril sulfonat, minyak jarak Silang
--------------------	---

1930-1940	Minyak <i>sulphonate</i> , turunan dari minyak jarak yang teroksidasi asam sulfo dan ester asam Sulfosuksinat
1940-1950	Asam lemak, alkohol berlemak, Alkilfenol
1950-1960	Kopolimer etilena oksida/propilena oksida, resin formaldehid sikloksiklik siklikat alkoksilat
1960-1970	Amine alkoksilat
1970-1980	Resin formaldehida sikloksiklik siklikat alkoksilat
1980-1990	Poliesteramin dan campuran

Sumber: (Mat & Al, 2006)

Saat ini, mekanisme destabilisasi tidak sepenuhnya dipahami dan memilih demulsifier yang paling efisien adalah tugas yang panjang dan sulit. Selain itu, kondisi produksi sumur hidup (suhu, salinitas, pH, surfaktan, tekanan sumur, dll.) (Graham & Stockwell, 1981)

Demulsifier dapat mengurangi muatan anionik pada permukaan tetesan minyak, mengurangi elastisitas membran, dan mengurangi laju pengurangan tegangan antarmuka, sehingga mempercepat pemisahan fase. (Nguyen & Sadeghi, 2011)

Terdapat dua jenis formulasi *demulsifier* yang digunakan, yaitu:

1. *Demulsifier* Konvensional

Formulasi demulsifier dibuat dari surfaktan kationik, anionik, atau nonionik dengan nilai keseimbangan hidrofilik-lipofilik (HLB) yang berbeda dan berat molekul yang berbeda. (Wylde et al., 2010) Keseimbangan hidrofilik-lipofilik (HLB) adalah properti surfaktan yang digunakan sebagai ukuran afinitas relatif surfaktan untuk fase air dan minyak. HLB mengukur kepentingan relatif gugus hidrofilik dan lipofilik dalam molekul surfaktan. Hidrofilik didefinisikan sebagai bahan yang hanya dibasahi oleh air, dan bahan yang dibasahi terutama oleh parafin didefinisikan sebagai lipofilik. (Fakultät et al., 2009) Demulsifier konvensional umumnya diformulasikan menggunakan pelarut seperti alkohol rantai pendek, aromatik, atau aromatik berat dan dapat mengandung campuran beberapa bahan aktif. (Álvarez et al., 2011)

2. Demulsifier “Green”

Demulsifier yang biasa digunakan dalam industri perminyakan seringkali mengandung bahan kimia yang dianggap berbahaya bagi lingkungan. Karena standar dan keamanan untuk menggunakan bahan kimia di ladang minyak menjadi lebih ketat, dorongan utama adalah mengembangkan formulasi yang lebih ramah lingkungan untuk membuat penggunaan bahan kimia yang ada di ladang minyak secara efisien. Sistem pemeringkatan mempertimbangkan tiga kategori risiko: lingkungan, kesehatan dan fisik. (Zhou et al., 2012) Setiap kategori dibagi menjadi beberapa kriteria bahwa bahaya lingkungan termasuk toksisitas akut/kronis, bioakumulasi, biodegradasi, polutan terpilih, dan senyawa organik volatil (VOC) meningkat. Bahaya kesehatan meliputi toksisitas akut, genotoksitas, genotoksitas, reproduktif, perkembangan, dan iritasi/toksitas korosif pada mamalia. Bahaya fisik mempertimbangkan sifat fisik bahan kimia seperti mudah terbakar, oksidasi, dan korosi.

(Dalmazzone et al., 2001) mengatakan bahwa demulsifier silikon telah muncul sebagai salah satu 'kandidat yang baik' untuk mengembangkan formulasi 'ramah lingkungan' dalam produksi minyak bumi. Formulasi sedang dalam pengembangan. Studi telah menunjukkan bahwa mengukur sifat antarmuka penting untuk memahami mekanisme stabilisasi dan destabilisasi emulsi air dalam minyak. Definisi formulasi yang lebih baik dapat dicapai dengan pengukuran antarmuka yang ditargetkan. Pengukuran antarmuka yang ditargetkan sekarang memungkinkan definisi formulasi yang lebih baik.

- a. Pengukuran tegangan antarmuka dinamis menggunakan metode volume drop untuk menentukan kinetika adsorpsi dan membandingkan perilaku surfaktan yang berbeda pada antarmuka minyak atau air.
- b. Pengukuran reologi antar muka menggunakan teknik lain (*Langmuir balance or Drop Volume Method*) untuk menentukan sifat viskoelastik dari film antar muka.

(Yang et al., 2009) dalam penelitiannya membuktikan kemampuan demulsifying minyak mentah menggunakan demulsifier baru berbasis mikroemulsi (ME) dengan formulasi yang lebih ramah lingkungan. Diuji dalam

ruang mentah, produk berbasis ME ini telah terbukti lebih efektif daripada demulsifier non-ME komersial. Data komparatif menunjukkan bahwa inisiasi dan proses destabilisasi emulsi lengkap dari deemulsifier berbasis mikroemulsi lebih cepat daripada deemulsifier non-mikroemulsi serupa. Hasil demulsifikasi yang sangat baik diperoleh dengan minyak mentah yang mengandung bitumen dan parafin. Pengemulsi berbasis mikroemulsi memulai dan menyelesaikan destabilisasi emulsi lebih cepat daripada pengemulsi non-ME serupa. Setelah demulsifier yang cocok telah diidentifikasi, dapat ditambahkan ke mikroemulsi untuk meningkatkan kinerjanya. (Sulaiman et al., 2015) Menurut penelitiannya, campuran demulsifier menggunakan bahan organik, termasuk biji jarak, pati singkong, lilin, bahan kapur barus, dan sabun cair yang tersedia secara lokal dapat diresepkan. Menurut (Emuchay et al, 2013) dalam penelitiannya, Menggunakan formulasi bahan lokal seperti minyak kelapa, lemon, lilin parafin, pati singkong, campuran sabun cair yang tersedia secara lokal dan kalsium hidroksida, dan lebih dari demulsifier tradisional Anda juga dapat membuat demulsifier yang efektif dengan menambahkan massa dan volume yang berbeda untuk setiap bahan.

Pada lapangan Yusmiarti demulsifier yang di injeksikan adalah etoksilat. Etoksilat adalah surfaktan non ionic yang digunakan sebagai sebagai bahan pembasah dan pembersih di industri kosmetik, pertanian, tekstil, kertas, minyak dan berbagai industri proses lainnya serta sebagai bahan pengemulsi dan pelarutan dalam industri kosmetik dan tekstil.

Etoksilasi adalah reaksi polimerisasi di mana molekul etilen oksida secara terus menerus dimasukkan ke dalam substrat hidrofobik dengan penambahan katalis basa. Molekul hidrofobik mengandung atom hidrogen aktif seperti alkohol lemak, alkilamin atau alkilamida, merkaptan atau alkilfenol. Proses etoksilasi ini menggunakan reaktor kontinyu eksotermik dengan suhu operasi 120-180 °C dan tekanan 2-5 atmosfer. (Hoffman, 1967).

Adapun keunggulan dari etoksilat, yaitu kemampuannya untuk daya pembusa yang sangat baik meskipun dengan konsentrasi yang rendah dengan sifat detergensi yang sangat baik (Santi, 2019)

b. Bactericide

Bakterisida adalah bahan kimia yang membantu mengontrol atau mengontrol

jumlah bakteri ke tingkat yang aman. Sanitizer adalah disinfektan dan disinfektan spektrum luas yang dapat digunakan sebagai pembersih disinfektan untuk berbagai keperluan. *Bactericide* direkomendasikan pada industri. *Bactericide* digunakan sebagai tujuan umum disinfektan, untuk masalah pada menara pendingin lapangan minyak. *Baktericide* digunakan sebagai antimikroba untuk sumur injeksi. Masalah utama dalam operasi minyak dan gas dihasilkan dari pembentukan biogenik hidrogen sulfida (H_2S) di reservoir. Adanya H_2S mengakibatkan peningkatan korosi, pembentukan besi sulfida, biaya operasi yang lebih tinggi, dan penurunan pendapatan dan merupakan bahaya lingkungan dan kesehatan yang serius. Dalam *secondary recovery*, yang melibatkan *waterflooding* dari minyak yang mengandung formasi, biofilm dapat menyumbat formasi bantalan minyak. Korosi parah juga bisa dihasilkan dari produksi asam yang terkait dengan pertumbuhan bakteri tertentu biofilm. Biofilm bakteri ini sering terdiri dari bakteri pereduksi sulfat, yang tumbuh secara anaerobik dalam air, seringkali dengan adanya minyak dan gas alam. Setelah biofilm terbentuk, sangat sulit untuk mendapatkan kembali kontrol biologis dari sistem. Jadi kontrol yang efektif dari bakteri, yang bertanggung jawab atas hal-hal yang tidak diinginkan ini efek adalah wajib. Beberapa biosida dan juga teknik nonbiosida untuk mengendalikan korosi bakteri tersedia. Prosedur dan teknik untuk mendeteksi bakteri telah dikembangkan. (Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, 2015)

Proses penyuntikan disinfektan ke dalam sistem pembuangan air adalah dengan menggunakan auger untuk menjaga kadar klorin bebas 0,5-2,0 ppm sebelum dan sesudah menggunakan disinfektan di deaerator, dan sebelum deaerator dapat digunakan secara berkelanjutan. Bakteri utama dalam air injeksi ladang minyak adalah bakteri pereduksi sulfat (SRB, anaerobik yang paling umum), bakteri besi (FB) dan pembusukan bakteri (TGB), mampu berkembang biak tak terduga dengan cepat dan peralatan ekstraksi minyak korosi. Produk utama dari korosi adalah besi sulfida dan besi hidroksida, yang pasang pipa dengan adhesi pada permukaan peralatan. (Engineering, 2011)

Dalam sistem lapangan minyak, deteksi bakteri hidup diperlukan untuk

mengevaluasi potensi korosi yang dipengaruhi mikroba, pembusukan biogenik dan untuk mengevaluasi efektivitas program pengobatan biosida. Kebetulan dosis biosida terlalu rendah atau terlalu tinggi, khususnya, ketika metode penentuan jumlah bakteri yang ada tidak mencukupi. Pertumbuhan dan aktivitas bakteri pereduksi sulfat yang tidak terkendali dalam sistem ladang minyak dapat menciptakan masalah keselamatan, lingkungan, dan operasional, seperti mikroba mempengaruhi korosi, produksi padatan, dan generasi hidrogen sulfida biogenik. Sebuah metode untuk penghitungan cepat bakteri hidup akan memungkinkan biosida cepat perawatan. Dengan cara ini, pengendalian bakteri dapat dimaksimalkan.

Untuk mengolah air secara efektif melawan kontaminasi bakteri, biosida yang bekerja cepat dibutuhkan. Ini mungkin bahkan lebih penting untuk perawatan on-the-fly, di mana biosida memiliki waktu kontak yang sangat singkat dengan air sebelum bahan kimia pengolah lainnya ditambahkan dan cairan dipompa ke bawah lubang. Untuk membunuh bakteri dengan cepat dan efektif, dalam beberapa kasus diyakini akan membantu untuk memasukkan penambah biosida untuk membantu perawatan biosida atau bekerja secara sinergis dengan biosida.

Meskipun surfaktan kuaterner dapat berguna bila digunakan bersama dengan biosida, beberapa surfaktan kuaterner mungkin memiliki ketidakcocokan mendasar dengan anionik peredam gesekan, yang juga berguna dalam operasi bawah tanah. Berbagai teknologi biosida telah berhasil digunakan dalam aplikasi waterflooding bertahun-tahun. Ini termasuk oksidator, seperti produk klorin dan bromin, dan biosida non-pengoksidasi, termasuk isothiazolones, quats, organobromines, dan glutaraldehyd. Biosida sering disalahgunakan dalam industri perminyakan. Banyak salah aplikasi terjadi karena karakteristik biosida tidak dipertimbangkan sebelum digunakan. Beberapa pedoman pemilihan biosida diuraikan dalam tinjauan literatur. Deteksi dini masalah mikrobiologi sangat penting, dan tindakan reparatif harus diambil sesegera mungkin.

Pengukuran ini harus mencakup perubahan dalam metode operasi untuk mencegah: degradasi lingkungan operasi. Ini mungkin termasuk penolakan terhadap air yang tidak diolah untuk membersihkan endapan di kapal dan saluran.

Secara umum, biosida adalah diperlukan untuk mengontrol aktivitas bakteri dalam suatu sistem. Namun, biosida saja biasanya tidak akan memecahkan masalah mikrobiologis. Lima persyaratan untuk seleksi bakterisida :

- a. kemampuan dan jangkauan membunuh bakteri yang luas
- b. properti non-korosif, kemampuan penghambatan yang baik, dan kenyamanan untuk transportasi dan aplikasi
- c. sifat tidak beracun atau toksisitas rendah yang tidak menyebabkan kerusakan pada manusia dan bersifat dalam peraturan pengendalian lingkungan
- d. miscibility yang baik, tanpa kerusakan atau gangguan pada cairan pengeboran atau bahan kimianya agen
- e. efek membunuh bakteri yang tidak terpengaruh oleh adaptasi lingkungan dari bakteri.

Beberapa biosida yang diusulkan untuk pengendalian bakteri dirangkum :

Tabel 2.5 Biocide Compounds

Biocide
Glutaraldehyde
Pentanedial
4,4-Dimethyl-2-oxazolidinone, glycoluril
Anthraquinones
Phenoxyethanol
Tetrakis-(hydroxymethyl)-phosphonium salts
o-Phenylphenol
p-Chloro-m-cresol

Sumber : (Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, 2015)

Dalam penelitian ini saya memilih bactericide, yaitu :

- a. Zat organic bukan zat oksidan
- b. Efektif melawan bakteri *anaerob* dan *aerob* seperti SRB (*sulphate reducer bacteria*)
- c. Dapat menembus sedimen dan masuk jamur sessile
- d. umumnya kompatibel dengan obat lain, sehingga dapat digunakan dalam kombinasi dengan obat lain.
- e. Toksisitas rendah dan mudah digunakan

2.6 Perhitungan Ekonomi Injeksi Chemical

Perhitungan ekonomi harus dilakukan untuk menentukan apakah layak diterapkan sesuai dengan pandangan ekonomi yang menghasilkan keuntungan atau kerugian bagi perusahaan. Hal ini sangat penting mengingat tingginya biaya injeksi bahan kimia. Perekonomian dalam penelitian ini menggunakan perhitungan dengan menggunakan metode Indonesian *Product Sharing Contract* (PSC). Parameter yang dijadikan acuan keberhasilan dalam penelitian ini adalah:

- a. *Net Present Value* (NPV) harus bernilai positif
- b. *Internal Rate of Return* (IRR) harus lebih besar dari MARR
- c. *Pay Out Time* (POT) harus kurang dari umur proyek.

Production Sharing Contract (PSC)

Production Sharing Contract adalah sistem pengelolaan sumber daya minyak dan gas bumi berdasarkan bagi hasil antara pemilik sumber daya minyak dan gas (pemerintah) dan investor. (Ariyon & Dewi, 2018) Ciri dari sistem PSC adalah bahwa perusahaan minyak dan gas yang ditunjuk oleh pemerintah sebagai kontraktor untuk bidang pekerjaan tertentu menanggung semua risiko dan biaya eksplorasi, pengembangan, dan produksi. Jika eksplorasi berhasil (jika ada penemuan migas komersial), kontraktor dapat memilih untung atau impas dalam produksi. Kontraktor menerima produksi setelah dikurangi kisaran biaya. Ini dikenal sebagai bagi hasil atau minyak keuntungan. Kontraktor kemudian wajib membayar pajak penghasilan dan pajak-pajak lainnya. Semua peralatan dan fasilitas milik negara. (Pramadika & Satiyawira, 2019)

Indikator ekonomi proyek sangat penting untuk melihat apakah proyek dinyatakan layak secara kuantitatif. (Jaluakbar & Putra, 2017) mengatakan bahwa terdapat 3 indikator yaitu :

- a. *Net Present Value* (NPV)

NPV dapat disebut sebagai jumlah laba bersih saat ini yang dinilai pada tingkat bunga tertentu. NPV positif menunjukkan bahwa injeksi tersebut layak karena memberikan manfaat. Namun, jika NPV negatif, injeksi tidak layak untuk dilakukan.

Net present value dapat dinyatakan dengan rumus berikut :

$$NPV = C_0 + \frac{c_1}{(1+i)^1} + \frac{c_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{c_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

C_0 = nilai uang saat waktu awal investasi (investasi 0 tahun)

C_n = jumlah uang pada waktu n (tahun)

i = tingkat bunga rata rata

n = waktu (tahun)

Jika NPV nilainya besar dari nol maka kemungkinan besar bisa untuk dijalankan. Jika NPV kecil dari nol kemungkinan tidak layak dijalankan karena tidak ekonomis. Bila NPV sama dengan nol maka berada pada pemilihan antara bisa dijalankan dan tidak layak dikerjakan.

b. *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return (IRR) ini didefinisikan sebagai tingkat bunga di mana harga semua arus kas masuk sama dengan arus kas keluar ketika semua arus kas didiskon untuk waktu tertentu. Dengan kata lain, IRR adalah tingkat bunga di mana $NPV = 0$.

IRR dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$IRR = \sum_{n=0}^j \frac{c_n}{(1+IRR)^n} = 0 \dots\dots\dots (2)$$

Dalam (Winamo, 2016) mengatakan bahwa metode peringkat proposal investasi ini menggunakan laba atas investasi. Pengembalian investasi dihitung dengan mencari tingkat diskonto yang menyamakan nilai sekarang dari arus kas masuk proyek yang diharapkan dengan nilai sekarang dari biaya proyek atau tingkat diskonto yang menyamakan NPV sama dengan nol.

c. POT

Pay out Time merupakan lamanya waktu yang dibutuhkan sampai investasi dikembalikan. *Pay Out Time* atau POT adalah parameter yang menunjukkan tahun dimana *Cummulative Cash Flow* sama dengan 0 (Pramadika & Satiyawira, 2019).

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Uraian Metode Yang Digunakan Dalam Penelitian

Metode penelitian yang digunakan adalah data lapangan atau penelitian ini menggunakan data dari lapangan minyak, prinsip-prinsip dari literatur tentang topik penelitian, berupa buku-buku penelitian, jurnal yang relevan, dan diskusi dengan pembimbing yang mengarah pada kesimpulan yang menjadi tujuan pada proses penelitian tugas akhir ini. Dalam persiapan untuk tugas akhir ini, metodologi penelitian dilakukan sebagai berikut :

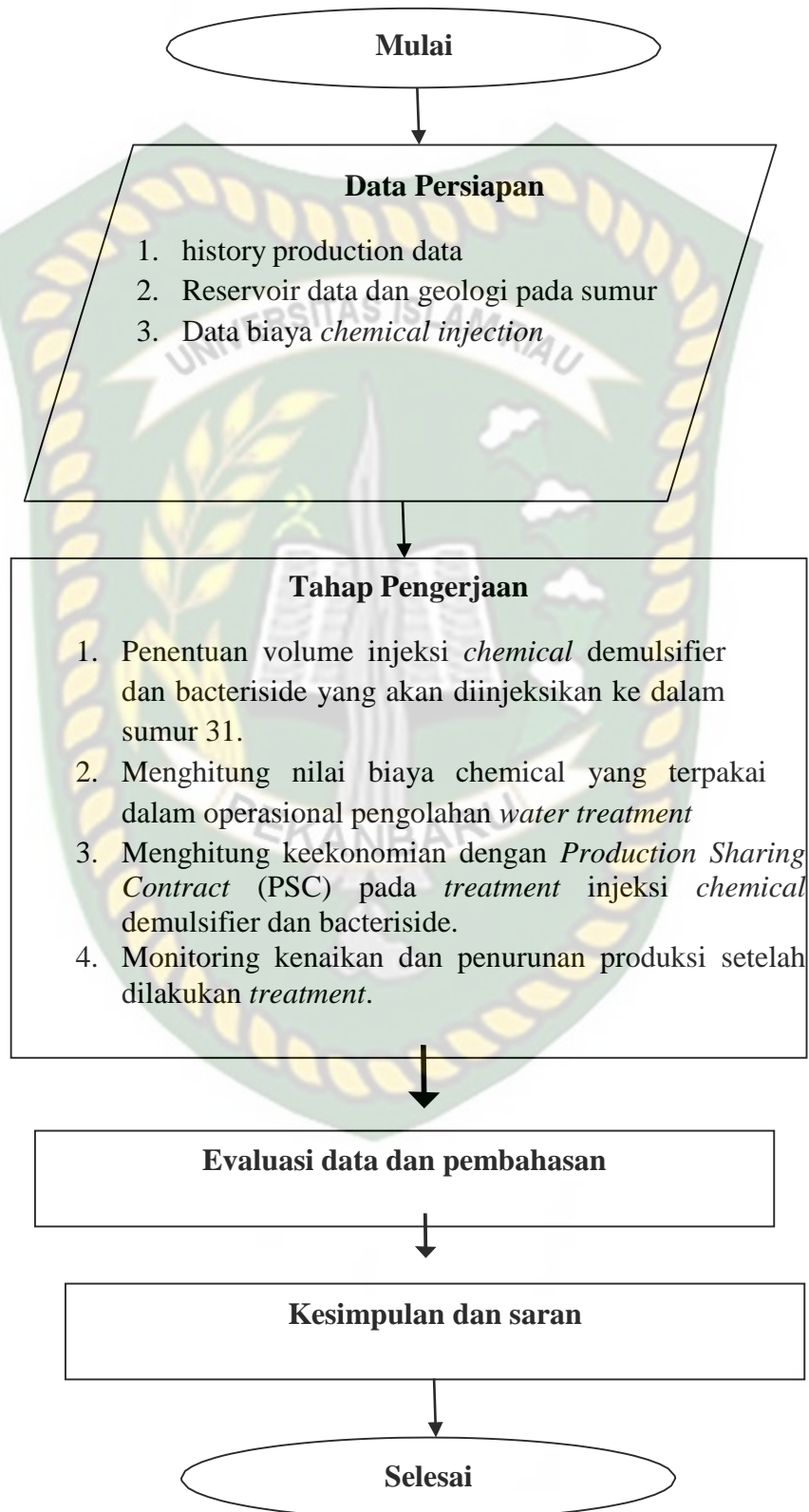
1. Pengumpulan data yang diperlukan untuk melakukan penelitian yaitu data biaya anggaran , data history production, dan data reservoir.
2. Membuat analisa komposisi air injeksi sebelum dan setelah dilakukannya injeksi demulsifier dan injeksi bactericide.
3. Menghitung biaya yang akan dikeluarkan untuk proses *treatment* menggunakan injeksi *demulsifier* dan injeksi *bactericide*.
4. Menghitung keekonomian dengan *Production Sharing Contract* (PSC) pada *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bactericide.
5. Monitoring kenaikan dan penurunan produksi setelah dilakukan *treatment*.
6. Melakukan pembahasan untuk kemudian diambil kesimpulan.

3.2 Tempat Penelitian

Tempat penelitian dilakukan di BOB CPP Blok PT. Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu.

3.3 Alur Penelitian

Tabel 3.1 Bagan Alir Penelitian



3.4 Jadwal penelitian

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

KEGIATAN	Minggu ke																				
	April				Mei				Juni				Juli				Agustus				
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
1	Studi literature																				
2	Pengumpulan referensi																				
3	Pembuatan laporan																				
4	Seminar proposal																				
5	Pengumpulan data																				
6	Sidang Skripsi																				

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

4.1 Pemilihan Sumur Injeksi

Sebelum injeksi *treatment chemical* demulsifier dan bactericide, sumur injeksi dipilih berdasarkan beberapa kriteria untuk memenuhi kebutuhan standar *waterflood*.

1. IOIP

Berdasarkan data yang telah diberikan diketahui bahwa struktur dari lapangan yusmiarti mempunyai cadangan sebesar 240 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 30,04% atau sebanyak 79 MMSTB. Hingga 31 Desember 2017 status produksi kumulatif telah mencapai 54 MMSTB. Dengan rata rata kadar air di sumur produksi sudah mencapai 90%. Lapisan pada lapangan yusmiarti mempunyai cadangan sebesar 62,5 MMSTB dengan cadangan yang bisa diambil adalah sebanyak 32,3% atau sebanyak 19,5 MMSTB. Status produksi kumulatif hingga 31 Desember 2017 adalah sebanyak 14 MMSTB dengan sisa cadangan sebesar 5,5 MMSTB. Dimana *recovery factor* yang digunakan berdasarkan mekanisme pendorong *water drive* sehingga hal ini dapat menyebabkan penurunan tekanan yang sangat cepat.

Tabel 4.1 Data Reservoir dan Geologi

Jenis Batuan	Sandstone
Porositas (%)	19
Permeabilitas (mD)	236
Sor	0,299
Sw	0,44
Depth (ft)	1856
Ketebalan Reservoir (ft)	49,25
Reservoir Pressure (Psi)	770
Pressure Initial	2100
Viskositas Oil (cp) 60 °c	10,35
API Gravity (°API) 60°F	24
Densitas (gr/cc) 60°F	0,9123
Ph	8,2
Watercut (%)	95
Temperature (oF)	226
Drive Mechanism	Water Drive

Sumber : Data BOB, 2015

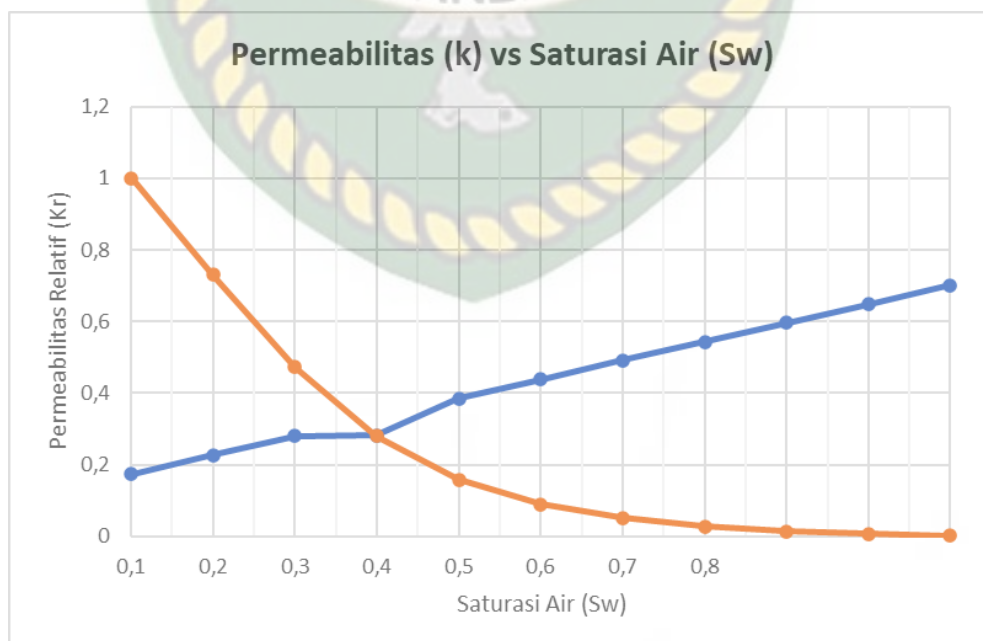
2. Karakteristik reservoir

Batuan reservoir pada lapisan di lapangan Yusmiarti diketahui adalah batuan *sandstone* dan dari hasil analisis SCAL lapisan pada lapangan yusmiarti memiliki sifat kebasahan yaitu *oil wet*. Hal ini menjadi pertimbangan menarik untuk dilakukan injeksi *treatment chemical* demulsifier dan bactericide pada sumur 31 di lapangan yusmiarti, karena masih banyak minyak yang belum dapat diproduksi.

Tabel 4.2 Data Sw, K_{rw}, K_{ro}

sw	K _{rw} md	K _{ro} md
0,174	0	1
0,227	0,036	0,731
0,28	0,058	0,473
0,332	0,073	0,28
0,385	0,083	0,158
0,438	0,093	0,09
0,491	0,099	0,052
0,543	0,108	0,028
0,596	0,117	0,013
0,649	0,129	0,006
0,701	0,14	0,001

Sumber : BOB, 2015



Gambar 4.1 Kurva permeabilitas Relatif dan Saturasi

Nilai S_w ditunjukkan oleh perpotongan antara nilai saturasi dan permeabilitas relative berada pada nilai 0,4. Berdasarkan hal tersebut maka diketahui bahwa lapisan yusmiarti memiliki sifat kebasahan yaitu *oil wet*, hal ini terdapat dalam buku *Fundamental of Applied Reservoir* Richard Weaton tahun 2016, disebutkan bahwa $S_w < 0,5$ maka memiliki sifat kebasahan *oil wet* dan sebaliknya jika $S_w > 0,5$ maka sifat kebasahan yang dimiliki adalah *water wet*.

4.2 Perkiraan volume injeksi chemical demulsifier dan bacteriside

Selama injeksi *treatment chemical* di sumur 31, jumlah demulsifier dan bacteriside yang diinjeksikan ke dalam sumur adalah 130.911 bbl. Hasil tersebut diperoleh dari perhitungan dengan menggunakan reservoir karakteristik sebagai berikut :

Tabel 4.3 Data Reservoir

Data Reservoir	
Parameter	Nilai
ϕ (%)	19
h (m)	15
r (ft)	5
Q (bbl/d)	800

Sumber : BOB data, 2015

Dari data tersebut, jumlah bahan kimia demulsifier dan bacteriside yang diinjeksikan ke dalam sumur 31 dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 Vf &= 0.56\phi hr^2 \\
 &= 0.56 \times 0.19 \times (15 \text{ m} \times 3.281 \text{ ft/m}) \times (5,0 \text{ ft})^2 \\
 &= 130.911 \text{ bbl} \\
 &= 100 \text{ drum}
 \end{aligned}$$

4.3 Biaya Yang Dikeluarkan Untuk Proses Injeksi Demulsifier Dan Bactericide

Dalam proses injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside yang dilakukan pada sumur 31 lapangan Yusmiarti adapun biaya total *treatment* yang dilakukan sebesar 167.489,00 USD atau setara dengan 1.642,05 bbl. Biaya *treatment* ini didapatkan dari jumlah total *cost rig cost & pumping cost, shut in*, injeksi

chemical, dan *overhead cost*. Kenaikan produksi rata rata per hari setelah dilakukan *treatment* injeksi *chemical* yaitu sebesar 18%.

Tabel 4.4 Biaya *Treatment* Injeksi *Chemical*

DESCRIPTION	COST, USD	UNIT	TOTAL COST, USD	SETARA CRUDE OIL, BBL
Rig Cost & Pumping Cost	23.401,00	1	23.401,00	229,42
Shut In	102,00	11	33.660,00	330,00
Injeksi Chemical	109.428,00	1	109.428,00	1.072,82
Overhead Cost	1.000,00	1	1.000,00	9,80
Biaya treatment total			167.489,00	1.642,05
Nilai Produksi (Current)	102,00	365	30	1.116.900,00
Nilai BEP			1.284.389,00	12.592,05
Kriteria Produksi Sukses			1.317.886,80	12.920,46
Total Produksi Crude Oil per hari				35,40
Kenaikan produksi rata-rata per hari				18,0%

4.4 Kajian Keekonomian

Perhitungan ekonomi harus dilakukan untuk memastikan apakah injeksi *treatment* yang akan kita terapkan secara pada pandangan ekonomi dapat menghasilkan keuntungan atau kerugian bagi perusahaan.

Tabel 4.5 Data Keekonomian

OIL PRICE	102
Gov tax	0,44
OC	0,040025843
MARR	0,1
Cont	0,35
Gov	0,65
FTP	0,1
FTP CONT	0,27
FTP GOV	0,73
DMO	0,25
DMO Fee	0,25

Tabel 4.6 Biaya Injeksi Chemical demulsifier dan bacteriside

Rig Cost & Pumping Cost	23401
Shut in	21175
Injeksi Chemical	109428
Overhead Cost	1000
Non capital	155004

Sumber : BOB data, 2019

Berdasarkan data yang terdapat pada tabel 4.3 Dan 4.4 Kemudian dilakukan perhitungan dengan metode PSC (Lampiran II), maka didapat hasil parameter parameter keberhasilan sebagai berikut :

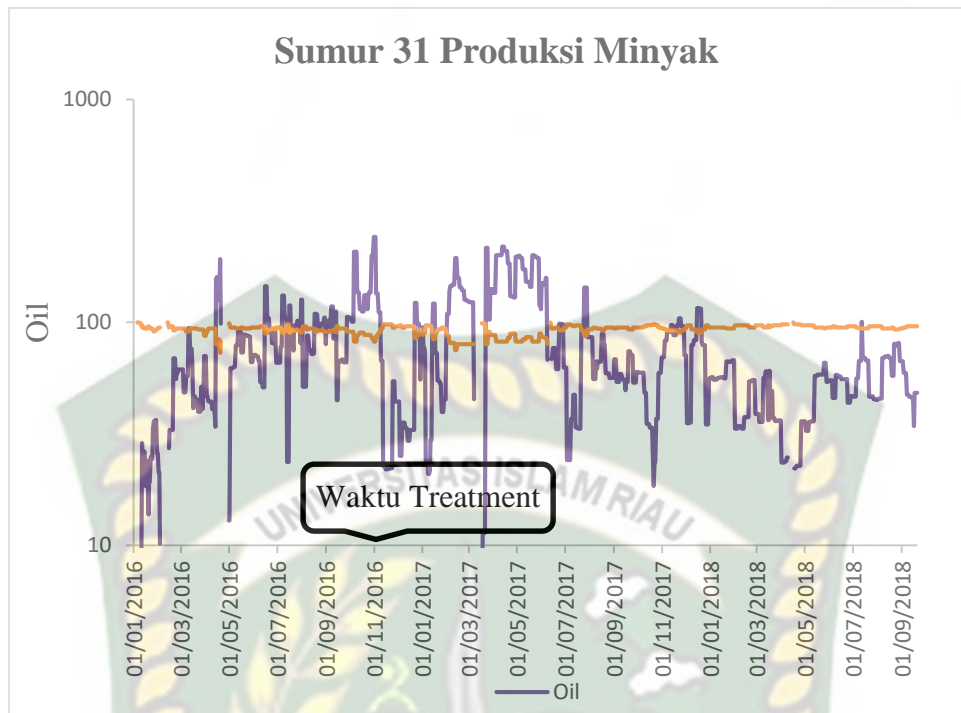
Tabel 4.7 Hasil Keekonomian Injeksi Chemical demulsifier dan bacteriside

Parameter	Nilai
NPV @ 10%	315.613,05
IRR (%)	256,52
POT	3,6

Dari hasil perhitungan didapatkan nilai NPV pada MARR 10% bernilai positif yaitu 315.613,05 USD, nilai IRR > MARR dimana 256,52% > 10%, kemudian waktu kembalinya modal lebih cepat dibandingkan lamanya injeksi *chemical treatment*, dari dua belas bulan monitoring, waktu kembali modal terjadi pada antara bulan 3-4. Artinya injeksi *treatment chemical* demulsifier dan bacteriside ini berdasarkan kajian keekonomian dianggap layak untuk dilakukan.

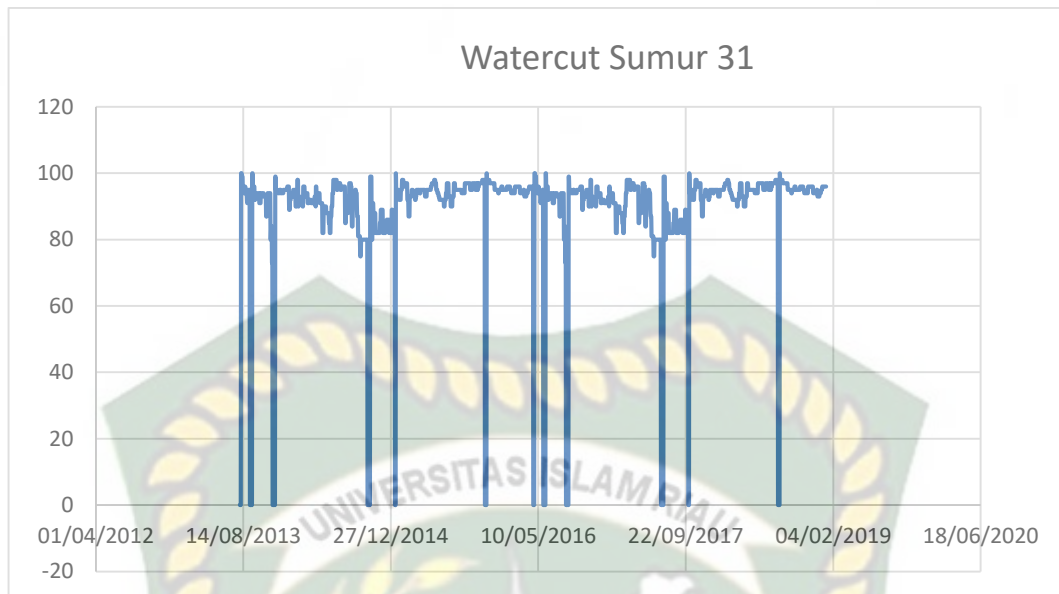
4.5 Monitoring Kenaikan Dan Penurunan Produksi Setelah Dilakukan Treatment

Treatment injeksi *chemical* yang dilaksanakan selama 10 hari yaitu dari tanggal 25 Desember 2017 hingga 03 Januari 2018. Terakhir produksi pada sumur 31 sebelum dilakukan *treatment* kimia demulsifier dan bacteriside adalah sebesar 5,03 BOPD dengan *watercut* sebesar 95%



Gambar 4.2 Monitoring Oil Pada Sumur 31

Setelah proses *treatment* dilakukan maka hasil produksi pada sumur 31 dimonitoring untuk melihat apakah proses *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside sumur berhasil atau tidak. Pada sumur 31 dilakukan monitoring selama dua belas bulan atau satu tahun sesudah *treatment* injeksi *chemical* untuk melihat apakah ada perubahan dari segi produksi minyak dan *watercut*. Produksi minyak terakhir sebelum dilakukan stimulasi pada sumur 31 adalah sebesar 5 bbl/d dengan rata rata produksi minyak sebulan terakhir sebesar 30,6 bbl/d, setelah dilakukan *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside maka terjadi kenaikan produksi sebanyak 75 bbl/d atau naik menjadi 250% dari rata rata jumlah produksi sebulan terakhir sebelum dilakukan stimulasi. Dimana nilai produksi minyak terendah yang tercapai oleh sumur 31 setelah *treatment* adalah sebesar 5 bbl/d dan nilai produksi minyak tertinggi sebesar 242 bbl/d.



Gambar 4.3 Monitoring *Watercut* Pada Sumur 31

Kemudian untuk monitoring *watercut* pada sumur 31 juga dilakukan selama dua belas bulan atau selama satu tahun. Dari hasil monitoring dilihat bahwa *watercut* rata rata sebelum dilakukan proses *treatment* injeksi *chemical* adalah sebesar 95%, setelah dilakukan proses *treatment* injeksi *chemical* kadar air berkurang 3% sehingga rata rata *watercut* setelah dilakukan *treatment* injeksi *chemical* menjadi 92%. Dengan nilai *watercut* terendah yang diperoleh setelah dilakukannya *treatment* adalah sebesar 73%. *Chemical* demulsifier dan bacteriside setelah diinjeksikan membuat air injeksi lebih viskos, viskositasnya berubah sehingga memudahkan untuk meloloskan minyak kepermukaan. Maka kesimpulan dari hasil monitoring sumur 31 selama satu tahun terhadap kenaikan produksi kemudian penurunan *watercut* sebelum dan sesudah *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside dianggap berhasil.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Jumlah volume demulsifier dan bacteriside yang harus diinjeksikan ke sumur 31 adalah sebanyak 130,911 bbl atau senilai 100 drum.
2. Biaya total *treatment* yang dilakukan sebesar 167.489,00 USD atau setara dengan 1.642,05 bbl.
3. Dari hasil perhitungan keekonomian menggunakan PSC untuk *treatment* injeksi demulsifier dan bacteriside diperoleh nilai NPV pada MARR 10% positif adalah 315.613,05 USD, nilai IRR lebih besar dari MARR dimana 256,52% lebih besar dari 10%, kemudian waktu kembalinya modal lebih cepat dibandingkan lamanya injeksi *chemical treatment*, dari 12 bulan monitoring, waktu kembali modal terjadi pada antara bulan 3-4. Artinya *treatment chemical* demulsifier dan bacteriside ini berdasarkan keekonomian dianggap layak untuk dilakukan.
4. Dari hasil monitoring *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside menunjukkan bahwa terjadi kenaikan produksi 5 bbl/d meningkat menjadi 75 bbl/d, penurunan *watercut* sebesar 3% dari 95% ke 92%.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan diatas penulis menyarankan buat pembaca atau peneliti selanjutnya melakukan analisis berapa lama pengaruh hasil *treatment* injeksi *chemical* demulsifier dan bacteriside yang telah dilakukan *treatment*.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, N. M., & Said, L. (2015). Analisa Air Formasi Dalam Menentukan Kecendrungan Pembentukan Scale Pada Sumur X , Y dan Z. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 317–325.
- Álvarez, D., Delles, R. M., Xiong, Y. L., Castillo, M., Payne, F. A., & Laencina, J. (2011). LWT - Food Science and Technology Influence of canola-olive oils, rice bran and walnut on functionality and emulsion stability of frankfurters. *LWT - Food Science and Technology*, 44(6), 1435–1442.
- Apriansyah, B., Hidayat, M., & Habib. (2015). *Jurnal Teknologi Minyak dan Gas Bumi (JTMGB)*. 11(1).
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi perbandingan keekonomian pengembangan lapangan minyak marjinal menggunakan production sharing contract dan gross split. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Bora. (2014). *Applications of Nanotechnology in Wastewater*. 14(1), 613–626.
- Dalmazzone, C., Noik, C., & Français, I. (2001). *SPE 65041 Development of New " green " Demulsifiers for Oil Production*. 1–9.
- Emuchay et al. (2013). *SPE 167528 Breaking of Emulsions Using Locally Formulated Demusifiers*.
- Engineering, C. (2011). *% bactericide 8 sed in 2 il-field , injection : ater. 2009*.
- Fakultät, V. Der, Javier, C., & Henríquez, M. (2009). *W / O Emulsions : Formulation , Characterization and Destabilization*.
- Graham, D. E., & Stockwell, A. (1981). *Selection of demulsifiers for produced crude oil emulsions. Society of Petroleum Engineers - European Offshore Technology Conference and Exhibition*, 453–458.
- Hasianny, S., Noor, E., & Yani, M. (2015). *Penerapan Produksi Bersih Untuk Penanganan Air Terproduksi Di Industri Minyak Dan Gas The Implementation Cleaner Production to Manage ProducedWater in thePetroleum Industry*. 5(1), 25–32.
- Hoffman, B. L. et al. (1967). 4-Etoksi-3-Metoksifenol Dan Metil-3,4-Dihidroksibenzoat, Dua Senyawa Turunan Fenolik Dari Ekstrak Etil Asetat Kulit Umbi Gadung (*Dioscorea Hispida* Dennst) Dan Aktivitas Antioksidan Ekstrak Etil Asetat. *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 5–24.
- Iqbal, A., Sugiatmo, I., & Pratiwi, P. R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir Dengan Injeksi Air Pada Pattren 8 LAPANGAN “ TQL .” *In Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 13–18.

- Ivory, D. (2015). *Prospek Pemanfaatan Air Terproduksi Prospek Pemanfaatan Air Terproduksi. December.*
- Jaluakbar, W., & Putra, I. S. (2017). Accelerated depreciation increase the economical of PSC contractors project in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua.*
- Kation, R. P. (2014). *Efektivitas Resin Penukar Kation Untuk Menurunkan Kadar Total Dissolved Solid (Tds) Dalam Limbah Air Terproduksi Industri Migas Teknik Metalurgi , Universitas Sultan Ageng Tirtayasa * Email : tri.partuti@ft-untirta.ac.id. 5(1), 1–7.*
- Kemenkes RI. (1990). Syarat Pengawasan Kualitas Air Terproduksi. *Kemenkes RI. 416.*
- Kementrian Lingkungan. (2010). Baku Mutu Air Limbah Untuk Usaha dan Kegiatan Migas Serta Panas Bumi. 1–12.
- Liestyana, R., Said, L., & Pratiwi, R. (2018). Analisa Air Formasi Terhadap Kecendrungan Pembentukan Scale Calcium Carbonate (CaCO₃) dan Calcium Sulfate (CaSO₄). *Seminar Nasional Cendekiawan, 725–734.*
- Lubis, I., Arief, A., & Prabu, U. (2014). Perencanaan Injeksi Waterflooding Dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse Pada Sumur Injeksi I Di Lapisan W3 Struktur Niru Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya, 2(4), 103357.*
- Musnal, A., & Melisa, R. (2016). Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu. *Journal of Earth Energy Engineering, 5(1), 42–51.*
- Nguyen, D. T., & Sadeghi, N. (2011). Selection of the right demulsifier for chemical enhanced oil recovery. *Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 1(April), 170–181.*
- Permen LH no 3. (2010). Parameter dan Kadar Maksimum Dalam Air Terproduksi. 1–7.
- Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. (2015). Bacteria control. In *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids.*
- Plummer, F. B., Jr, E. E. M., Power, H. H., Sawin, H. J., & Tapp, P. (1944). *Effect of Certain Micro-organisms on the Injection of Water into Sand. 1678(1678).*
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2019). Pengaruh Harga Gas Dan Komponen Variabel Terhadap Keuntungan Kontraktor Pada Gross Split. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan, 7(3), 113–117.*

- Rezatama, A. (2018). *Analisis Pengolahan Air Terproduksi Di Water Treating Plant Perusahaan Eksploitasi Minyak Bumi (Studi Kasus : Pt Xyz). February.*
- Santi, E. L. (2019). Sintesis Surfaktan Anionik Berbasis Lauril Propoksilat Melalui Reaksi Karboksilasi. *ペインクリニック学会治療指針 2, 2, 1–13.*
- 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.*
- Smith, J. P. (1985). *Commissioning and Operational Treating Facility. 2.*
- Sumantri, Y., Pamungkas, J., & Satrio, C. (2015). Studi Injeksi Kimia Melalui Simulasi Reservoir : *JIKTekMin, 1, 6–20.*
- Sun, M., Mogensen, K., Bennetzen, M., & Firoozabadi, A. (2016). Demulsifier in injected water for improved recovery of crudes that form water/oil emulsions. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 19(4), 664–672.*
- Temizel, C., Energy, A., Nabizadeh, M., Kadkhodaei, N., Ranjith, R., Suhag, A., Balaji, K., & Dhannoon, D. (2017). Data-driven optimization of injection/production in waterflood operations. *Society of Petroleum Engineers - SPE Intelligent Oil and Gas Symposium 2017.*
- Tiana, A. N. (2015). *Air Terproduksi : Karakteristik dan Dampaknya Terhadap Lingkungan. 10.*
- Veri, I. N. (2012). Evaluasi Kinerja Injeksi Air Menggunakan Analisa Fall-Off Test Dan Analisa Kualitas Air Menggunakan Metode Stiff-Davis Di Lapangan Selta. *Journal of Earth Energy Engineering, 1(1), 80–91.*
- Wylde, J. J., Coscio, S., Barbu, V., & Services, C. O. (2010). *A Case History of Heavy-Oil Separation in Northern Alberta: A Singular Challenge of Demulsifier Optimization and Application. July 2008, 20–23.*
- Yang, Y., Dismuke, K. I., Penny, G. S., Chemical, C., Company, F., Paktinat, J., & Services, U. W. (2009). *SPE 121762 Lab and Field Study of New Microemulsion-Based Crude Oil Demulsifier for Well Completions.*
- Yazid, E., Yusuf, M., & Herlina, W. (2018). *Evaluasi Kinerja Water Treatment Injection Plant Untuk Pressure Maintenance Pada Sumur X Struktur Y Di Pt Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field Evaluation of Water Treatment Injection Plant for Maintenance Pressure in Well X Structure Y in Pt Pertamina Ep As. 2(4), 15–23.*
- Zhai, X., Wen, T., & Matringe, S. (2016). Production optimization in waterfloods with a new approach of inter-well connectivity modeling. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and*

Exhibition 2016.

Zhou, H., Dismuke, K. I., Lett, N. L., Penny, G. S., Chemical, C., & Company, F. (2012). *SPE 151852 Development of More Environmentally Friendly Demulsifiers. February, 15–17.*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau