

**UPAYA PENINGKATAN PRODUKSI DENGAN STIMULASI
CHEMICAL BESERTA KAJIAN KEEKONOMIAN TERHADAP
KELAYAKAN PROJECT DI SUMUR MY8
PT. PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MAYA AGIDYA SAVITRI

153210922

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

2019

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa Tugas Akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika saya terbukti melakukan plagiat atau pemalsuan data-data maka saya bersedia dicabut ijazahnya.

Pekanbaru, 23 Maret 2019

Maya Agidya Savitri

NPM 153210922



KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah penulis ucapkan kepada Allah Subhanallahu wa ta'ala yang telah memberikan limpahan rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir. Shalawat dan salam penulis ucapkan kepada Nabi Muhammad Shallallahu'alaihi wa sallam, semoga kita mendapat syafa'at di akhirat kelak. Tugas Akhir ini disusun untuk melengkapi syarat dalam mencapai Gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah memberikan kontribusi semangat dan dorongan untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu Penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ibu Novrianti. ST., MT. selaku dosen pembimbing I dan Ibu Novia Rita. ST., MT. selaku dosen pembimbing II yang telah banyak memberikan masukan selama perkuliahan, serta perhatian dalam masalah penulisan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr.Eng.Muslim, MT selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Mas Alfian Mayando, selaku pembimbing Tugas Akhir di Lapangan yang telah membimbing dan memberikan waktu dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
4. Bapak/Ibu Dosen dan Staf pengajar di Teknik Perminyakan Fakultas Teknik, terimakasih atas ilmu yang telah diberikan.
5. Ayah, Ibu, Rizky, No dan keluarga atas segala kasih sayang, dukungan moril maupun materiil yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
6. Fuadilah M., Kos Petro, Keluarga Petro Musi dan teman-teman yang telah memberikan doa dan dukungan selama kuliah.

Pekanbaru, 23 Maret 2019

MAYA AGIDYA SAVITRI

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	Kesalahan! Bookmark tidak ditentukan.
SURAT PERNYATAAN KEABSAHAN DATA	Kesalahan! Bookmark tidak ditentukan.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	3
1.3 BATASAN MASALAH.....	3
1.4 METODELOGI PENELITIAN	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 STIMULASI CHEMICAL	5
2.2 SURFAKTAN.....	6
2.2.1 Karakteristik Surfaktan	8

2.2.2	Formulasi Surfaktan	10
2.3	RESERVOIR MODIFIER	11
2.3.1.	Prinsip Kerja Reservoir Modifier	12
2.3.1	Kelebihan Reservoir Modifier	14
2.2.3	Prinsip Kerja Reservoir Modifier	15
2.4	UJI LABORATORIUM UNTUK CHEMICAL	16
2.5	PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC)	17
2.6	PENELITIAN TERDAHULU	21
BAB III TINJAUAN LAPANGAN		24
3.1.	SEJARAH PT. PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU	24
3.2.	DAERAH PT. PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU	25
3.3.	PETROLEUM SYSTEM DI FIELD LIMAU	26
3.4.	SIFAT FISIK RESERVOIR	26
3.5.	REVIEW SUMUR MY8	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN		31
4.1.	PEMILIHAN KANDIDAT SUMUR	31
4.2.	PEMILIHAN FORMULASI CHEMICAL BERDASARKAN HASIL UJI LABORATORIUM	33
4.3.	PERENCANAAN JUMLAH FLUIDA INJEKSI DAN PROSES PELAKSANAAN INJEKSI	42
4.4.	KALKULASI EKONOMI PERENCANAAN INJEKSI CHEMICAL	42
4.5.	MONITORING PRODUKSI MINYAK DAN WATERCUT	45
BAB V KESIMPULAN		48
5.1.	KESIMPULAN	48
5.2.	SARAN	48

DAFTAR PUSTAKA
LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram alir penelitian	4
Gambar 2.1	Surfactant molecule (Perkins, 1998).....	8
Gambar 2.2	Anionic surfactant (Allen & Roberts, 1989).....	8
Gambar 2.3	Cationic surfactant (Allen & Roberts, 1989).....	9
Gambar 2.4	Noationic surfactant (Allen & Roberts, 1989).....	9
Gambar 2.5	Amphoteric surfactant (Allen & Roberts, 1989)	10
Gambar 2.6	Perbedaan reaksi oil bank reservoir terhadap water injeksi dan surfactant injeksi (1) (File Pertamina Field Limau, 2012)	11
Gambar 2.7	Perbedaan reaksi oil bank reservoir terhadap water injeksi dan surfactant injeksi (2) (File Pertamina Field Limau, 2012)	12
Gambar 2.8	Continous oil phase at early production in stage reservoir.(PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)	12
Gambar 2.9	Continous water phase at mature of waterflood reservoir (PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)	13
Gambar 2.10	Mobilizing immovable (PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)....	13
Gambar 2.11	Visco-blocking reroutes Reservoir Modifier to sweep oil after Reservoir Modifier injection	14
Gambar 2.12	Imbibition test (Pertamina File, 2018).....	16
Gambar 2.13	Mixing viscosity measurement (Pertamina File, 2018).....	17
Gambar 2.14	Alur perhitungan PSC Indonesia (Lubiantara, 2012)	18
Gambar 3.1	Produktivitas migas Field Limau Dari Tahun 1991- Januari 2014 (Pertamina Limau File, 2014).....	25
Gambar 3.2	Peta Wilayah Operasi Field Limau (Ricky Wicaksono , 2014).....	25
Gambar 3.3	Peta struktur sumur MY1 & MY8 (Pertamina Limau File, 2018)	26
Gambar 3.4	Kurva permeabilitas relatif dan saturasi (Pertamina File, 2014) ...	27
Gambar 3.5	Perfomance produksi sumur MY8.....	29
Gambar 4.1	Plot WOR vs WOR' pada sumur MY8	32
Gambar 4.2	Hasil uji kelakuan fasa pada beberapa jenis chemical.....	35

Gambar 4.3	Uji imbibisi spontan (Spontaneous Imbibition).....	37
Gambar 4.4	Grafik hasil uji imbibisi spontan terhadap oil recovery dan waktu soaking pada sumur MY1.....	37
Gambar 4.5	Grafik hasil uji viskositas campuran pada sumur MY1.....	40
Gambar 4.6	Monitoring Produksi Minyak pada Sumur MY8.....	45
Gambar 4.7	Monitoring Watercut pada Sumur MY8.....	46



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data Sw, Krw, dan Kro	27
Tabel 3.2	Data reservoir dan geologi pada sumur kajian	28
Tabel 3.3	Data cadangan reservoir struktur M dan lapisan M3	30
Tabel 4.1	Komposisi chemical Reservoir Modifier	33
Tabel 4.2	Uji kelakuan fasa	35
Tabel 4.3	Uji kelakuan fasa (lanjutan)	36
Tabel 4.4	Uji kelakuan fasa sumur MY1.....	38
Tabel 4.5	Hasil uji viskositas campuran MY1	41
Tabel 4.6	Data reservoir	42
Tabel 4.7	Data keekonomian.....	43
Tabel 4.8	Biaya project chemical injection	44
Tabel 4.9	Hasil Keekonomian project chemical injection	44
Tabel 4.10	Perfomance Sumur MY8 sebelum dan sesudah Stimulasi.....	47

DAFTAR SINGKATAN



BBL	Barrel
BEP	Break Event Point
BLPD	Barrel Liquid Per Day
BOPD	Barrel Oil Per Day
BWPD	Barrel Water Per Day
B/C	Benefit to Cost
CF	Cash Flow
CMC	Critical Micelle Concentration
cP	Centipoise
DHL	Daya Hantar Listrik
DMO	Domestic Market Obligation
EOR	Enhanced Oil Recovery
FTP	First Tranche Petroleum
IFT	Interfacial Tension
IRR	Internal Rate of Return
MARR	Minimum Acceptable Rate of Return
MSTB	Thousand Stock Tank Barrels
MMSTB	Million Metric Stock Tank Barrels
NPV	Net Present Value
OOIP	Original Oil In Place
POT	Pay Out Time
PSC	Production Sharing Contract
SCAL	Special Core Analysis
TDS	Total Dissolved Solid
USD	United States Dollar

DAFTAR SIMBOL



V_f	Volume Fluida Injeksi, BBL
SG	Spesific gravity
ρ	Densitas, kg/m^3
μ	Viskositas, cp
ϕ	Porositas, fraksi
h	Ketebalan Lapisan, ft
r	Radius Injeksi, ft
k	Permeabilitas, mD
K_r	Permeabilitas relatif, mD
K_{ro}	Permeabilitas relatif minyak, mD
K_{rw}	Permeabilitas relatif air, mD

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Peta struktur MY1 dan MY8
LAMPIRAN II	Perhitungan Keekonomian Project Chemical Injection pada Sumur MY8
LAMPIRAN III	Perfomance Produksi Sumur MY8



**UPAYA PENINGKATAN PRODUKSI DENGAN STIMULASI *CHEMICAL*
BESERTA KAJIAN KEEKONOMIAN TERHADAP KELAYAKAN PROJECT
DI SUMUR MY8 PT. PERTAMINA EP ASSET 2 FIELD LIMAU**

**MAYA AGIDYA SAVITRI
NPM 153210922**

ABSTRAK

Sumur MY8 merupakan salah satu sumur yang berada pada lapisan M3 struktur M, di lapangan Limau yang terletak di kota Prabumulih, Sumatera Selatan. Sumur MY8 pertama kali diproduksi pada tahun 2012 dengan produksi minyak pertama kali sebanyak 400bbl/d dengan nilai *watercut* 5%. Desember 2016 sumur MY8 mengalami penurunan produksi hingga 5 bbl/d dengan nilai *watercut* mencapai 95 %. Cadangan *Initial Oil In Place* pada lapisan M3 adalah sebesar 62,532 MMSTB. *Cumulative production* hingga Desember 2015 mencapai 14,031 MMSTB bisa dikatakan bahwa sisa cadangan pada lapisan M3 masih sangat besar. Hasil *Special Core Analysis* (SCAL) menunjukkan bahwa lapisan M3 memiliki sifat kebasahan *oil wet* sehingga hal ini mempengaruhi hasil produksi minyak

Berdasarkan hal diatas maka, dilakukannya stimulasi *chemical Modifier Reservoir* dengan harapan stimulasi yang dilakukan ini akan meningkatkan hasil produksi minyak. Sebelum proses penerapan stimulasi dimulai, dilakukan pemilihan formulasi dan jumlah volume *chemical Reservoir Modifier* yang tepat. Pemilihan formula *chemical* dilakukan berdasarkan hasil uji kelakuan fasa, uji imbibisi spontan, dan uji viskositas campuran di laboratorium. Setelah proses stimulasi dilakukan maka hasil produksi dan *watercut* sumur MY8 akan *dimonitoring*. Dari hasil tersebut dianalisis keekonomiannya berdasarkan parameter NPV, IRR, POT dan B/C, untuk menentukan apakah proyek ini layak untuk dilakukan atau tidak.

Hasil menunjukkan bahwa formula *chemical* yang cocok diterapkan pada sumur MY8 adalah S14A* dimana perolehan *oil recovery* maksimum pada uji imbibisi spontan adalah sebesar 26,86% selama waktu *soaking* 3 hari dengan jumlah *chemical* yang akan diinjeksikan sebanyak 130,9 bbl. Dari hasil *monitoring* diketahui kenaikan produksi minyak yang awalnya sebanyak 5 bbl/d menjadi 75 bbl/d dengan penurunan *watercut* sebanyak 3% dari rata-rata 95% menjadi 92%. Dari analisis perhitungan ekonomi didapatkanlah hasil *project chemical injection* parameter NPV pada 10 % bernilai positif yaitu 215.193,84 USD ,IRR>MARR yaitu bernilai 166,95% >10 % , dengan POT atau waktu pengembalian selama 2,96 bulan dari 12 bulan umur *project* maka proyek ini layak untuk diterapkan pada sumur MY8 maupun untuk kandidat sumur yang lain.

Kata Kunci : Stimulasi *Chemical*, Uji Viskositas Campuran, Uji Imbibisi Spontan, *Monitoring* Produksi.

**PRODUCTION IMPROVEMENT EFFORTS WITH CHEMICAL
STIMULATION WITH FEASIBILITY STUDY OF ECONOMIC PROJECT ON
THE WELL MY8 PT. PERTAMINA EP ASSET 2 LIMAU FIELD**

**MAYA AGIDYA SAVITRI
NPM 153210922**

ABSTRACT

MY8 well is one of the well that located at M3 layer, structure M, on Limau field that located in Prabumulih city, South Sumatera. MY8 well first production is at 2012 with total oil 400 bbl/d and with 5% watercut value. On december 2016 MY8 well income has been decreased with total production until 5 bbl/d and with 95% watercut value. Initial oil in place at M3 layer is 62,532 MMSTB. Cumulative production until December 2015 reach until 14,031 MMSTB that mean Initial Oil In Place at M3 layer is still considerable. Special Core Analysis (SCAL) results shown M3 layer have oil wet wettability so that affect on result of oil production.

Based on the above then does stimulation of chemical modifier reservoir, with hope stimulation that had been started will increase the result of oil production. Before starting the stimulation implement process begins, the selection of formulation and the amount of volume reservoir modifier are carried out. The selection of chemical formulas must be done based on the results of the phase behavior phase test, spontaneous imbibition test, and viscosity mix test that tested in laboratories. After the stimulation process is carried out, the production and MY8 well watercut will be monitored. From these results the economic is analyzed based on the parameters NPV, IRR, POT and B / C, to determine whether this project is feasible or not.

The results show that the chemical formula is suitable to be applied to MY8 wells is S14A * where the maximum oil recovery in the spontaneous imbibition test is 26.86% during the 3-day soaking period with 130,9 bbl of chemical being injected. From the results of monitoring it is known that the increase in oil production which initially 5 bbl/d became 75 bbl/d with a decrease in watercut by 3% from an average of 95% to 92%. From the analysis of economic calculations obtained the results of the chemical injection project NPV parameter at 10% is positive, namely 215.193,84 USD, $IRR > MARR$ which is worth $166,96\% > 10\%$, with POT or return time for 2,96 months from 12 months project life so this project is feasible to be applied to MY8 wells or for other well candidates.

Keywords : Chemical Stimulation, Mix Viscosity test, Imbibition Test, Production Monitoring.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Produksi minyak di Indonesia saat ini mengalami penurunan hingga mencapai angka 800 ribu BOPD, sangat jauh terbalik dibandingkan dengan produksi minyak di Indonesia saat tahun 1974 yang mencapai 1.7 juta BOPD (SKK Migas, 2018). Faktor utama penyebab penurunan produksi minyak bumi di Indonesia adalah sumur-sumur minyak di Indonesia merupakan ladang minyak tua dan belum ditemukannya ladang minyak baru (Juaita, Arnelli, & Yusniati, 2016). *Mature field* merupakan lapangan yang telah diproduksi lebih dari 25 tahun, dimana semua sumur yang diproduksi telah menghasilkan *watercut* yang sangat tinggi (Parshall, 2012). Jika hal ini terus terjadi maka akan mengakibatkan *gap* yang besar antara produksi minyak dan kebutuhan konsumsi sehingga terpaksa Indonesia melakukan impor.

Sumur MY8 merupakan salah satu sumur yang berada pada lapisan M3 struktur M, di lapangan Limau yang terletak di kota Prabumulih, provinsi Sumatera Selatan. Sumur MY8 pertama kali diproduksi pada tahun 2012 dengan produksi minyak pertama kali sebanyak 400 bbl/d dengan nilai *watercut* 5% pada tekanan *initial* reservoir sebesar 2100 psi. Desember 2016 sumur MY8 mengalami penurunan produksi hingga 5 bbl/d dengan nilai *watercut* mencapai 95% di tekanan reservoir sebesar 770 psi (Pertamina Limau File, 2016).

Cadangan *initial oil in place* pada lapisan M3 adalah sebesar 62,532 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 31% atau 19,58 MMSTB. *Cummulative production* hingga desember 2015 mencapai 14,031 MMSTB sehingga sisa cadangan tersisa yang bisa diambil adalah sebanyak 5,545 MMSTB ini bisa dikatakan bahwa cadangan pada lapisan M3 masih sangat besar. Hasil *Spesial Core Analysis* (SCAL) menunjukkan bahwa lapisan M3 memiliki sifat kebasahan *oil wet* yang berarti bahwa yang membasahi batuan adalah minyak sehingga membuat *mobility* dari

minyak lebih kecil dibandingkan dengan air dan hal ini mempengaruhi hasil produksi minyak. (Pertamina Limau *File*, 2016)

Injeksi bahan kimia dapat meningkatkan energi dorong pada reservoir (ladang minyak) melalui pendesakan minyak di antara batuan sehingga membentuk kondisi yang baik untuk memaksimalkan *recovery* minyak (Curbelo et al., n.d.). *Reservoir Modifier* merupakan salah satu bagian dari teknologi *chemical* yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak suatu sumur dengan menggunakan surfaktan sebagai penggunaan *chemical*. Teknologi ini dapat diterapkan di lapangan minyak yang memiliki karakter minyak berat di bawah 20 derajat standar *American Petroleum Institute* (API). Teknologi *chemical stimulation* ini mulai dikembangkan sejak 2004 (PT. Citra Patra Utama, 2011). Uji coba telah dilakukan di lapangan minyak Sungai Lilin, Sumatera Selatan pada tahun 2010-2012 (Nugroho, PT Ganesha Patra Sejahtera ; Saputro, Pertamina - Geo Minergy Sungai Lilin Ltd ; Mucharam, & Institut Teknologi Bandung, 2012), lapangan Bentayan pada 2011 (Mucharam et al., 2012) serta *Bamboo Oil Feld*, Sudan pada tahun 2012 (Farog et al., 2016). Penerapan *Chemical stimulation Modifier Reservoir* adalah cara terbaik untuk meningkatkan produksi (Mucharam et al., 2012).

Upaya peningkatan produksi dengan cara *stimulasi chemical* ini dilakukan dengan cara menginjeksikan *chemical Reservoir Modifier* ke dalam sumur produksi dengan metode *huff and puff* selama 3 hari. Dimana, proses pemilihan formulasi *chemical Reservoir Modifier* yang tepat dan sesuai didasari pada hasil uji laboratorium yaitu uji kelakuan fasa, uji imbibisi spontan dan yang terakhir yaitu uji viskositas campuran (Dwiyanto, Balya, Nurhidayati, & Latifa, 2011) setelah itu dihitung jumlah fluida *chemical* yang akan diinjeksikan menggunakan metode volumetrik (Pertamina, 2016).

Diharapkan Penerapan *Reservoir Modifier* yang dilakukan pada sumur MY8 diharapkan berhasil menaikkan produksi dan mengurangi *watercut* yang tinggi. Sehingga, ketika ada sumur yang memiliki masalah yang sama seperti sumur MY8 maka *Reservoir Modifier* dapat diterapkan pada sumur tersebut.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Menentukan formula *Reservoir Modifier* yang cocok digunakan pada sumur MY8.
2. Menentukan jumlah *Reservoir Modifier* yang akan diinjeksikan pada sumur MY8.
3. Melakukan kajian keekonomian menggunakan perhitungan ekonomi *Production Sharing Contract* (PSC) terhadap kelayakan *project Reservoir Modifier stimulation*.
4. Melakukan *monitoring* kenaikan produksi dan penurunan *watercut* selama satu tahun setelah dilaksanakan *Reservoir Modifier stimulation* pada sumur MY8.

1.3 BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka di dalam penelitian ini dibatasi dengan melakukan hal-hal seperti yang telah dituliskan pada tujuan penelitian. Tetapi, dengan tidak membahas reaksi kimia untuk formulasi *chemical Reservoir Modifier* dan zat dan konsentrasi penyusun *chemical* dalam formulasi *chemical*.

1.4 METODELOGI PENELITIAN

Adapun metodologi penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut :

1. Lokasi : Lapangan Limau, Prabumulih, Sumatera Selatan.
2. Metode penelitian : *field research* atau penelitian ini menggunakan data dari lapangan minyak.
3. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh.



Gambar 1.1 Diagram alir penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Pembentukan minyak bumi dari bahan organik ini ternyata telah disebutkan di dalam Al-Quran dalam surat Al-A'la ayat 4 dan 5. Al-Quran memberikan isyarat tentang proses terbentuknya minyak bumi.

وَالَّذِي أَخْرَجَ الْمَرْعَى

[87:4] dan yang menumbuhkan rumput-rumputan,

فَجَعَلَهُ غُثَاءً أَخْوَى

[87:5] lalu dijadikan-Nya (rumput-rumput) itu kering kehitam-hitaman.

QS Al-A'la [87:5] tersebut terdapat kata (غُثَاءً) *Ghutsaa-an*, menurut Lane (1984) didalam *Arabic-English Lane's Lexicon Ghutsaa-an* berarti "kumpulan dari partikel-partikel sampah atau daun yang sudah busuk dan bercampur dengan sampah, sedangkan menurut tafsir Departemen Agama RI tahun 2009 (غُثَاءً) *Ghutsaa-an* bersifat seperti buih yaitu menindihnya sesuatu pada sesuatu yang lain. (أَخْوَى) Ahwa berarti gelap atau hitam kehijauan. Apabila dihubungkan dengan ayat sebelumnya yaitu QS Al-A'la [87:4] menunjukkan bahwa Allah yang menumbuhkan rumput-rumputan, lalu rumput-rumputan bercampur dengan daun dan sampah yang busuk. Sisa-sisa dari rerumputan yang bercampur daun dan sampah yang busuk tersebut kemudian mengendap didasar bumi dan lama kelamaan tertutup lumpur. Lumpur tersebut lambat laun berubah menjadi batuan karena pengaruh dari tekanan lapisan diatasnya. Sementara dengan meningkatnya suhu dan tekanan, bakteri anaerob menguraikan sisa-sisa jasad renik itu menjadi minyak dan gas. Minyak bumi yang terbentuk berwarna hitam gelap kehijauan.

2.1 STIMULASI CHEMICAL

Stimulasi reservoir dan *artificial lift* adalah dua kegiatan utama yang dilakukan oleh *Production Engineer* di dunia perminyakan maupun industri terkait. Tujuan utama dalam melakukan stimulasi adalah untuk meningkatkan nilai *property* baik dengan cara meningkatkan kecepatan fluida dari reservoir ke

sumur ataupun untuk meningkatkan *estimated ultimate recovery* (EUR) (Economides & Boney, 2000).

Stimulasi kimia merupakan metode EOR yang dapat digunakan untuk mengatasi kerusakan formasi (*formation damage*). Stimulasi kimia yang umum digunakan adalah stimulasi surfaktan dan stimulasi asam (*acidizing*). Stimulasi kimia dilakukan dengan menginjeksikan bahan kimia (dapat berupa surfaktan ataupun asam) ke dalam reservoir sumur minyak bumi (Hambali et al., 2006).

Kerusakan formasi sumur minyak bumi telah menyebabkan menurunnya produktivitas sumur minyak. Kerusakan formasi disebabkan oleh menurunnya permeabilitas sumur akibat berubahnya sifat kebasahan batuan (*wettability*) menjadi *oil wet*, *water blocking*, *particle blocking*, dan *emulsion blocking* (Allen & Roberts, 1989).

Surfaktan dapat menyusup ke daerah antarmuka antar cairan dengan batuan dan dapat merubah kutub dari permukaan batuan, sehingga akan merubah *wettability* dari batuan tersebut (Ashayer et al., 2000). *Wettability* merupakan ukuran yang menjelaskan apakah permukaan dari batuan memiliki kemampuan lebih mudah terlapisi oleh film minyak atau oleh film air (Setiati, Siregar, Marhaendrajana, & Wahyuningrum, 2018). *Water wet* adalah fluida yang lebih membasahi batuan reservoir berupa air. Jenis batuan ini cenderung disukai karena proses produksinya lebih mudah jika dibandingkan dengan *oil wet*. Sedangkan *oil wet* itu sendiri adalah fluida yang lebih membasahi batuan berupa minyak (Veronika, 2017). Pada kondisi *oil wet*, keberadaan minyak yang menyelubungi batuan menyebabkan meningkatnya ketebalan dari lapisan film pada batuan reservoir sehingga menyebabkan berkurangnya laju alir fluida minyak dan minyak terperangkap di dalam batuan. Kondisi *oil wet* dapat mengurangi permeabilitas sumur hingga 15-85 % atau dengan rata-rata penurunan 40% (Mulyadi, 2002) dalam (Maria, 2006)

2.2 SURFAKTAN

Surfaktan atau *surface-active-agents* adalah *chemical* yang digunakan untuk memecah emulsi yang tidak diinginkan, mengurangi tegangan permukaan dan/ atau antar muka, mengubah *wettability*, meningkatkan penyapuan, aditif *disperse* dan

pencegah pembentukan endapan pada formasi. Penggunaan surfaktan membutuhkan pemilihan yang tepat. Pemilihan surfaktan yang tidak tepat dapat menyebabkan hasil yang bertentangan dengan yang diharapkan dan dapat membuat *treatment* mengalami kegagalan (Economides & Boney, 2000).

Surfaktan dalam proses peningkatan perolehan berfungsi untuk menurunkan tegangan antar muka antara fluida minyak dan air formasi yang terdapat di dalam reservoir. Proses ini terjadi karena adanya penyerapan molekul surfaktan pada antar muka cairan. Hal ini terjadi karena surfaktan adalah zat yang bersifat aktif permukaan, apabila dilarutkan dalam air dan kontak dengan minyak cenderung akan terkonsentrasi pada antar muka minyak - air (Setiati et al., 2018).

Gaya adhesi dari surfaktan (gugus-R) dengan minyak akan mengurangi gaya kohesi antara RSO₃ dari surfaktan sehingga menyebabkan penurunan tegangan permukaan antara minyak dengan air, yang mengakibatkan minyak terbebas dari *core* (batuan) (Juita et al., 2016).

Untuk mencapai pengoptimalan penggunaan surfaktan pada minyak reservoir, surfaktan sering digunakan bersamaan dengan polimer. Yang mana, surfaktan bertanggung jawab dalam pengurangan tegangan antar muka dan polimer ditambahkan untuk meningkatkan efisiensi penyapuan [Flaaten et al., 2008: (Sandersen, 2012)].

Fungsi utama surfaktan menurut (Sheng, 2015) adalah untuk mengurangi tegangan antar muka dan perubahan *wettability*. Mekanisme Surfaktan dibahas secara terpisah sesuai dengan dua fungsi ini :

1. Menurunkan tegangan permukaan

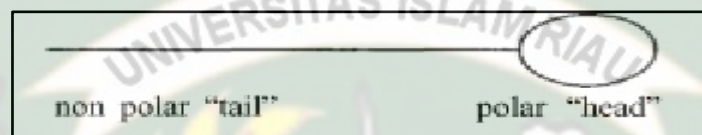
Menurut (Ghosh, 2014), tegangan permukaan adalah perbedaan gaya antara dua fluida yang tidak saling menyatu. *Interfacial tension* antara larutan surfaktan dan minyak dapat dikurangi dari $20-30 \times 10^{-3} \text{mN/m}$.

2. *Wettability Alteration*

Dalam dunia perminyakan, *wettability* dibagi menjadi dua yaitu *oil wet* dan *water wet*. *Wettability* adalah kondisi dimana minyak atau air yang membasahi batuan. (Buckley, Edwards, & Fordham, 2007). Pada *wettability alteration* surfaktan akan mengubah kebasahan batuan reservoir yang awalnya *oil wet* menjadi

water wet, sehingga air akan mendesak minyak keluar dan mudah untuk diproduksi (Sheng, 2015).

Secara kimia, surfaktan adalah molekul *amphitatic*, yaitu mereka yang memiliki dua karakteristik yang jelas berbeda di bagian yang berbeda dari molekul yang sama (polar dan *non polar*). Oleh karena itu, molekul surfaktan memiliki karakteristik hidrofilik (mencintai air) dan hidrofobik (membenci air). Secara simbolis molekul surfaktan dapat direpresentasikan memiliki kepala (polar) dan ekor (*non polar*), seperti yang ditunjukkan dibawah ini. (Perkins, 1998)



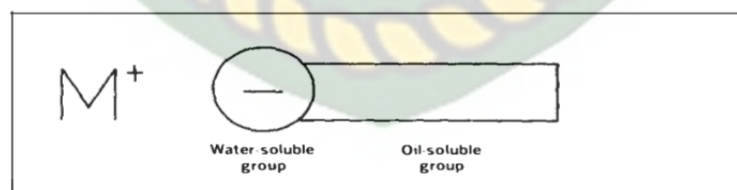
Gambar 2.1 *Surfactant molecule* (Perkins, 1998)

Hasil proses agregasi molekul surfaktan dalam air membentuk misel. Misel terdiri dari daerah hidrofobik, dimana ekor hidrofobik berinteraksi satu sama lain. Daerah hidrofobik ini dikelilingi oleh daerah hidrofilik dimana kepala molekul surfaktan berinteraksi dengan air. Konsentrasi surfaktan dimana misel terbentuk disebut dengan *critical micelle concentration* (CMC) (Perkins, 1998).

2.2.1 Karakteristik Surfaktan

Klasifikasi surfaktan didasarkan pada sifat hidrofilik, dengan subkelompok berdasarkan sifat hidrofobiknya. Empat kelas surfaktan didefinisikan sebagai berikut, ((Myers, 2006):(Novita, 2011))

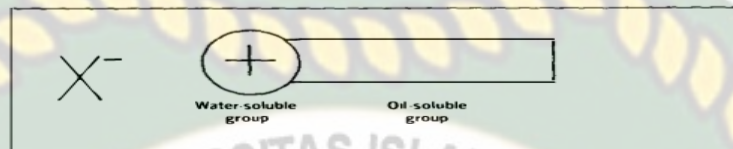
1. Anionik Hidrofiliknya merupakan grup senyawa bermuatan negatif seperti karboksil (RCOO^- M^+), sulfonat (RSO_3^- M^+), dll. Surfaktan anionik yaitu surfaktan yang bagian kepalanya bermuatan negatif.



Gambar2.2 *Anionic surfactant* (Allen & Roberts, 1989)

Berikut merupakan beberapa jenis surfaktan anioik dalam Negin, Ali, & Xie, 2017 adalah *Alkyl aryl surfactants* dan *Alkyl Alcohol Propoxylated Sulfate*.

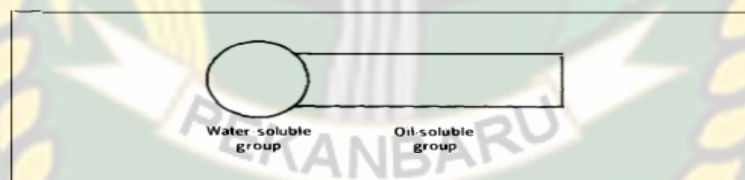
2. Kationik surfaktan adalah surfaktan yang bagian polarnya bermuatan positif. Surfaktan kationik sedikit digunakan di *micellar polymer flooding*, karena sangat mudah teradsorpsi oleh permukaan anionik dari *clay*. (Lake, 1989)



Gambar 2.3 Cationic surfactant (Allen & Roberts, 1989)

Berikut merupakan beberapa jenis surfaktan kationik dalam Negin, Ali, & Xie, 2017 adalah *Cetyl Trimethyl Ammonium Bromide (CTAB)* dan *Coco Alkyl Trimethyl Ammonium Chloride*.

3. Surfaktan nonionik adalah surfaktan yang tidak memiliki muatan. Surfaktan nonionik telah banyak digunakan untuk *micellar polymer flooding*, terutama sebagai *cosurfactant*. Nonionik jauh lebih toleran terhadap salinitas yang tinggi daripada anionik (Lake, 1989).

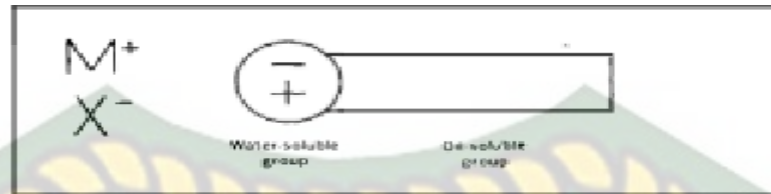


Gambar 2.4 Nonionic surfactant (Allen & Roberts, 1989)

Berikut merupakan beberapa jenis surfaktan nonionik dalam Negin, Ali, & Xie, 2017 adalah *Alkyl Polyglycoside (APG)*, *Tridecyl Alcohol 30 Ethoxylate (TDA 0 EO)*, *Tergitol Surfactants*.

4. Amfoter Molekulnya biasanya mengandung muatan positif dan negatif seperti sulfobetaines $RN^+ (CH_3)_2CH_2CH_2SO_3^-$. Muatan pada surfaktan amfoter tergantung pada pH sistem. Dengan kata lain, jika larutannya bersifat asam, surfaktan amfoterik bertindak seperti surfaktan kationik; jika larutannya netral, ia

bertindak seperti surfaktan nonionik; dan jika larutannya basa, ia bertindak seperti surfaktan anionik. (Economides & Boney, 2000)



Gambar 2.5 *Amphoteric surfactant* (Allen & Roberts, 1989)

2.2.2 Formulasi Surfaktan

Dalam paten yang dilakukan Campbell, 2009, formulasi surfaktan yang digunakan untuk *oil recovery* di reservoir adalah terdiri dari *primary surfactant*, *secondary co-surfactant*, *solvent*, *passivator* dan *polymer* dalam larutan cair. Biasanya larutan cair terdiri dari 500 ppm hingga 10000 ppm total padatan terlarut.

Formulasi surfaktan yang paling disukai terdiri dari sekitar 1,5% berat aktif dari surfaktan primer, sekitar 0,5% berat aktif dari surfaktan sekunder, sekitar 3% berat pelarut, sekitar 0,85% berat dari passivator dan sekitar 1500 ppm suatu polimer, yang semuanya berada dalam larutan berair yang mengandung dari sekitar 1000 hingga sekitar 10.000 ppm total padatan terlarut.

a. *Solvent*

Solvent atau pelarut yang cocok pada penemuan ini adalah alkohol yaitu alkohol berantai karbon rendah seperti *sopropyl alcohol*, *ethanol* dan lain-lain atau pelarut organik umum lainnya atau kombinasi dari dua atau lebih pelarut.

b. *Passivator*

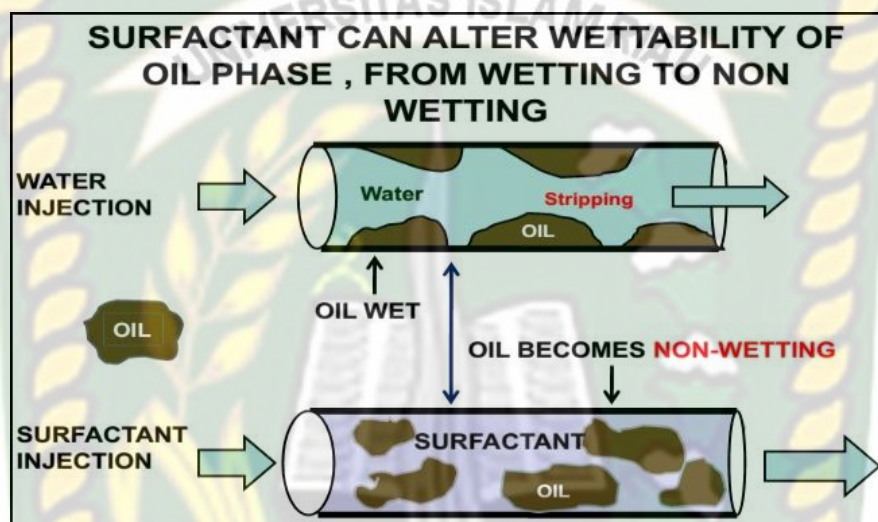
Biasanya *passivator* yang digunakan dalam penemuan ini adalah garam logam alkali. Lebih disukai, *alkali metal salt* sebagai dasar, seperti *alkali metal hydroxide*, *carbonate* atau *bicarbonate*,

c. *Polymers*

Polimer biasa digunakan dalam *enhanced oil recovery* untuk mengontrol mobilitas larutan injeksi. Polimer yang biasa digunakan *Xanthan gum*, *hydrolyzed polyacrylamides (HPAM)* dan lain-lain..

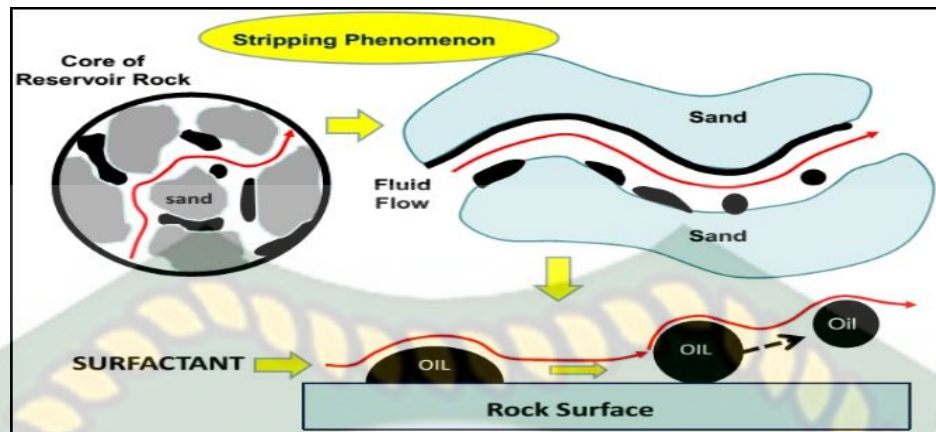
2.3 RESERVOIR MODIFIER

Reservoir Modifier adalah bahan kimia khusus berbahan dasar surfaktan yang dimodifikasi untuk mempercepat *recovery* dari lapangan minyak. Dengan konsentrasi yang rendah dalam suatu sistem, *Reservoir Modifier* memiliki kemampuan untuk menyerap dan mengubah jumlah energi pada sistem atau lapisan antarmuka sistem (*reservoir wettability*). *Reservoir Modifier* bekerja sebagai *wetting agent* untuk membantu mengurangi tegangan permukaan dan mendistribusikan fluida pada permukaan batuan. (Mucharam, 2014)



Gambar 2.6 Perbedaan reaksi oil bank reservoir terhadap *water* injeksi dan *surfactant* injeksi (1) (File Pertamina Field Limau, 2012)

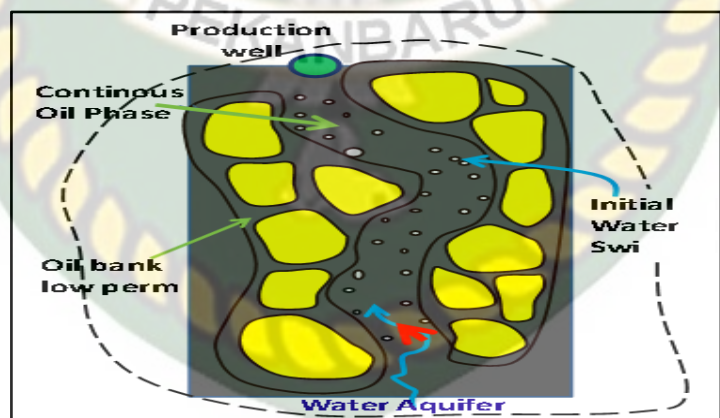
Sering kali penerapan *water* injeksi tidak bekerja terlalu optimal dikarenakan nilai *water cut* sudah tinggi (Rita, 2009). Sehingga air tidak bisa lagi menyapu minyak yang tersisa didalam reservoir sehingga diterapkan *Reservoir Modifier* sebagai *treatment* untuk bisa menurunkan tegangan permukaan antara minyak dan air sehingga batuan yang awalnya *oil wet* menjadi *water wet* yang mengakibatkan minyak menjadi lebih mudah mengalir, dikarenakan *Reservoir Modifier* ini dapat mengimbibisi dan mengalterasi *wettability* reservoir. **Gambar 2.6** dan **Gambar 2.7**.(PT. Pertamina EP Field Limau, 2016) Selain menambah perolehan minyak, *treatment* ini juga membantu mengurangi nilai *watercut* .



Gambar 2.7 Perbedaan reaksi oil bank reservoir terhadap water injeksi dan surfactant injeksi (2) Pertamina Field Limau, 2012)

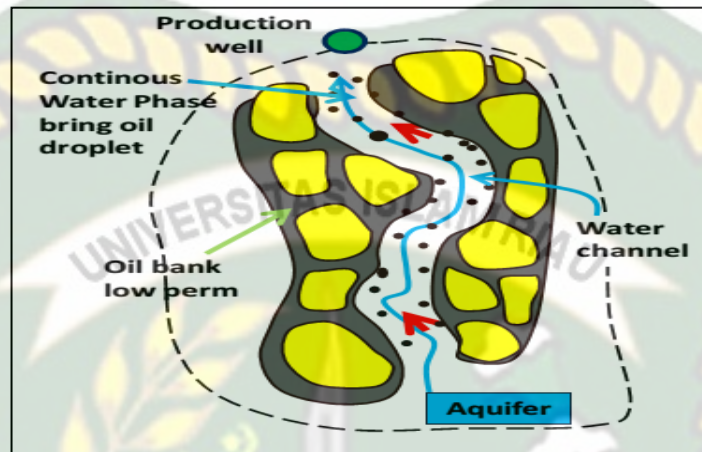
2.3.1. Prinsip Kerja Reservoir Modifier

Metode injeksi *Reservoir Modifier* dapat meningkatkan efisiensi *microscopic displacement*, berhubungan dengan mobilisasi minyak dalam pori yang melibatkan interaksi *Reservoir Modifier*, minyak, dan batuan. Jika diaplikasikan di reservoir, nilai viskositas campuran yang tinggi dapat menutup *channel*, sehingga injeksi *Reservoir Modifier* akan menyapu daerah yang belum tersapu (*un-swept area*) (File Pertamina Field Limau, 2012). Dapat dilihat pada **Gambar 2.9**, **Gambar 2.10**, **Gambar 2.11** dan **Gambar 2.12**) bagaimana prinsip kerja dari *Reservoir Modifier* pada lapangan mature.



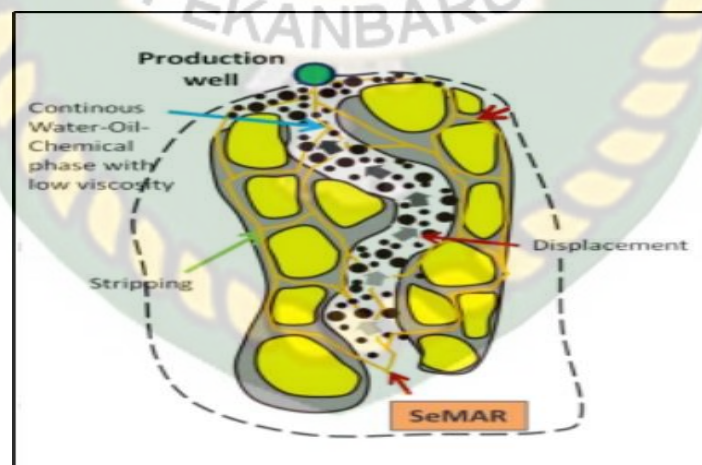
Gambar 2.8 Continous oil phase at early production in stage reservoir.(PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)

Gambar 2.9 memperlihatkan bahwa pada awal pertama kali minyak diproduksi mobilisasi minyak masih lebih tinggi dibandingkan dengan air, air dari *aquifer* berfungsi sebagai pendorong alami minyak, (PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)



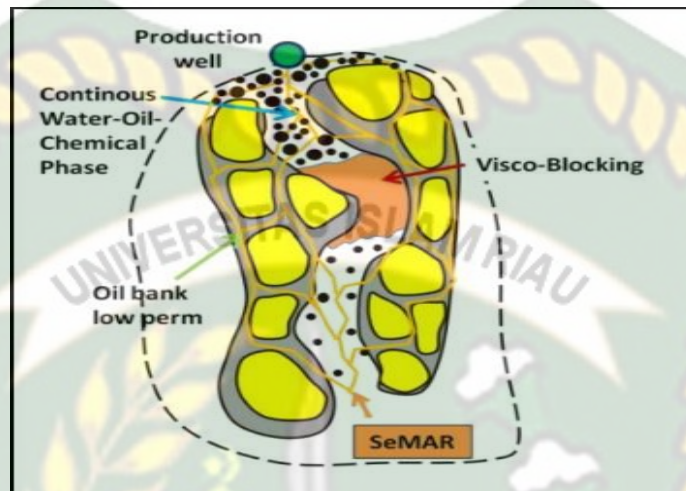
Gambar 2.9 Continuous water phase at mature of waterflood reservoir (PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)

Sedangkan pada **Gambar 2.10** ketika reservoir telah lama diproduksi maka tekanan akan turun dan mengakibatkan dibutuhkan *water flooding* untuk menyapu sisa minyak.



Gambar 2.10 Mobilizing immovable (PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)

Lalu dengan injeksi *Reservoir Modifier* (**Gambar 2.11 dan Gambar 2.12**) mampu mengosongkan dan mendesak minyak yang ada pada *oil bank low permeability* dengan cara memobilisasi minyak-minyak yang tidak bisa bergerak sehingga dapat meningkatkan perolehan minyak.



Gambar 2.11 *Visco-blocking reroutes Reservoir Modifier to sweep oil after Reservoir Modifier injection* (PT. Pertamina EP Field Limau, 2016)

Metode injeksi *Reservoir Modifier* dapat meningkatkan efisiensi *microscopic displacement*, berhubungan dengan mobilisasi minyak dalam pori yang melibatkan interaksi *Reservoir Modifier*, minyak, dan batuan. Jika diaplikasikan di reservoir, nilai viskositas campuran yang tinggi dapat menutup channel, sehingga injeksi *Reservoir Modifier* akan menyapu daerah yang belum tersapu (*un-swept area*).

2.3.1 Kelebihan *Reservoir Modifier*

Reservoir Modifier memiliki beberapa keuntungan dibandingkan beberapa *chemical* lain, diantaranya adalah sebagai berikut:

1. Tahan terhadap temperatur yang tinggi.
2. Tidak terpengaruh oleh salinitas yang tinggi.
3. Terbukti untuk berbagai kondisi reservoir.
4. Bisa untuk batuan *sandstone* atau *carbonate reservoirs* maupun *oil wet* atau *water-wet*.

5. Membuat *visco-block* dengan meningkatkan viskositas fluida di *water channelling*, kemudian menyapu minyak dari *oil bank* yang berdekatan.

Pada area penyapuan, minyak yang terjebak tidak dapat didesak oleh air. Tetapi hal ini dapat dimobilisasi oleh *Reservoir Modifier*. Sebagai tambahan *Reservoir Modifier* dapat meningkatkan penyapuan melalui pelepasan pada zona minyak yang berdekatan dengan area penyapuan. (PT. Citra Patra Utama, 2011)

2.2.3 Prinsip Kerja Reservoir Modifier

stimulasi reservoir *Reservoir Modifier* bekerja dengan menggunakan konsep kerja seperti dibawah ini oleh (Mucharam, 2014) dalam (Pertamina EP Asset 5 Field Tanjung, 2014) :

1. *Microemulsion*, *Reservoir Modifier* bereaksi dengan minyak dan memecah molekul minyak hingga menjadi ukuran mikron, sehingga viskositas minyak mengecil, mobilitas minyak meningkat dan mudah mengalir melalui lobang pori berukuran 0.5 mikron
2. *Imbibition*, larutan *Reservoir Modifier* mudah terserap oleh pori batuan, bereaksi dan mengikis lapisan minyak, sehingga dengan *inner energy* yang timbul akibat reaksi semar dapat mengalirkan minyak akan mengalir dan lepas dari daya *adhesive* batuan reservoir. Minyak yang mengalir akan mengelompok membentuk *oil bank*.
3. *Wettability alteration*, proses imbibisi yang berjalan menerus akan mengalterasi minyak yang terikat oleh batuan, sehingga posisi minyak akan digantikan oleh larutan semar. Dengan demikian akan merubah batuan dari *oil wet* menjadi *water wet*.

Perhitungan volume yang akan disuntikkan untuk implementasi lapangan dihitung menggunakan perhitungan dengan rumus volumetrik biasa, dimana rumus yang digunakan sebagai berikut:

$$V_f = 0,56 \times \phi \times h \times r \dots\dots\dots (1)$$

2.4 UJI LABORATORIUM UNTUK CHEMICAL

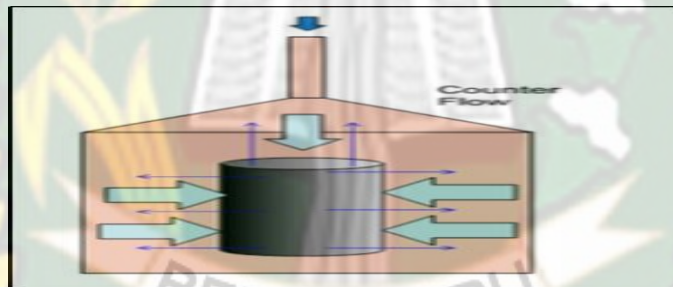
Sebelum dilakukan *chemical injection* di lapangan, perlu dilakukan pemilihan jenis *chemical* dan besarnya konsentrasi yang memberikan hasil optimal di lapangan. Pemilihan jenis *chemical* meliputi analisis sampel reservoir, analisis *phase behavior*, tes *spontaneous imbibition*, pengukuran viskositas, dan *core flooding* jika diperlukan. (Dwiyanto et al., 2011)

1. Analisis Phase Behavior

Bertujuan untuk melihat kelakuan fasa akibat *contact* antara minyak dengan fluida yang diinjeksikan. Tes ini dilakukan pada konsentrasi *chemical* dan perbandingan saturasi minyak-larutan *chemical* tertentu.

2. Tes Spontaneous Imbibition

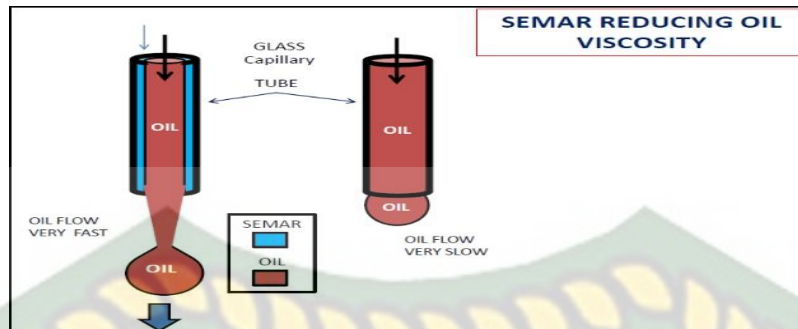
Bertujuan untuk mengetahui kemampuan *chemical* dalam memobilisasi dan meningkatkan nilai perolehan minyak. Tes ini juga bertujuan untuk melihat lamanya waktu *soaking* yang optimal dari *chemical injection* yang dilakukan.



Gambar 2.12 *Imbibition test* (Pertamina File, 2018)

3. Tes Mixing Viscosity

Uji tes ini menggambarkan tentang resistensi dan emulsi; *chemicals*, air formatasi dan minyak yang memiliki nilai viskositas tertentu. Dimana uji ini melihat nilai Formulasi *chemical* yang paling baik adalah yang dapat menghasilkan nilai viskositas tertinggi pada fraksi volume minyak dibawah 50%



Gambar 2.13 *Mixing viscosity measurement* (Pertamina File, 2018)

Sebelum dilakukan stimulasi *chemical* dilakukan pemilihan kandidat sumur berdasarkan kriteria sebagai berikut (Dwiyanto, Adhika, Akhmadi, Putro, & Haqiqi, 2017).

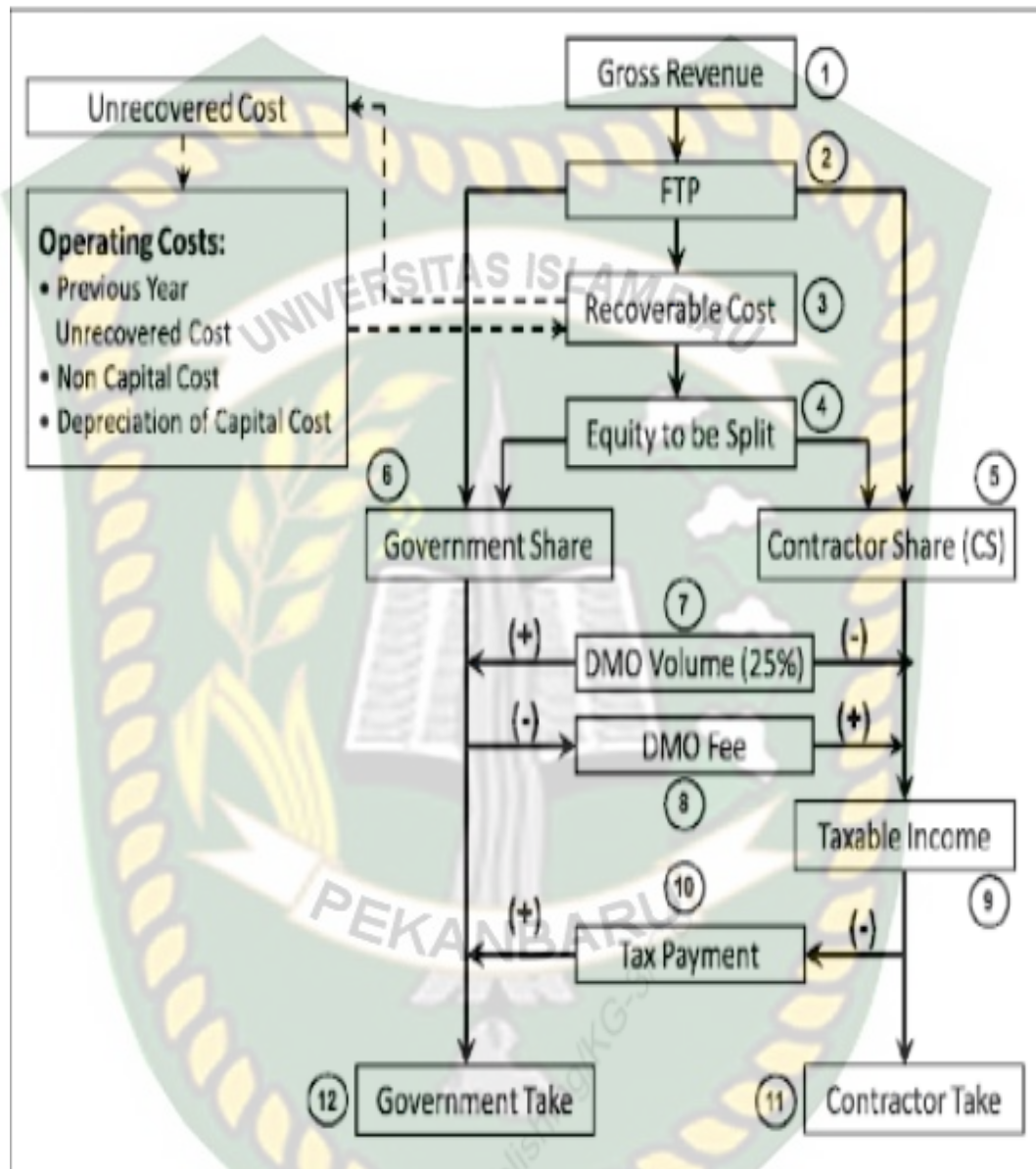
1. *Initial Oil In Place*
2. Karakterisasi reservoir
3. Terdapat anomali antara data *subsurface* dengan performa produksi dimana produksi aktual tidak sebaik data log
4. Performa produksi sumur yang mempunyai tendensi adanya *by pass oil* (Pada saat awal sumur di produksi kadar air rendah kemudian mengalami peningkatan *watercut* yang drastis).

2.5 PRODUCTION SHARING CONTRACT (PSC)

Production Sharing Contract adalah skema pengelolaan sumber daya migas dengan berpedoman kepada bagi hasil produksi antara si pemilik sumber daya migas (pemerintah) dan investor. (Ariyon, 2011)

Karakteristik sistem PSC antara lain meliputi: perusahaan migas ditunjuk oleh pemerintah sebagai kontraktor pada suatu wilayah kerja tertentu, kontraktor menanggung semua resiko dan biaya eksplorasi, pengembangan dan produksi. Apabila eksplorasi berhasil (terjadi penemuan migas yang komersial), kontraktor diberi kesempatan untuk memperoleh pengembalian atau pemulihan biaya (*cost recovery*) dari hasil produksi. Kontraktor juga memperoleh bagian dari produksi setelah dikurangi *cost recovery* yang disebut *profit split* atau dikenal juga dengan

istilah *profit oil*. Kontraktor selanjutnya diwajibkan membayar pajak penghasilan dan pajak lainnya. Semua peralatan dan instalasi menjadi milik negara. (Lubiantara, 2012)



Gambar 2.14 Alur perhitungan PSC Indonesia (Lubiantara, 2012)

Gambar 2.14 menunjukkan alur perhitungan PSC Indonesia, sebelum masuk ke masing-masing tahapan tersebut, dimana perhitungan:

1. *Gross Revenue* (Pendapatan Bruto)

Gross revenue merupakan hasil perkalian total produksi dengan harga minyak.

$$GR = \text{Volume produksi} \times \text{harga minyak} \dots\dots\dots (2)$$

2. *First Tranche Petroleum* (FTP)

First Tranche Petroleum (FTP) merupakan sejumlah persentase tertentu, dimana hasil produksi minyak harus diserahkan kepada pemerintah, sebelum dipotong oleh *Cost Recovery* biasanya 10-20% dari *gross revenue*.

Terlebih dahulu dihitung:

1. Bagian Kontraktor sebelum pajak
 $= 15\% / (1 - \text{pajak}) = 26,7857\%$

2. Bagian Pemerintah
 $= 100\% - 26,7857\% = 73,2143\%$

$$FTP = 20\% \times \text{Rev} \dots\dots\dots (3)$$

3. *Recoverable Cost/RC* (Biaya operasi yang dapat dikembalikan)

4. *Equity to be split/ETS* (terkadang disebut juga dengan istilah: profit split)
Profit oil atau *equity to be split* adalah keuntungan dari hasil penjualan minyak setelah dikurangi FTP dan *cost recovery* (*plus investment credit*).

$$ETS = GR - FTP - RC \dots\dots\dots (4)$$

5. Bagian ETS Kontraktor = $26,7857\% \times ETS \dots\dots\dots (5)$

6. Bagian ETS Pemerintah = $73,2143\% \times ETS \dots\dots\dots (6)$

7. *Domestic Market Obligation* (DMO)

DMO merupakan kewajiban kontraktor untuk ikut bertanggung jawab memenuhi kebutuhan Minyak Bumi untuk keperluan dalam negeri. dimana besaran kewajiban kontraktor adalah paling banyak 25%.

$$DMO = 25\% \times \text{Harga minyak} \times \text{Produksi} \dots\dots\dots (7)$$

8. *DMO Fee*

DMO Fee adalah suatu nilai penggantian yang dibayarkan oleh pemerintah kepada kontraktor karena kontraktor yang bersangkutan telah menyerahkan minyak mentah DMO sebagai kewajiban sesuai dengan kontrak kerja sama dalam rangka mendukung penyediaan BBM dalam negeri.

$$DMO \text{ Fee} = 25\% \times \text{Harga minyak} \times \text{Volume DMO} \dots\dots\dots (8)$$

$$\text{Net DMO} = \text{DMO full price} - \text{DMO Fee} \dots\dots\dots (9)$$

$$\text{Net DMO} = (\text{Volume DMO} \times \text{Harga Minyak}) - \text{DMO Fee} \dots\dots\dots (10)$$

9. *Taxable Income* (penghasilan kena pajak)

Perolehan kontraktor setelah dikurangi DMO dan dijumlahkan dengan DMO Fee.

$$\text{TI} = \text{Bagian FTP Kontraktor} + \text{Bagian ETS Kontraktor} - \text{Net DMO} \dots\dots\dots (11)$$

10. *Tax Payment* (Pajak yang dibayarkan)

Besarnya pajak pendapatan untuk minyak bumi adalah sebesar 44%.

$$\text{TP} = 44\% \times \text{Taxable Income} \dots\dots\dots (12)$$

11. *Contractor's Take* (Perolehan Kontraktor)

Contractor's Take adalah pendapatan bersih kontraktor setelah dikurangi dengan pajak dan ditambahkan dengan FTP Kontraktor.

$$\text{CT} = \text{TI} - \text{TP} \dots\dots\dots (13)$$

12. *Government's Take* (Perolehan Pemerintah)

Government's take adalah pendapatan bersih pemerintah setelah ditambah dengan FTP dan DMO serta dikurangi dengan DMO Fee dan ditambah dengan pajak (Tax).

$$\text{GT} = \text{Bagian FTP Pemerintah} + \text{Bagian ETS Pemerintah} + \text{Net DMO} + \text{Pembayaran Pajak} \dots\dots\dots (14)$$

Indikator ekonomi pada suatu proyek sangat diperlukan untuk melihat apakah suatu proyek ini secara kuantitatif dinyatakan layak atau tidak. Dalam (Saputra, 2008) terdapat 3 indikator yaitu:

a. *Net Present Value* (NPV)

NPV dapat dikatakan sebagai jumlah keuntungan bersih yang dinilai pada waktu sekarang yang dihitung berdasarkan suatu harga bunga (*interest rate*) tertentu. Apabila NPV bernilai positif, maka menunjukkan proyek tersebut layak dijalankan, karena memberikan keuntungan. Namun, sebaliknya jika NPV bernilai negatif, maka proyek tak layak dijalankan

Net Present Value dapat dinyatakan dengan:

$$\text{NPV} = C_0 + \frac{C_1}{(1+i)^1} + \frac{C_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots (15)$$

Dimana:

C_0 = nilai uang pada waktu awal (investasi pada tahun ke-0)

C_n = nilai uang pada waktu n (tahun)

i = interest rata – rata

n = waktu (tahun)

b. *Internal Rate of Return (IRR)*

Internal Rate of Return (IRR) didefinisikan sebagai harga bunga yang menyebabkan harga semua *cash inflow* sama besarnya dengan *cash outflow* bila *cash flow* ini didiskon untuk suatu waktu tertentu. Dengan kata lain IRR adalah tingkat suku bunga yang menyebabkan $NPV = 0$.

IRR dapat dinyatakan dengan:

$$IRR = \sum_{n=0}^j \frac{C_n}{(1+IRR)^n} = 0 \dots\dots\dots (16)$$

Dalam (Winarno, 2016) menyatakan Metode ini untuk membuat peringkat usulan investasi dengan menggunakan tingkat pengembalian atas investasi yang dihitung dengan mencari tingkat diskonto yang menyamakan nilai sekarang dari arus kas masuk proyek yang diharapkan terhadap nilai sekarang biaya proyek atau sama dengan tingkat diskonto yang membuat NPV sama dengan nol.

c. *Pay Out Time (POT)*

Pay Out Time adalah lamanya jangka waktu sampai investasi kembali.

2.6 PENELITIAN TERDAHULU

Penelitian tentang penggunaan *chemical Reservoir Modifier* dalam upaya peningkatan produksi bukan pertama kalinya dilakukan. Sebelumnya telah dilakukan penelitian tentang penerapan stimulasi *chemical Reservoir Modifier* pada lapangan minyak Sungai Lilin, Sumatera Selatan pada tahun 2010-2012 (Nugroho et al., 2012), lapangan Bentayan pada 2011 (Mucharam et al., 2012) serta *Bamboo Oil Feld*, Sudan pada tahun 2012 (Farog et al., 2016).

Penggunaan *chemical* ini diharapkan dapat memperbaiki sifat *wettability* batuan dan juga *mobility* minyak sehingga terjadi penurunan *water cut* yang

mengakibatkan kenaikan produksi minyak di sumur. Pada penelitian yang dilakukan oleh Dwiyanto et al., 2011 di lapangan *Mature* Pertamina sebelum dilakukannya penerapan stimulasi *chemical* dengan cara *Huff & Puff* pada lapangan dilakukan pemilihan jenis *chemical* yang memberikan hasil optimal di lapangan yaitu meliputi pengujian analisis *phase behavior*, tes *spontaneous imbibition*, pengukuran viskositas campuran. Dari hasil pengujian dari berbagai sampel pada laboratorium didapatkan bahwa *chemical A* dengan konsentrasi 0,5% memberikan hasil perolehan tertinggi dengan kisaran waktu *soaking* 3-4 hari. Maka, berdasarkan hal tersebut penerapan *chemical* secara *Huff & Puff* menunjukkan hasil bahwa kegiatan ini dapat meningkatkan produksi minyak yang awalnya dari 4 BOPD menjadi 25 BOPD, serta pengujian pada laboratorium dapat mengurangi resiko kegagalan penerapan *chemical stimulation*.

Penelitian selanjutnya yang dilakukan pada berbagai sumur di lapangan minyak Sungai Lilin untuk formasi Batu Raja batuan reservoir *limestone*. Diketahui dari hasil laboratorium studi menunjukkan bahwa *oil reservoir system* di reservoir ini adalah *strong oil wet* dengan *watercut* yang tinggi, hal ini ditunjukkan juga oleh nilai $S_{or} > 35\%$ dalam hal ini pendesakan oleh air tidak akan meningkatkannya *recovery factor* (RF) secara signifikan. Maka digunakanlah *chemical* dengan metode *huff and puff* selama 7 hari *soaking* dengan konsentrasi 2% untuk setiap sumur yang didapatkan dari hasil pengujian pada laboratorium sebelumnya yang meliputi Uji kelakuan fasa, uji imbibisi spontan dan uji viskositas campuran. Dari implementasi *chemical* didapatkan hasil dengan variasi kenaikan produksi yang berkisar antara 50% - 400% peningkatan pada puncak produksi (Nugroho et al., 2012).

Pada penelitian yang lain, *chemical* ini telah diterapkan menggunakan metode *Huff & Puff* pada sumur minyak *heavy oil* di lapangan Bentayan. Lapangan bentayan merupakan salah satu lapangan *mature* yang mana semua sumur yang diproduksi memiliki kadar air yang tinggi. Reservoir pada lapangan bentayan merupakan reservoir *sandstone*, *gravity* minyak 17 °API dan viskositas sebesar 82.2 cp, dengan cadangan yang terproduksi sejauh ini hanya 14%. *Chemical* yang telah dipilih berdasarkan tes laboratorium diharapkan dapat meningkatkan

produksi minyak dengan cara menurunkan viskositas minyak, menurunkan tegangan permukaan dan mengubah *wettability* batuan. Dari hasil penelitian ini didapatkanlah kesimpulan bahwa *chemical* ini dapat digunakan pada reservoir *heavy oil* ($API < 20$) dan pemilihan sumur merupakan salah satu langkah penting dalam penerapan *chemical* ini di lapangan (Mucharam et al., 2012).

Selain pada lapangan *heavy oil* di Indonesia *chemical* ini juga telah diterapkan pada lapangan *Bamboo Oil*, Sudan. Dimana lapangan ini memiliki reservoir *multilayered sandstone* dengan *crude oil viscosity* sebesar 70 cp – 3000 cp. *Chemical* yang diinjeksikan memiliki konsentrasi sebesar 0,5% (didapatkan dari hasil pemilihan di laboratorium) dengan metode *Huff & Puff* dengan waktu *soaking* kurang lebih selama 11 hari. Dari hasil penerapan tersebut didapatkanlah kesimpulan bahwa penerapan *chemical* pada *multilayer* reservoir dengan mekanisme *water drive* dapat mempengaruhi pertambahan peningkatan sumur disekitarnya. Dimana kombinasi dari efek mikroemulsi, imbibisi dan penurunan viskositas dapat meningkatkan produksi minyak dengan implementasi *huff and puff* (Farog et al., 2016).

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

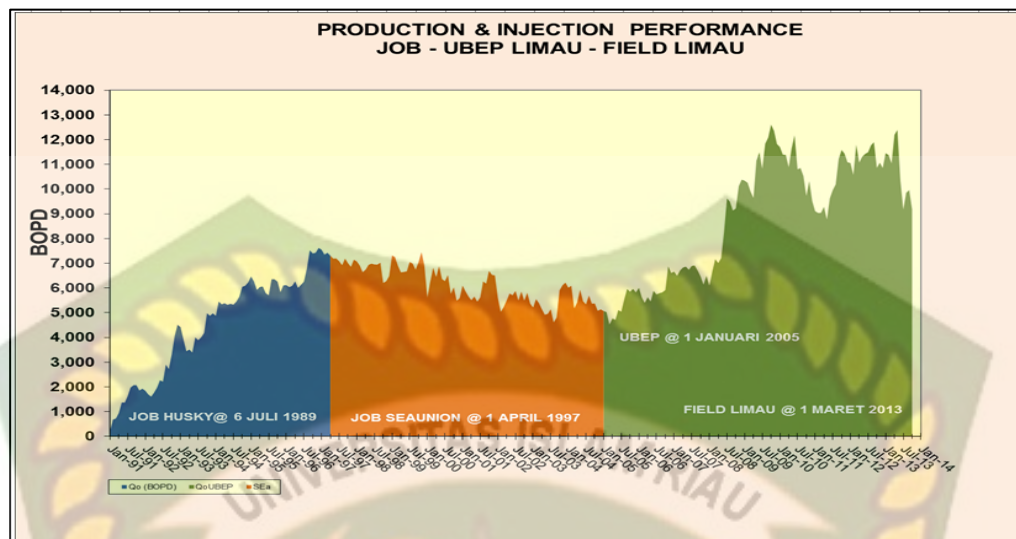
3.1. SEJARAH SINGKAT PT. PERTAMINA EP ASSET 2 *FIELD* LIMAU

PT. Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau terletak di Kota Prabumulih, Kabupaten Muaraenim. Dimana daerah operasionalnya terletak di kawasan Kecamatan Rambang Dangku, Rambang Lubai, dan Gunung Megang, Kabupaten Muaraenim. *Field* Limau memiliki 5 struktur formasi penghasil migas yaitu Belimbing, Limau Barat, Limau Tengah, Niru, dan Karangan.

Struktur Limau Barat ditemukan oleh BPM (*Bataafsche Petroleum Maatschappij*) pada tahun 1910. Sedangkan struktur Niru ditemukan pada tahun 1949, Kemudian dilanjutkan dengan ditemukannya struktur Limau Tengah pada tahun 1950, dan struktur Belimbing pada tahun 1955. Pada tahun 1949 sampai tahun 5 Juli 1989, struktur-struktur tersebut dikelola oleh Pertamina *Own Operation*. Pada tanggal 6 Juli 1989 sampai 1 April 1997, pengelolaan struktur atau lapangan ini dilakukan secara *Joint Operation Body* (JOB) antara *Husky Energy* dengan Pertamina.

Pada tanggal 1 Juli 1997 sampai bulan Juli 2004, *Husky Energy* Limau digantikan oleh *Seaunion Energi (Limau) Ltd.* Pada tahun 2005, JOB Pertamina *Seaunion Energi (Limau)* berubah menjadi Unit Bisnis Pertamina EP (UBEP) Limau yang sebelumnya dipegang oleh IPOA selama setahun sebagai masa transisi. Setelah itu, UBEP Limau mengalami puncak produktifitas yakni mencapai 12000 BOPD pada Bulan Januari 2010 (**Gambar 3.1**). Kemudian pada tanggal 1 Maret 2013 terjadi perubahan struktur organisasi di PT. Pertamina EP, dari PT. Pertamina EP *Field* Limau menjadi PT. Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau.

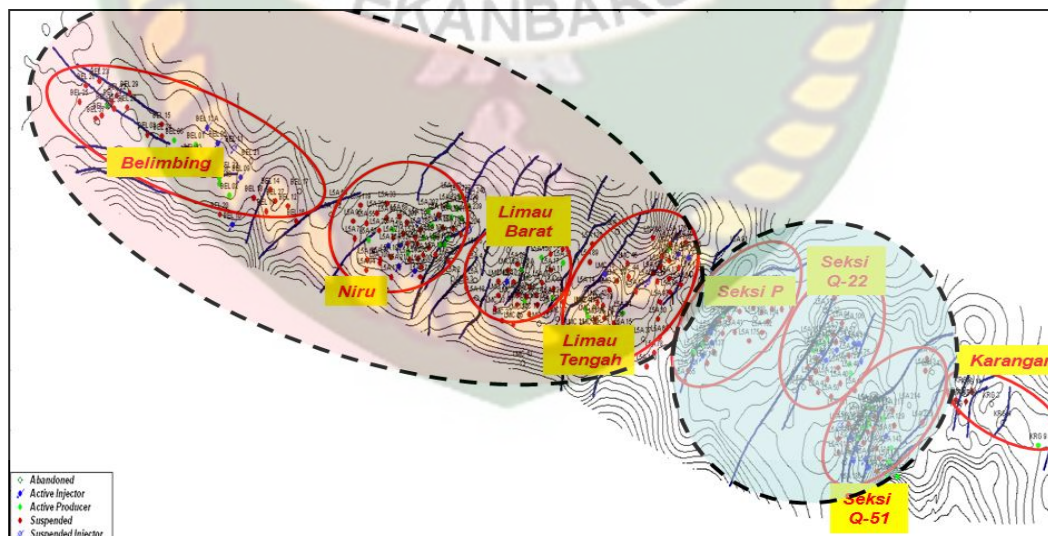
Menurut Data Jumlah Sumur Produksi pada 1 Februari 2014, PT. Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau memiliki 175 Sumur Aktif yang terbagi menjadi 122 sumur produksi dan 35 sumur Injeksi yang tersebar di seluruh struktur. Total Produksi Kumulatif Minyak hingga tanggal 31 Februari 2012 adalah 161.784 MSTB. Sedangkan untuk cadangan migas berdasarkan perhitungan pada tanggal 1 Januari 2013 adalah sebesar 22.302 MSTB.



Gambar 3.1 Produktivitas migas *Field Limau* Dari Tahun 1991- Januari 2014
(Pertamina Limau File, 2014)

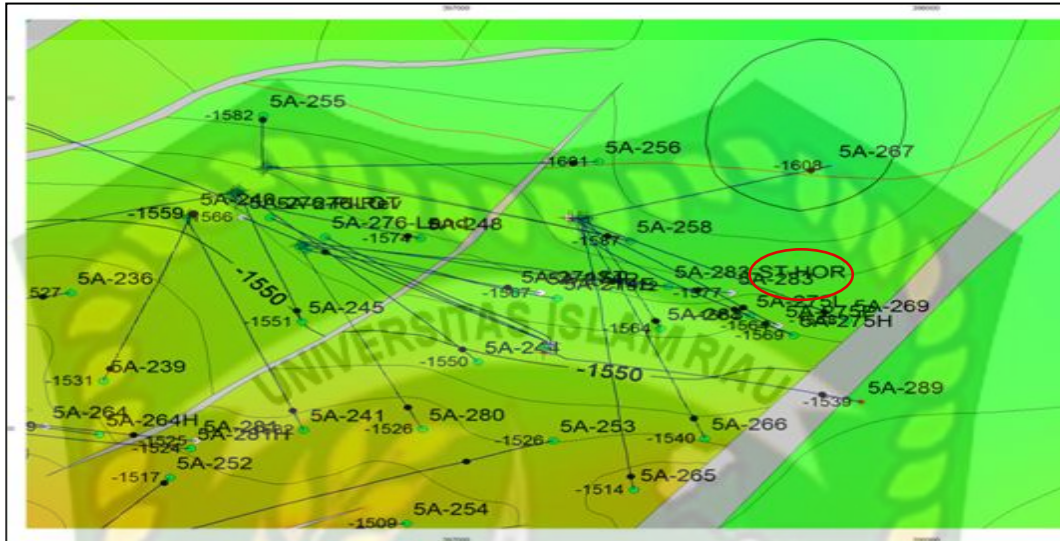
3.2. DAERAH OPERASIONAL PT. PERTAMINA EP ASSET 2 *FIELD* LIMAU

Area operasi PT. Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau terletak di Kabupaten Muaraenim dan Kota Prabumulih. Berdasarkan data geologi *Field* Limau, Lapangan Limau terletak ± 110 km ke arah selatan Kota Palembang, Provinsi Sumatera Selatan dengan luas area lapangan sekitar 211 Wilayah operasi *Field* Limau berada di 3 kecamatan.



Gambar 3.2 Peta Wilayah Operasi *Field* Limau (Ricky Wicaksono , 2014)

Sumur yang dibahas pada penelitian kalia ini adalah sumur yang berada pada struktur Niru. Yang mana bisa dilihat pada **Gambar 3.3**



Gambar 3.3 Peta struktur sumur MY1 dan MY8 (Pertamina Limau File, 2018)

3.3. PETROLEUM SYSTEM DI FIELD LIMAU

Sumur MY1 dan MY8 terletak pada formasi Talang Akar (TAF) dimana terdiri dari batu pasir, batu pasir gampingan, batu lempung, batubara dan batu pasir kasar. Batuan induk di daerah Lapangan Limau terdiri dari serpih Formasi Lahat, Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai. Menurut Sarjono dan Sardjito (1989), kandungan organik dan kematangan batuan induk daerah Lapangan Limau yaitu formasi Talang Akar, mempunyai kandungan TOC 1,5 – 8%, formasi Gumai, mempunyai kandungan TOC 0,5 – 11,5%

Di dalam Cekungan Sumatra Selatan, batuan reservoir utama adalah batupasir dari Formasi Talang Akar dan batu gamping dari Formasi Baturaja.

Batuan yang berperan sebagai batuan penyekat bersifat regional, dijumpai sebagai *shale* yang tebal dari Formasi Telisa/Gumai (GUF) dengan perangkat sistem perangkat struktur.

3.4. SIFAT FISIK RESERVOIR

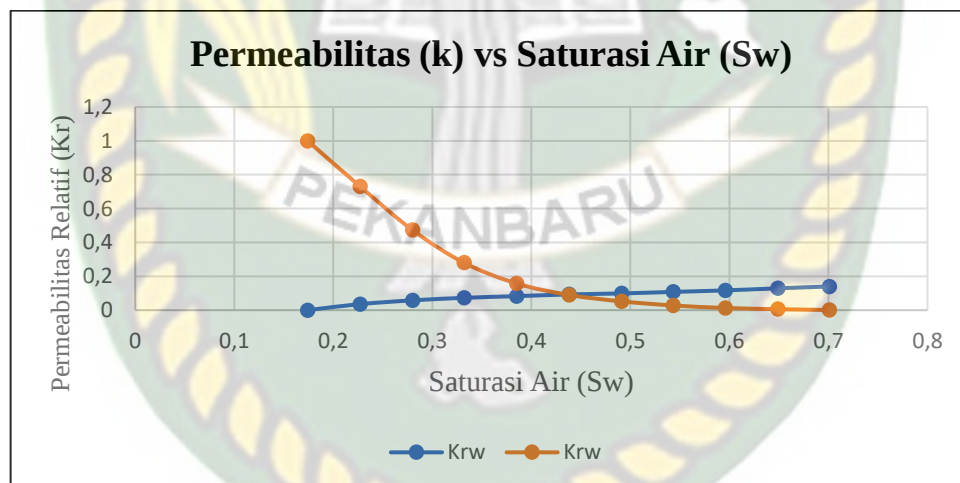
Dari hasil Analisis SCAL diketahui nilai kurva saturasi dan permeabilitas relative (K_r) yang dapat dilihat pada **Tabel 3.1** dibawah berikut:

Tabel 3.1 Data S_w , K_{rw} , dan K_{ro}

S_w	K_{rw}	K_{ro}
	md	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: Pertamina File, 2014

Dari data diatas maka dibuatlah kurva korelasi antara S_w dan K_r pada lapisan M3 sebagai berikut (**Gambar 3.4**).

**Gambar 3.4** Kurva permeabilitas relatif dan saturasi (Pertamina File, 2014)

Nilai S_w ditunjukkan oleh perpotongan antara nilai saturasi dan permeabilitas relatif berada pada nilai 0,44. Berdasarkan hal tersebut maka diketahui bahwa lapisan M3 memiliki sifat kebasahan yaitu *oil wet*, hal ini terdapat dalam buku

Fundamental of Applied Reservoir Richard Weaton tahun 2016, disebutkan jika $S_w < 0,5$ maka dia memiliki sifat kebasahan *oil wet* pun sebaliknya jika $S_w > 0,5$ maka sifat kebasahan yang dimiliki adalah *water wet*.

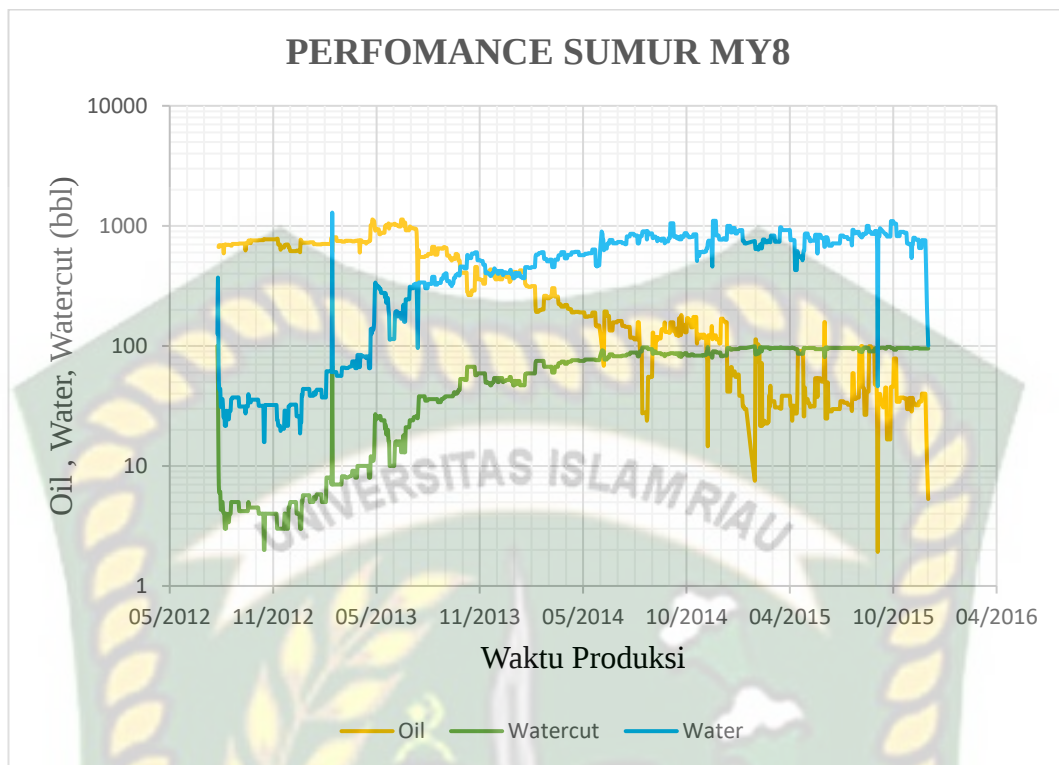
Tabel 3.2 Data reservoir dan geologi pada sumur kajian

Jenis Batuan	Sandstone
Porositas (%)	19
Permeabilitas (mD)	236
Sor	0,299
S_w	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
ρ (gr/cc) @60 °F	0,9123
Ph	8,2
Watercut (%)	95
Temperature (°F)	226
Drive Mechanisme	Water Drive & Solution Drive

Sumber: Pertamina File 2014

3.5. REVIEW SUMUR MY8

Sumur MY8 berada pada lapisan M3 struktur M lapangan Limau. Struktur M pertama kali ditemukan tahun 1949 dan kemudian diproduksi oleh BPM, selanjutnya oleh *Husky* dan *Sea Union*, dan terakhir oleh PT Pertamina EP. Initial oil in place (IOIP) atau cadangan yang dimiliki oleh struktur M adalah sebesar 240 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 30,04% atau sebanyak 79 MMSTB. Hingga 31 Desember 2015 status produksi kumulatif telah mencapai 54 MMSTB. Rata-rata kadar air di sumur produksi sudah mencapai 90%. Jumlah sumur aktif saat ini adalah 25 sumur produksi yang diproduksi menggunakan *artificial lift system* dan 11 sumur injeksi.



Gambar 3.5 Performace produksi sumur MY8

Reservoir utama struktur M merupakan batu pasir (sandstone) di formasi Talang Akar dengan tekanan awal reservoir sebesar 2,300 psi. Lapisan penghasil utama Z0, M1 dan M3 dengan mekanisme pendorong *solution gas drive* dan *water drive*. Kumulatif produksi struktur M pada 1 Januari 2016 sebesar 54 MMSTB, dan Sisa Cadangannya sebesar 25 MMSTB. Puncak produksi mencapai 10,268 BOPD pada bulan Juni 2010.

Lapisan M3 memiliki cadangan sebesar 62,5 MMSTB dengan cadangan yang bisa diambil adalah sebanyak 32,30% atau sebanyak 19,5 MMSTB. Status produksi kumulatif hingga 31 Desember 2015 adalah sebanyak 14 MMSTB dengan sisa cadangan sebesar 5,5 MMSTB.

Tabel 3.3 Data cadangan reservoir struktur M dan lapisan M3

Reservoir	Initial Oil In Place	Recovery Factor to IOIP	Ultimate Recoverable Resource	Prod. Minyak Tahun 2015	Prod. Cum Des' 2015	Sisa Cadangan Minyak
	MMSTB	(%)	MMSTB	MMSTB	MMSTB	MMSTB
Struktur M	240,3	30,5	79,03	9,24	54,01	24,99
Lapisan W3	62,53	32	19,58	3,89	14,03	5,55

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

4.1. PEMILIHAN KANDIDAT SUMUR

Sebelum dilakukan stimulasi *chemical Reservoir Modifier* dilakukan pemilihan kandidat sumur berdasarkan kriteria yang telah tertulis dalam 2.4 (hal.18).

a. Initial Oil In Place

Berdasarkan data yang telah ditulis pada pembahasan 3.8 (hal. 29) diketahui bahwa Struktur M mempunyai cadangan sebesar 240 MMSTB dengan *recovery factor* sebesar 30,04% atau sebanyak 79 MMSTB. Hingga 31 Desember 2015 status produksi kumulatif telah mencapai 54 MMSTB. Dengan rata-rata kadar air di sumur produksi sudah mencapai 90%.

Lapisan M3 yang merupakan salah satu lapisan yang ada pada struktur M mempunyai cadangan Lapisan M3 memiliki 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 2015 adalah sebanyak 14 MMSTB dengan sisa cadangan sebesar 5,5 MMSTB. Dimana *recovery factor* yang digunakan berdasarkan mekanisme pendorong *solution gas drive* dan *water drive* sehingga hal ini dapat menyebabkan penurunan tekanan yang sangat cepat.

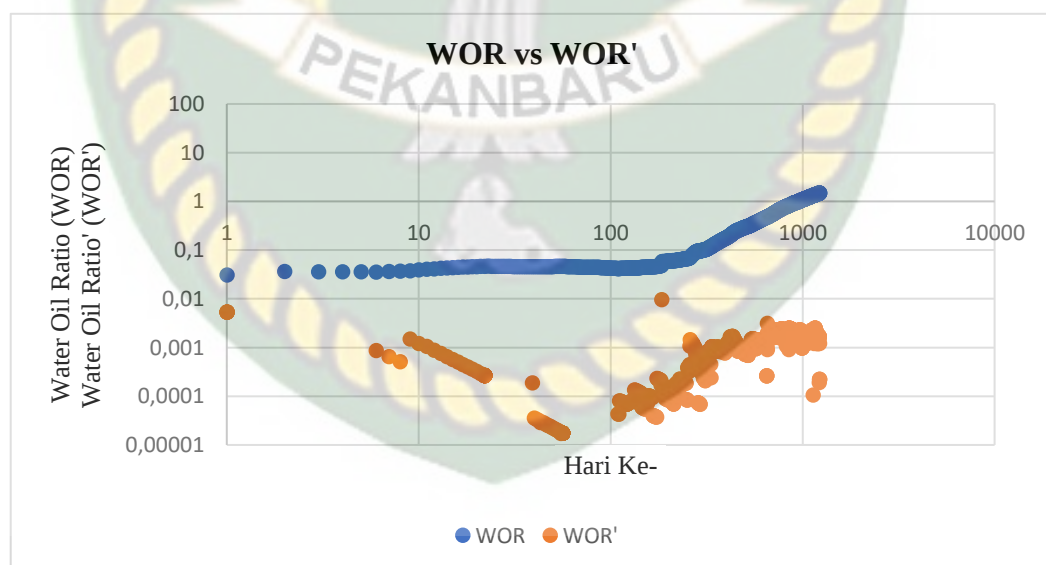
b. Karakterisasi reservoir

Batuan reservoir pada lapisan M3 diketahui adalah batuan *sandstone* dan dari hasil analisis SCAL lapisan M3 struktur M, sifat kebasahan batuan lapisan M3 adalah *oil wet*. Hal ini menjadi pertimbangan menarik untuk dilakukan stimulasi *chemical Reservoir Modifier* di lapisan M3, karena masih banyak minyak yang menempel di permukaan batuan yang belum dapat diproduksi.(pembahasan 3.4 hal.31)

c. Performa produksi

Perfoma produksi sumur yang mempunyai tendensi adanya *by pass oil* (Pada saat awal sumur di produksi kadar air rendah kemudian mengalami peningkatan

kadar air yang drastis). Berdasarkan hal tersebut maka didapatkan kandidat sumur yang cocok untuk dilakukan stimulasi *chemical* yaitu Sumur MY8 dimana berdasarkan data yang ada pada subbab 3.6 dan 3.7 diketahui bahwa sumur MY8 pertama kali diproduksi pada tahun 2012 dengan produksi minyak pertama kali sebanyak 400bbl/d pada tekanan 2100 Psi. Dimana lapisan ini memiliki cadangan sebanyak 62,532 MMSTB dan *recovery factor* sebesar 31% atau 19,385 MMSTB. Sampai dengan tahun 2016 *cummulative production* yang didapatkan sebanyak 14,376 MMSTB, sehingga jumlah *remaining reserves* per Januari 2017 sebanyak 5,201 MMSTB. Desember 2016 terjadi penurunan produksi hingga 5 bbl/d dengan *watercut* sebesar 95% pada tekanan reservoir 770 psi. Kenaikan *water cut* yang sangat cepat pada sumur MY8 selain dikarenakan lapangan limau merupakan lapangan *mature* hal ini juga disebabkan oleh *water coning* dan *water channelling* yang bisa dilihat pada **Gambar 4.1**, hal ini dibuktikan oleh prediksi *water coning* yang dilakukan menggunakan metode K.S Chan dimana dia menggunakan perbandingan antara kurva WOR dan WOR' (*WOR derivative*) vs waktu akan menunjukkan *slope* yang berbeda pada setiap permasalahan. Pada permasalahan *channeling slope* akan berharga positif (*WOR'* searah dengan *WOR*), sedangkan pada permasalahan *coning slope* akan berharga negatif (*WOR'* berlawanan arah dengan *WOR*) (Chan, 1995).



Gambar 4.1 Plot WOR vs WOR' pada sumur MY8

Dikarenakan *water cut* yang tinggi maka diharapkan penerapan *chemical* akan efektif untuk menaikkan produksi dan menurunkan kadar air pada sumur MY8. Sebagai sumur acuan dalam pemilihan formula *chemical* yang sesuai dengan sumur MY8 diambil sumur MY1 selain karena berada pada struktur dan lapisan yang sama, secara struktural posisi MY8 lebih *updip* dibandingkan dengan sumur produksi MY1. Dari hasil penelitian laboratorium yang telah dilakukan pada fluida sumur MY1 maka hal ini nantinya bisa diterapkan pada sumur-sumur lainnya yang ada pada struktur dan lapisan yang sama.

4.2. PEMILIHAN FORMULASI CHEMICAL BERDASARKAN HASIL UJI LABORATORIUM

Sebelum dilakukan penerapan *chemical injection* pada suatu sumur, perlu dilakukan penelitian di laboratorium untuk melihat apakah *chemical* yang akan kita injeksikan cocok dengan kondisi fluida maupun batuan reservoir kita, sehingga kita bias mendapatkan hasil yang optimum. pemilihan jenis *chemical* dan besarnya konsentrasi yang memberikan hasil optimal dilapangan.

Tabel 4.1 Komposisi *chemical Reservoir Modifier*

No.	Chemical	Surfactant Type
1	S10	Nonionic Surfactant
2	S12A	Nonionic Surfactant
3	S13A*	Kationic Surfactant
4	S13B	Nonionic Surfactant
5	S14A	Nonionic Surfactant
6	S14A*	Nonionic Surfactant
7	S14A*	Nonionic Surfactant
8	S14B	Nonionic Surfactant
9	S15A	Nonionic Surfactant
10	S15A*	Nonionic Surfactant
11	S15B	Nonionic Surfactant
12	S16A	Anionic Surfactant
13	S17B	Anionic Surfactant
14	S18A	Nonionic Surfactant

Sumber: Pertamina File, 2016

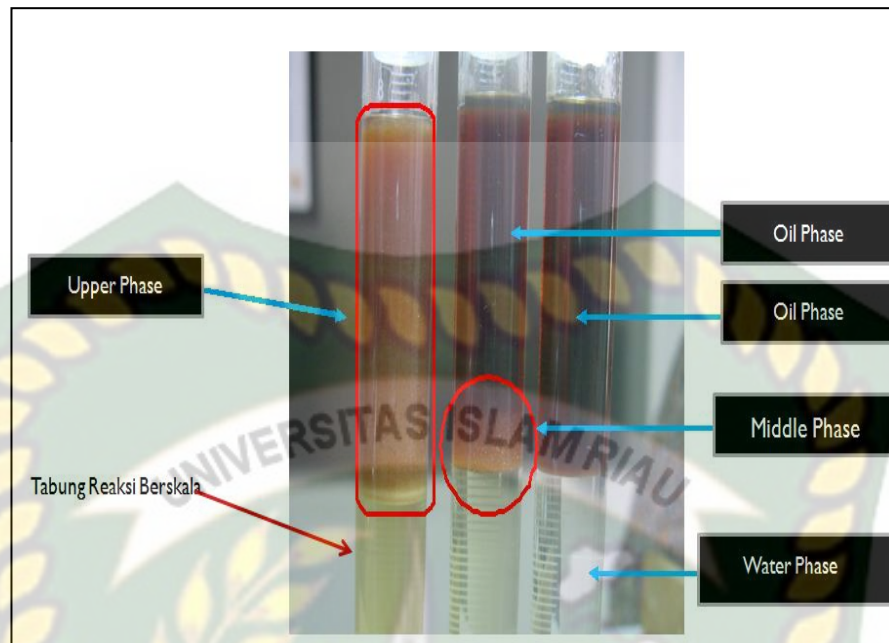
Terdapat 14 formulasi *chemical* yang diujikan pada sumur MY8 untuk mencari formulasi *chemical* yang paling cocok dan paling efektif penggunaannya untuk diinjeksikan kedalam sumur. Formulasi *chemical* tersebut terdiri dari tipe dan komposisi yang berbeda. Salah satu pembentuk komposisi *chemical* adalah *surfactant*. Dimana dari 14 formulasi *chemical* terdapat 12 tipe *nonionic surfactant*, 2 tipe *anionic surfactant* dan 1 tipe *cationic surfactant* (Tabel 4.1). S10, S12A, S13B, S14A, S14A*, S14B, S15A, S15A*, S15B, S18A yang mana *nonionic surfactant* adalah surfaktan yang kepalanya tidak mempunyai muatan. Dari hasil penelitian yang dilakukan (Negin et al., 2017) dikatakan bahwa surfaktan tipe *nonionic* adalah surfaktan yang efektif untuk *oil recovery* dikarenakan tahan terhadap salinitas dan air sadah yang tinggi. Kebalikan dengan *anionic surfactant* yang memiliki muatan negatif yaitu S16A dan S17B surfaktan tipe ini cocok dengan batuan pasir (*sandstone*) tetapi tidak tahan terhadap salinitas dan temperatur yang tinggi. sedangkan *cationic surfactant* berarti surfaktan yang pada kepalanya memiliki muatan positif.

Tes laboratorium dilakukan guna mencari dan mengetahui formulasi *chemical* yang paling sesuai untuk diinjeksikan ke dalam sumur MY8 agar meningkatkan tingkat keberhasilan penggunaan *chemical injection*. Yang mana tes laboratorium tersebut berupa tes sampel fluida yang meliputi uji kelakuan fasa (*phase behaviour*), uji imbibisi spontan (*spontaneous imbibition*), uji viskositas campuran (*mixing viscosity*).

a. Uji Kelakuan Fasa (*Phase Behaviour*)

Dari hasil uji kelakuan fasa kita bisa memilih formulasi *chemical Reservoir Modifier* yang sesuai dengan kondisi karakteristik minyak dan air di lapangan, ditunjukkan dengan kehadiran *microemulsion* yang terbentuk.

Gambar 4.2 menunjukkan terdapat 3 tabung yang diuji dengan jenis *chemical* yang berbeda. Pada tabung pertama *chemical* membentuk *microemulsion* minyak dalam air pada fasa cair. Perilaku ini tidak menguntungkan untuk mencapai IFT *ultra low* dengan *chemical*.



Gambar 4.2 Hasil uji kelakuan fasa pada beberapa jenis *chemical Reservoir Modifier* (Pertamina Limau File, 2018)

Pada tabung kedua terdapat fasa minyak dibagian bawah, lalu dibagian tengah terbentuk kehadiran *microemulsion* dan dibawahnya terdapat fasa air, kondisi tabung kedua inilah yang menunjukkan bahwa *chemical* yang diujikan pada tabung kedua adalah dalam kondisi salintas optimum. Dimana, kondisi salinitas optimum ini adalah kondisi jumlah volume minyak dan air berada pada jumlah yang sama didalam emulsi (Widyaningsih, 2017). Sedangkan pada tabung ketiga hanya terdapat fasa minyak dan air saja atau dengan kata lain tidak terjadinya pembentukan *microemulsion* pada tabung ketiga.

Tabel 4.2 Uji kelakuan fasa

No	Sample Code	Microemulsion Type (Winsor)
1	Brine MY1	-
2	S10 1% MY1	Lower Phase (I)
3	S12A 1% MY1	Middle Phase (III)

Tabel 4.3 Uji kelakuan fasa (lanjutan)

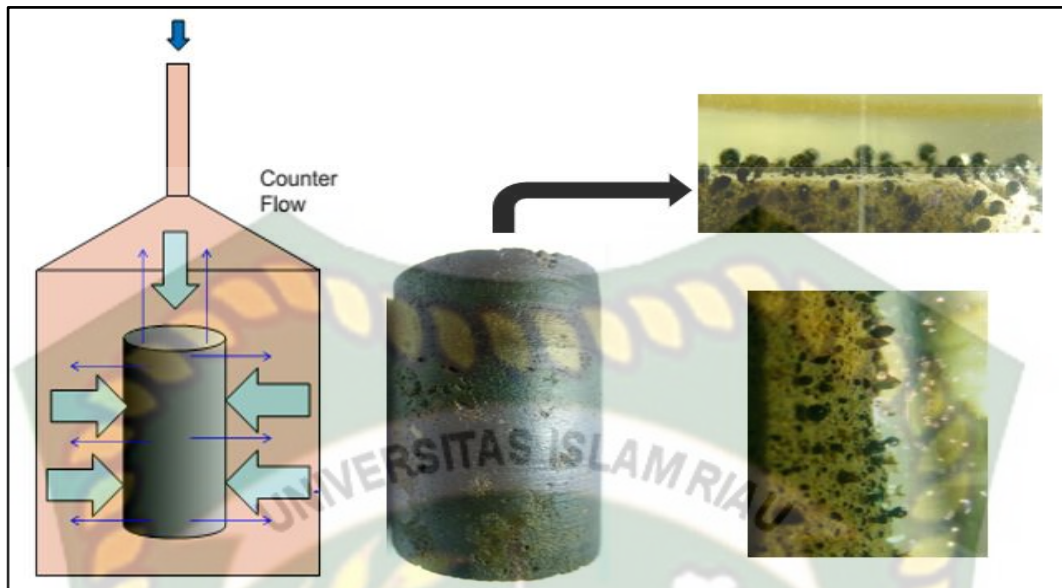
4	S13A 1%MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
5	S13A* 1% MY1	<i>Middle Phase (III)</i>
6	S14A 1% MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
7	S14A*1%MY1	<i>Middle Phase (III)</i>
8	S14B 1% MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
9	S15A 1% MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
10	S15A*1%MY1	<i>Middle Phase (III)</i>
11	S15B 1% MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
12	S16A 1% MY1	<i>Middle Phase (III)</i>
13	S17A 1% MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
14	S17B 1% MY1	<i>Lower Phase (I)</i>
15	S18A 1% MY1	<i>Middle Phase (III)</i>

Sumber: Pertamina File, 2016

Dari hasil uji kelakuan fasa yang telah dilakukan di laboratorium dari 15 sampel didapatkan sampel yang akan diteliti lebih lanjut adalah sampel yang terdapat *microemulsion middle phase* yaitu S12A , S13A*, S14A*, S15A*, S16A, S18A dengan masing-masing konsentrasi *chemical* sebesar 1% (Pertamina File, 2015).

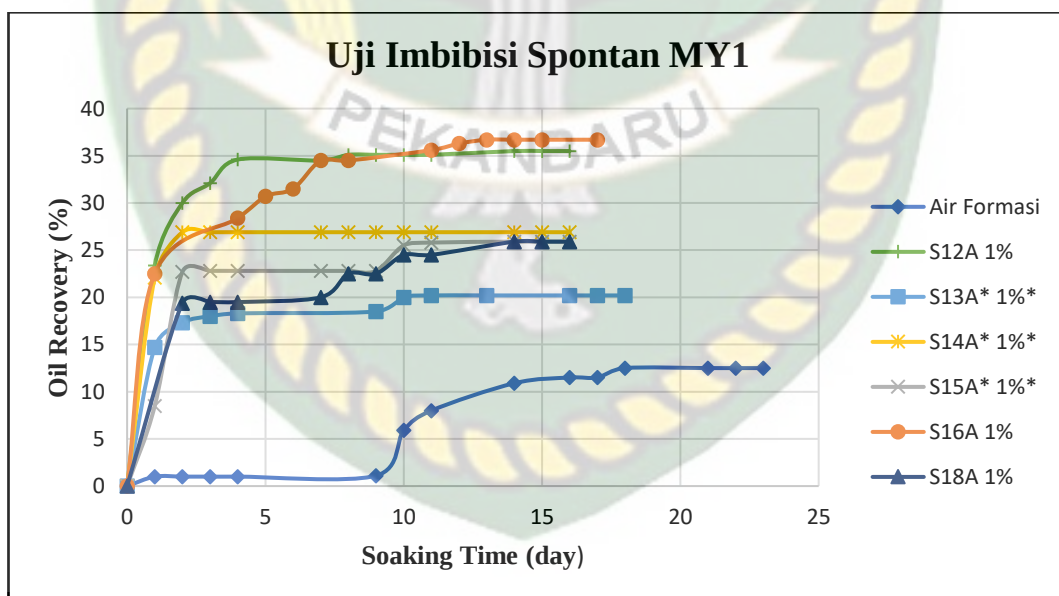
b. Uji Imbibisi Spontan (*Spontaneous Imbibitions Test*)

Uji Imbibisi spontan dilakukan untuk mengetahui kemampuan *chemical* dalam memobilisasi dan meningkatkan nilai perolehan minyak yang terjebak diantara fluida dan dalam pori-pori mikroskopik.



Gambar 4.3 Uji imbibisi spontan (*Spontaneous Imbibition*)

Prinsip kerja pada uji imbibisi spontan ini adalah *core* yang telah jenuh oleh minyak direndam (*soaking*) didalam larutan *chemical* dan air formasi maupun ditambah *chemical*. Kemudian akan terjadi suatu proses pendesakan minyak oleh larutan sehingga minyak keluar dari *core* melalui pori-pori.



Gambar 4.4 Grafik hasil uji imbibisi spontan terhadap *oil recovery* dan waktu *soaking* pada sumur MY1

Gambar 4.4 menunjukkan hasil percobaan dari uji imbibisi spontan. tes ini dilakukan pada sampel yang larutannya hanya berisi air formasi dan larutan yang dicampur *chemical* S12A, S13A*, S14A*, S15A*, S16A dan S18A dengan masing-masing konsentrasi *chemical* 1%. *Sample core* yang telah dijenuhi oleh minyak kemudian direndam didalam larutan yang hanya berisi air formasi ataupun kedalam air formasi yang sudah ditambahkan *chemical* yang telah disebutkan, Dari hasil pengujian tersebut diperoleh nilai *oil recovery* dengan hasil waktu perendaman maksimum *chemical*. Dimana setelah melewati waktu perendaman maksimum nilai dari *oil recovery* tidak naik lagi.

Tabel 4.4 Uji kelakuan fasa sumur MY1

NO	Formulasi Chemical	Porositas Core (%)	Soaking Time (Hari)	Soaking Time max (Hari)	Oil Recovery (%)
1	Air Fomasi MY1	16,24	23	21	12,31
2	S12A	16,23	16	14	35,46
3	S13A*	15,57	18	10	20,33
4	S14A*	15,61	16	3	26,86
5	S15A*	13,09	16	11	25,78
6	S16A	14,53	17	13	36,57
7	S18A	14,57	16	10	25,75

Sumber: Pertamina File, 2016

Dari pengujian terhadap 7 sample tersebut didapatlah hasil sebagai mana tertera pada Tabel 4.5 dimana *sample* yang memperoleh hasil *oil recovery* tertinggi diperoleh oleh formulasi *chemical* S16A menunjukkan perolehan sebesar 36,57% dengan waktu pengujian dilakukan selama 17 hari, namun setelah hari ke-13 tidak lagi terjadi peningkatan *oil recovery* dikarenakan *sample* yang telah diujikan sudah berada pada fasa titik jenuh, dalam (Adinda, 2016) Swasono, 2012 mengatakan bahwa penambahan surfaktan dalam larutan akan menyebabkan turunnya tegangan permukaan larutan suatu cairan dan diantarmuka fasa baik cair-gas maupun cair-cair. Setelah mencapai konsentrasi tertentu, tegangan permukaan akan konstan

walaupun konsentrasi surfaktan ditingkatkan. Bila surfaktan ditambah melebihi konsentrasi ini maka surfaktan mengagregasi membentuk misel. Konsentrasi terbentuknya misel ini disebut *critical micelle concentration* (CMC). Tegangan permukaan akan menurun hingga CMC tercapai. Setelah CMC tercapai, tegangan permukaan akan konstan yang menunjukkan bahwa antarmuka menjadi jenuh dan terbentuk misel yang berada dalam keseimbangan dinamis dengan monomernya (Supriningsih, 2010). Sehingga, tidak akan terjadi lagi peningkatan *oil recovery* meskipun waktu perendaman dilakukan lebih dari 13 hari. Hal ini menunjukkan bahwa pada *sample* S16A waktu *soaking* maksimumnya adalah 13 hari.

Perolehan *oil recovery* yang kedua diperoleh oleh *sample* dengan formula *chemical* S12A dengan waktu pengujian selama 16 hari. Dari 16 hari diperoleh waktu *soaking* maksimum selama 14 hari, dimana hasil perolehan *oil recovery* sebesar 35,46%. Sedangkan yang ketiga ditempati oleh formulasi *chemical* S14A* dimana pengujian yang dilakukan selama 16 hari dengan perolehan *oil recovery* sebesar 26,86% tetapi dengan waktu *soaking* maksimum yang paling singkat yaitu selama 3 hari.

Sedangkan untuk S15A*, S18A yang mana setiap *sample* dilakukan pengujian selama 16 hari memperoleh *oil recovery* sebesar 25,78 dengan waktu *soaking* maksimum selama 11 hari untuk S15A* dan 10 hari untuk S18A dimana *oil recovery* yang diperoleh sebanyak 25,75%. Untuk posisi perolehan jumlah *oil recovery* keenam ditempati *sample* dengan formula *chemical* S12A sebesar 20,33% dengan waktu *soaking* maksimum selama 14 hari dari 16 hari pengujian.

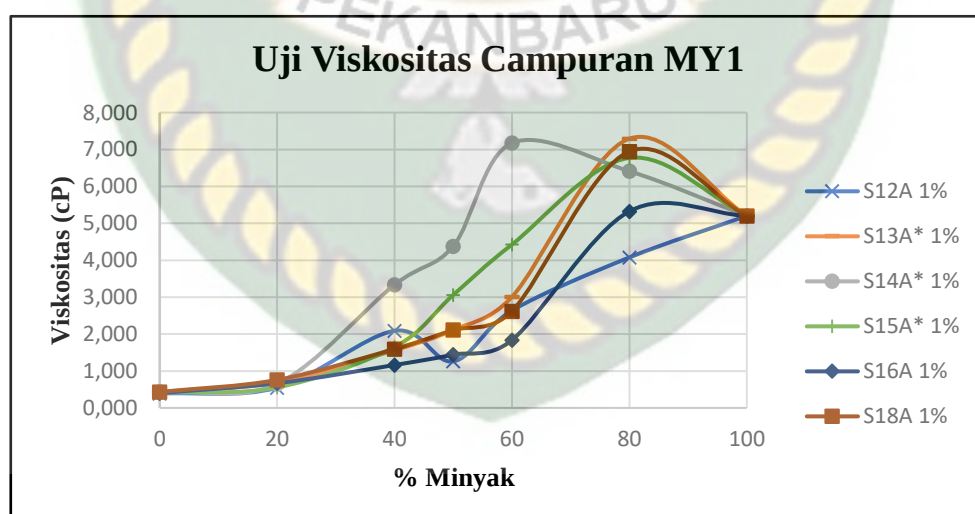
Untuk posisi yaitu air formasi *oil recovery* yang didapat yaitu sebanyak 12,31 % dimana waktu pengujian *soaking time* selama 23 hari dengan *soaking time* maksimum yaitu 21 hari dikarenakan air formasi sedikit memberikan mobilisasi kepada minyak, beda dengan mencampurkan *chemical* yang membuat mobilisasi minyak jauh lebih meningkat dikarenakan *inner energy* yang dihasilkan oleh *chemical*.

Maka kandidat dari hasil pengujian yang telah dilakukan tersebut yang menunjukkan hasil pengujian terbaik dengan parameter perolehan minyak yang tertinggi dari tes imbibisi adalah formulasi *chemical* S16A menunjukkan perolehan

sebesar 36,57% dengan waktu pengujian dilakukan selama 13 hari, Hal ini menandakan kekuatan gaya imbibisi bahan kimia yang lebih kuat tetapi waktu yang dibutuhkan untuk mencapai *recovery* maksimum sangat lama yaitu 13 hari mengingat hal ini sangatlah tidak ekonomis untuk dilakukan, maka, kandidat yang paling kuat untuk dipilih adalah S14A* dengan perolehan *recovery* maksimum sebanyak 26,86% dengan waktu *soaking* yang dibutuhkan hanya 3 hari. Hal ini didukung oleh penelitian yang dilakukan oleh (Mucharam et al., 2012) bahwasanya ahan kimia terbaik yang dipilih untuk reservoir yang diteliti ditunjukkan oleh perolehan minyak tertinggi yang diperoleh dari pengujian.

c. Uji Viskositas Campuran (*Mix Viscosity Test*)

Berdasarkan hasil analisis fluida reservoir menunjukkan nilai viskositas minyak saat pengujian pada sumur MY1 diperoleh sebesar 5,2022cp. Pada pengujian uji viskositas campuran, Formulasi *chemical* yang paling baik adalah yang dapat menghasilkan nilai viskositas tertinggi pada fraksi volume kurang dari 50%. Emulsi yang dapat terbentuk dari sistem air formasi, *chemical*, dan minyak akan memiliki nilai viskositas tertentu. Hal ini berhubungan dengan mobilitas yang akan terjadi di dalam reservoir. Dimana nilai viskositas campuran yang tinggi dapat menutup *channel*, sehingga *stimulasi chemical* yang diterapkan nantinya akan menyapu daerah yang belum tersapu (*un-swept area*).



Gambar 4.5 Grafik hasil uji viskositas campuran pada sumur MY1

Pada **Gambar 4.5** menunjukkan hasil pengujian uji viskositas campuran yang telah dilakukan pada delapan *sample* yang telah dilakukan tes yaitu S12A, S13A*, S14A*, S15A, S15A*, S16A, S18A dengan konsentrasi *chemical* masing-masing 1%. Yang mana nilai hasil percobaan secara rinci dapat dilihat pada Tabel 4.6 dibawah ini.

Tabel 4.5 Hasil uji viskositas campuran MY1

NO	Formulasi Chemical	Viskositas (cP)						
		% Oil						
		0	20	40	50	60	80	100
1	S12A 1%	0,386	0,546	2,089	1,263	2,636	4,076	5,202
2	S13A* 1%	0,440	0,684	1,566	2,114	3,006	7,293	5,202
3	S14A* 1%	0,439	0,653	3,334	4,381	7,175	6,412	5,202
4	S15A*1%	0,409	0,554	1,648	3,060	4,426	6,772	5,202
5	S16A 1%	0,401	0,668	1,162	1,444	1,837	5,324	5,202
6	S18A 1%	0,431	0,758	1,596	2,111	2,619	6,948	5,202

Sumber: Pertamina File, 2016

Karena pada pengujian viskositas campuran *sample* yang baik adalah yang *sample* yang dapat menghasilkan nilai viskositas tertinggi pada fraksi volume kurang dari 50% (Pertamina File, 2016) maka berdasarkan hal tersebut dapat dilihat bahwa yang menghasilkan viskositas tertinggi sebelum 50% volume yang tertera pada Tabel 4.6 adalah S14A* dengan nilai viskositas campuran sebesar 3,334 cP, nilai terbesar kedua diperoleh oleh S12A sebesar 2,089 cP. Sedangkan, untuk formulasi *chemical* lainnya yaitu S13A*, S15A*, S16, S18A nilai viskositas campuran sebelum 50% hanya berada pada kisaran nilai 1,5-1,6 cP, dimana nilai paling rendah diperoleh oleh S13A* yaitu 1,566 cP.

Dari seluruh uji tes yang dilakukan yaitu uji analisis kelakuan fasa, uji imbibisi spontan dan yang terakhir uji viskositas campuran, maka formulasi *chemical* yang paling cocok dan sesuai dengan sumur yang akan distimulasi adalah

formulasi chemical S14A*, dimana dari hasil uji analisis kelakuan fasa S14A* terdapat *microemulsion* yang terbentuk, lalu dari hasil imbibisi spontan diketahui bahwa waktu *soaking* yang diperlukan oleh S14A* untuk meraih perolehan *oil recovery* maksimum sebanyak 26,86% adalah selama 3 hari, dan dari hasil uji viskositas campuran yang dilakukan S14A* menghasilkan nilai viskositas tertinggi pada fraksi volume minyak dibawah 50% senilai 3,334cP.

4.3. PERENCANAAN JUMLAH FLUIDA INJEKSI DAN PROSES PELAKSANAAN INJEKSI

Pada pelaksanaan pekerjaan stimulasi *chemical* terhadap sumur MY8, Volume *chemical* yang diinjeksikan kesumur adalah sebesar 130,911 bbl. Hasil ini didapatkan dari perhitungan menggunakan persamaan 1, dengan data karakteristik reservoir sebagai berikut:

Tabel 4.6 Data reservoir

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

Sumber: Pertamina File, 2016

Dari data tersebut dilakukan perhitungan jumlah volume fluida yang akan diinjeksikan pada sumur MY8 sebagai berikut:

$$V_f = 0,56 \phi h r^2$$

$$\begin{aligned}
 V_f &= 0,56 \times 0,19 \times (15 \text{ m} \times 3,281 \text{ ft/m}) \times (5\text{ft})^2 \\
 &= 130,911 \text{ bbl} \\
 &= 100 \text{ drum}
 \end{aligned}$$

4.4. KALKULASI EKONOMI PERENCANAAN INJEKSI CHEMICAL

Perhitungan keekonomian sebuah *project* perlu dilakukan untuk melihat apakah project yang akan kita lakukan ini kira-kira berdasarkan dari segi ekonomi

menghasilkan keuntungan atau kerugian untuk sebuah perusahaan. Hal ini sangat penting mengingat bahwa project chemical EOR membutuhkan biaya yang tidak sedikit.

Kajian keekonomian pada project ini menggunakan perhitungan dengan metode *Production Sharing Contract* (PSC) Indonesia dengan parameter-parameter yang digunakan sebagai acuan keberhasilan pada *project* ini adalah sebagai berikut:

1. *Net Present Value* (NPV) harus bernilai positif.
2. *Internal Rate of Return* (IRR) harus lebih besar dari MARR.
3. *Pay out time* (POT) harus kurang dari umur proyek.

Tabel 4.7 Data keekonomian

<i>OIL PRICE</i> (USD)	60
<i>Gov Tax</i> (%)	44
<i>Total Gross Revenue</i> (USD)	1539060
<i>Operating Cost/barrel</i> (USD)	0,101
MARR (%)	10
<i>Contractor</i> (%)	33
<i>Government</i> (%)	67
FTP (%)	20
FTP CONT (%)	26,79
FTP GOV (%)	73,21
DMO (%)	25
DMO <i>Fee</i> (%)	15

Tabel 4.8 Biaya *project chemical stimulation*

<i>Rig Cost & Pumping Cost</i> (USD)	23401
<i>Shut in</i> (USD)	21175
<i>Stimulasi Chemical</i> (USD)	109428
<i>Overhead Cost</i> (USD)	1000
<i>Non Capital</i> (USD)	155004

Sumber: Pertamina File, 2016

Berdasarkan data yang ada pada **Tabel 4.7** dan **Tabel 4.8** dan dilakukan perhitungan dengan metode PSC (Lampiran II), maka didapat hasil parameter-parameter keberhasilan sebagai berikut:

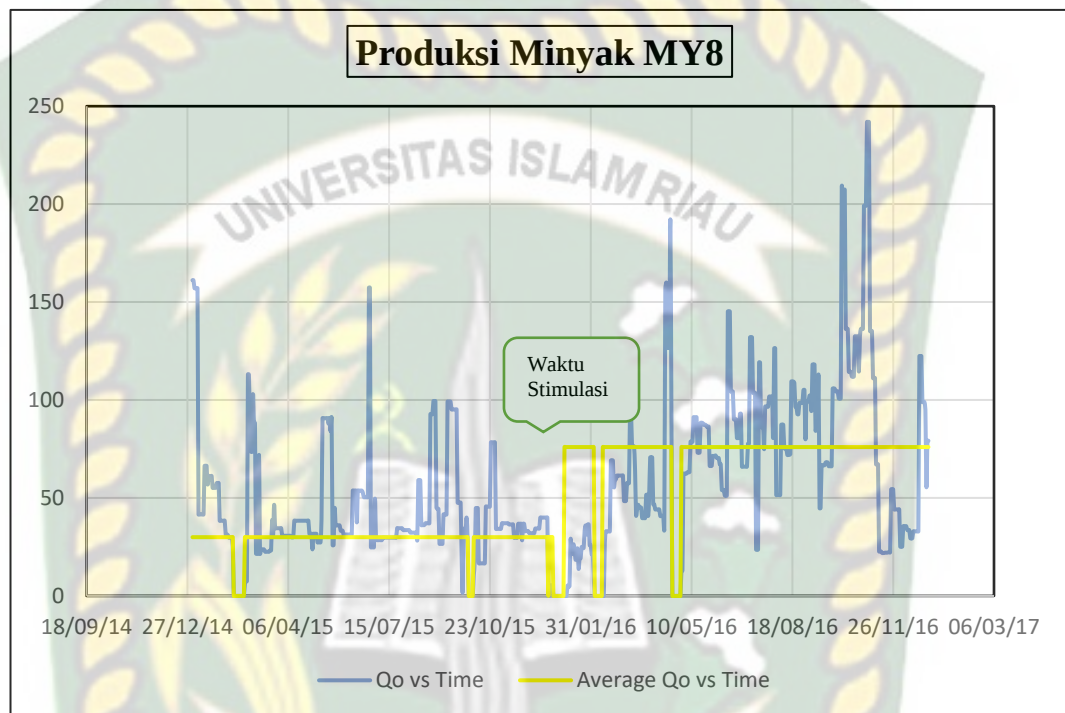
Tabel 4.9 Hasil Keekonomian *project chemical injection*

Parameter	Nilai
NPV @ 10% (USD)	215.193,84
IRR (%)	166,95
POT (Bulan)	2,96

Dari hasil perhitungan didapatlah nilai NPV pada MARR 10% bernilai positif yaitu 215.193,84 USD, nilai IRR >MARR dimana 166,95% > 10%, lalu waktu kembalinya modal lebih cepat dibandingkan lamanya *project* atau lama *monitoring* project, dari dua belas bulan *monitoring*, waktu kembali modal terjadi pada bulan antara bulan ke 2-3. Artinya project ini berdasarkan kajian keekonomian dianggap layak untuk dilakukan..

4.5. MONITORING PRODUKSI MINYAK DAN WATERCUT

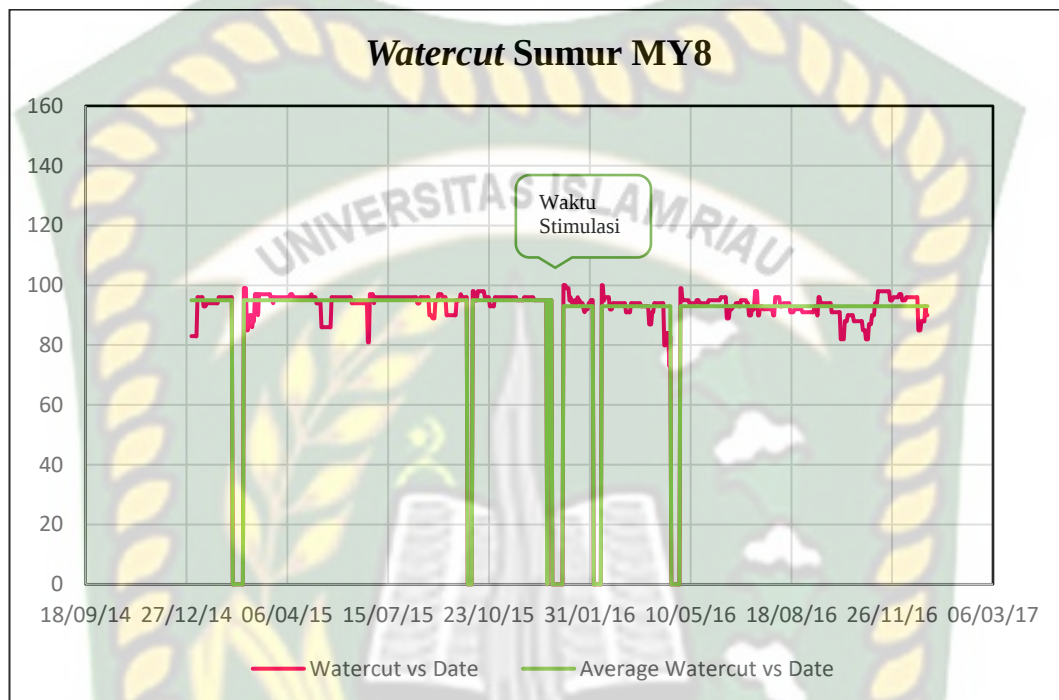
Stimulation chemical Reservoir Modifier yang dilakukan selama 11 hari yaitu dari tanggal 25 Desember 2015 hingga 03 Januari 2016 dimana dengan waktu *soaking* selama 3 hari . Produksi terakhir pada sumur MY8 sebelum dilakukan simulasi adalah sebesar 5,03 BOPD dengan *watercut* sebesar 95%.



Gambar 4.6 Monitoring Produksi Minyak pada Sumur MY8

Setelah proses stimulasi dilakukan maka hasil produksi pada sumur MY8 dimonitoring untuk melihat apakah proses *chemical injection* sumur berhasil atau tidak. Pada sumur MY8 dilakukan *monitoring* selama dua belas bulan atau satu tahun sesudah *chemical injection* untuk melihat apakah ada perubahan dari segi produksi minyak dan *watercut*. Produksi minyak terakhir sebelum dilakukan stimulasi pada sumur MY8 adalah sebesar 5 bbl/d dengan rata-rata produksi minyak sebulan terakhir sebesar 30 bbl/d, setelah dilakukan stimulasi *chemical* maka terjadi kenaikan produksi sebanyak mencapai 75 bbl/d atau naik menjadi 250% dari rata-rata jumlah produksi sebulan terakhir sebelum dilakukan stimulasi. Dimana nilai produksi minyak terendah yang dicapai oleh sumur MY8 setelah stimulasi adalah sebesar 11 bbl/d dan nilai produksi minyak tertinggi adalah sebesar 242 bbl/d.

(Gambar 4.6). Hasil produksi setelah dilakukannya stimulasi *chemical Reservoir Modifier* ini sesuai dengan penelitian yang telah dilakukan sebelumnya (Mucharam et al., 2012) bahwa terjadi kenaikan produksi minyak setelah stimulasi hingga mencapai lebih dari 300 %.



Gambar 4.7 Monitoring Watercut pada Sumur MY8

Kemudian selanjutnya pada **Gambar 4.7** untuk *monitoring watercut* pada sumur MY8 juga dilakukan selama dua belas bulan atau satu tahun. Dari hasil *monitoring* dilihat bahwa *watercut* rata-rata sebelum dilakukan proses *chemical injection* adalah sebesar 95%, setelah dilakukan *chemical injection* kadar air berkurang 3% sehingga rata-rata *watercut* setelah dilakukan *chemical injection* menjadi 92%. Dengan nilai *watercut* terendah yang diperoleh setelah dilakukannya stimulasi adalah sebesar 73%. Maka kesimpulan dari hasil *monitoring* pada sumur MY8 selama satu tahun terhadap parameter kenaikan produksi dan penurunan *watercut* sebelum dan sesudah *chemical injection* dianggap berhasil.

Hasil *watercut* setelah dilakukannya stimulasi *chemical Reservoir Modifier* ini sesuai dengan penelitian yang telah dilakukan sebelumnya (Nugroho et al., 2012) bahwa terjadi penurunan *watercut* setelah proses stimulasi dilakukan.

Untuk memudahkan melihat hasil nilai produksi dan *watercut* pada saat sebelum dan sesudah stimulasi *chemical* yang dilakukan pada sumur MY8 maka, dibuatlah rangkuman dalam tabel sebagai berikut:

Tabel 4.10 *Perfomance* sumur MY8 sebelum dan sesudah stimulasi

Well	Before Stimulation			After Stimulation					
	BFPD	BOPD	WC	BFPD	BOPD	WC	Spike-WC	Peak-BOPD	Spike-BOPD
MY8	833	5	95	1040	75	92	73	242	11

BAB V

KESIMPULAN

5.1. KESIMPULAN

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

1. Berdasarkan hasil analisis uji laboratorium pada berbagai formula didapatkan hasil formula *chemical* yang digunakan adalah MS4A* dengan peningkatan perolehan sebesar 26,86% dan waktu *soaking* selama 3 hari .
2. Jumlah *chemical* yang harus diinjeksikan kesumur MY8 adalah sebanyak 152,813 bbl atau 100 drum.
3. Dari hasil kajian keekonomian menggunakan metode PSC untuk *project chemical stimulation* parameter NPV PADA 10 % bernilai positif yaitu 215.193,84 USD ,IRR>MARR yaitu bernilai 166,95% >10 % , dengan POT atau waktu pengembalian selama 2,96 bulan dari 12 bulan umur *project*. Maka, dianggap bahwa *project* ini layak untuk dilaksanakan.
4. Terjadi kenaikan produksi setelah dilakukan *chemical stimulation* dari 5 bbl ke 75 bbl, kemudian terjadi penurunan *watercut* sebanyak 3 % yaitu dari 95 % ke 92 %.

5.2. SARAN

Hal yang disarankan untuk penelitian selanjutnya yaitu sebagai berikut:
Melakukan perhitungan dan analisis *decline curve* terhadap sumur yang telah dilakukan untuk melihat seberapa lama pengaruh hasil *chemical stimulation* terhadap produksi minyak dan *watercut* pada sumur yang telah distimulasi.

DAFTAR PUSTAKA

- Adinda, N. D. (2016). *Pengaruh Suhu dan Lama Reaksi pada Sintesis Metil Ester Sulfonat Berbasis CPO dengan Agen Natrium Bisulfit (NaHSO₃)*. Politeknik Negeri Sriwijaya. Retrieved from <http://eprints.polsri.ac.id/3317/1/1>. Cover dkk.pdf
- Allen, T., & Roberts, A. P. (1989). Production Operations. *Production*, 2, 364.
- Buckley, J. S., Edwards, J., & Fordham, E. (2007). Fundamentals of Wettability. *Schlumberger*, 44–61.
- Campbell, C. B. (2009). Enhanced Oil Recovery Surfactant Formulation And Method Of Making The Same.
- Chan, K. S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. *SPE*, (30775), 755–763.
- Curbelo, F. D. S., Neto, A. A. D., Santanna, V. C., Castro, T. N. De, Albuquerque, H. S., Tarcílio, ... Garnica, A. I. C. (n.d.). Adsorption of Surfactans In Sandstones : Effect of Etoxylolation Degree. *Mercosur Congress on Chemical Engineering*, (June 2014).
- Dwiyanto, A., Adhika, G., Akhmadi, L., Putro, B. K., & Haqiqi, I. H. (2017). Implementasi Pilot Project Stimulasi Chemical ITB di Lapangan Niru Lapisan W3. *Forum Sharing Teknologi Hulu*.
- Dwiyanto, A., Balya, C. S., Nurhidayati, R., & Latifa, Z. R. (2011). Peningkatan Perolehan Minyak dengan Metode Injeksi Chemical, 1–7.
- Economides, M. J., & Boney, C. (2000). *Reservoir Stimulation*. *Reservoir Stimulation* (3th Editio). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Farog, A., A.Mustafa, H., Mukhtar, E., Elblaoula, H., A. Yassin, B., Tagwa, M., ... Abdalla, F. (2016). Implementation of Chemical EOR as Huff and Puff to Improve Oil Recovery for Heavy Oil Field by Chemical Treatment SEMAR Cast Study Bamboo Oil Field. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, (SPE-182792-MS). <https://doi.org/10.2118/182792-MS>
- Ghosh, P. (2014). *Interfacial Tension*. India: Department of Chemical Engineering.
- Hambali, E., Suryani, A., Pratomo, A., Permadi, P., Purnomo, H., & Muijalipah,

- S. (2006). Kinerja Surfaktan Metil Ester Sulfonat (MES) Sebagai Oil Well Stimulation Agent Akibat Pengaruh Suhu, Lama Pemanasan, dan Konsentrasi Asam (HCL). *Jurnal Teknologi Industri Pertanian*, 16, 9–17.
- Juita, R., Arnelli, & Yusniati. (2016). Telaah Surfaktan untuk Proses Enhanced Oil Recovery (EOR) dan Profil Adsorpsi Surfaktan A-Olefin Sulfonates (AOS). *Jurnal Kimia Sains Dan Aplikasi*, 19(1), 28.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. New Jersey.
- Maria, R. (2006). *Kajian Dynamic Core Adsorption Test pada Proses Oil Well Stimulation Menggunakan Surfaktan Metil Ester Sulfonat Berbasis Minyak Sawit*. Institut Pertanian Bogor.
- Mucharam, L. (2014). Surfactant and SeMAR for EOR.
- Mucharam, L., Institut Teknologi Bandung, Nugroho, W., PT Ganesha Patra Sejahtera, Wibisono, K., & PERTAMINA, U. R. (2012). Improve Oil Recovery for Heavy Oil by Chemical Treatment Implementation as an Alternative, Case Study Bentayan Field. *SPE*, (SPE 1547763).
- Myers, D. (2006). *Surfactant Science And Technology Surfactant Science* (3rd ed.). United States Of America.
- Negin, C., Ali, S., & Xie, Q. (2017). Most Common Surfactants Employed in Chemical Enhanced Oil Recovery. *Petroleum*, 3(2), 197–211. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>
- Novita, I. M. S. (2011). *Formulasi Surfaktan Untuk Screening Awal Chemical Flooding Pada Eor (Enhanced Oil Recovery)*. Universitas Indonesia.
- Nugroho, W., PT Ganesha Patra Sejahtera ; Saputro, G., Pertamina - Geo Minergy Sungai Lilin Ltd ; Mucharam, L., & Institut Teknologi Bandung. (2012). Case Study : New Approach of Chemical Implementation to Improve Oil Recovery and Production for Tight Carbonate Reservoir in Sungai Lilin The selection Results.
- Parshall, J. (2012). Mature Fields Hold Big Expansion Opportunity. *Petroleum Energy*, (October 2012).
- Perkins, W. (1998). *Surfactants A Primer*. Wellington Sears Handbook of Industrial Textiles. <https://doi.org/10.1201/9780203733905>

- Pertamina EP Asset 5 Field Tanjung. (2014). Evaluasi Hasil Monitoring Stimulasi Huff & Puff SeMAR T-140. Tanjung, Kalimantan Selatan.
- PT. Citra Patra Utama. (2011). SeMAR.
- PT. Pertamina EP Field Limau. (2016). Smart Chemical Modifier to Enhanced Oil Recovevery (SeMAR). Prabumulih.
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Jurnal of Earth, Energy, Engineering*, (2301–8097), 22-36.
- Sandersen, S. B. (2012). *Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding Thesis*. Technical University of Denmark. <https://doi.org/10.1088/1361-6528/aad01f>
- Saputri, A. N. (2008). *Kajian Kontrak Migas*. Institut Teknologi Bandung.
- Setiati, R., Siregar, S., Marhaendrajana, T., & Wahyuningrum, D. (2018). Pengaruh Wettability Surfaktan NaLs Ampas Tebu Pada Batuan Sandstone Dalam Proses Enhanced Oil Recovery (EOR). *Seminar Nasional Pakar*, 1–8.
- Sheng, J. J. (2015). Status of Surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97–105. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Veronika, C. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan dan Permeabilitas pada Batuan Sandstone terhadap Perolehan Minyak dalam Proses Imbibisi (Laboratorium Study). *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 3 Tahun 2017*, 2(1), 17–22.
- Widyaningsih, R. (2017). Pengaruh Konsentrasi Surfaktan Anionik Terhadap Salinitas Optimum dalam Mikroemulsi Spontan dengan Sample Minyak Lapangan M. *Jurnal Mineral, Energi Dan Lingkungan*, 1(1), 60–65.
- Winarno, S. H. (2016). Analisis Penilaian Keputusan Investasi Menggunakan Metode Net Present Value, (April 2014).