

**ANALISIS PENANGGULANGAN WAX PADA
PERFORASI DENGAN MENGGUNAKAN SOLVENT
TREATMENT PADA SUMUR X LAPANGAN Y PT.
SPR LANGGAK**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

DONI LATU FARISA

143210072



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

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Dini Lata Fariha
NPM : 143210072
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Peninggulangan Wax Pada Perforasi Dengan Menggunakan Solvent Treatment Pada Sumur X Lapangan Y PT. SPR Langgak

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 I : M. Ariyon, ST., MT. (.....)
Pembimbing II : Dr. Muzsyidah, M.sc (.....)
Penguji : Ir. H. Ali Musnal, MT. (.....)
Penguji : Novrianti, ST, MT. (.....)

Diterapkan di Pekanbaru
Tanggal : 5 April 2019

Disahkan Oleh :

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Ir. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT.,MS.,TR

Dr. Eng. MUSLIM, MT.

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalam baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicopot gelar dan ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulis lain.

Pekanbaru, 5 April 2019



Doni Latu Farisa
NPM 143210072

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa 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. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. M. Ariyon, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan Dr. Mursyidah., M.sc selaku dosen Pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Novia Rita, S.T., M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ketua Prodi Bapak Dr.Eng Muslim, M.T dan Sekretaris Prodi Ibu Novrianti, S.T., M.T serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan dukungan yang telah diberikan.
4. Kedua orang tua saya Samiun dan Suyanti, adik saya Nayla Dwi Anggrayni serta keluarga besar atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikansampai penyelesaian tugas akhir ini.
5. Seluruh teman-teman Teknik Perminyakan UIR yang telah memberi semangat kepada saya, terutama untuk kelas (PE 2014 A) dan sahabat seperjuangan dan teman-teman lainnya yang tidak bisa disebutkan satu persatu.

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.

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL DEPAN	
HALAMAN SAMPUL DALAM	
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK.....	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 BATASAN MASALAH.....	2
1.4 METODOLOGI PENELITIAN.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 PERILAKU FASA WAX.....	4
2.1.1 Faktor Faktor Yang Mempengaruhi Wax.....	6
2.2 PERFORASI.....	7

2.3 WAX CONTROL.....	8
2.3.1 Secara Termal.....	8
2.3.2 Secara Mekanis	9
2.3.3 Dengan Bahan Kimia	9
2.4 CHEMICAL INHIBITOR SEBAGAI CARA MENANGGULANGI WAX	9
2.5 SOLVENT TREATMENT	10
2.6 ANALISIS KEBERHASILAN	13
2.6.1 <i>Productivity Index</i> (PI).....	13
2.6.2 Laju Produksi	14
2.6.3 <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR).....	14
2.6.4 Keekonomian	15
BAB III TINJAUAN LAPANGAN.....	16
3.1 LOKASI LAPANGAN	16
3.2 STATIGRAFI CEKUNGAN SUMATERA TENGAH	17
3.3 KELOMPOK SIHAPAS	18
3.3.1 Formasi Bekasap	18
3.4 KARAKTERISTIK <i>RESERVOIR</i>	19
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	20
4.1 PENENTUAN <i>VOLUME INJEKSI SOLVENT</i>	20
4.2 ANALISIS KEBERHASILAN	22
4.2.1 Laju Produksi	22
4.2.2 Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR).....	24
4.2.3 <i>Productivity Index</i> (PI).....	26
4.2.4 Keekonomian	26

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	28
5.1 KESIMPULAN	28
5.2 SARAN	28
DAFTAR PUSTAKA	29
LAMPIRAN	32



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

GAMBAR 1.1 Diagram Alir Penelitian	4
GAMBAR 2.1 Sumur Dengan Casing Perforasi (hyne,2011)	9
GAMBAR 3.1 Peta Kedalaman Horizon Top Sihapas/MFS	16
GAMBAR 3.2 Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).....	17
GAMBAR 3.3 Statigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).....	18
GAMBAR 4.1 Skema Injeksi <i>Solvent Treatment</i> Sumur X.....	21
GAMBAR 4.2 Laju Produksi Sebelum <i>Solvent Treatment</i>	22
GAMBAR 4.3 Laju Produksi Sesudah <i>Solvent Treatment</i>	23
GAMBAR 4.4 Perbandingan Laju Produksi Sebelum dan Sesudah <i>Solvent Treatment</i>	23
GAMBAR 4.5 Kurva IPR	25

DAFTAR TABEL

TABEL 4.1 Hasil Perhitungan <i>Volume</i> Injeksi Sumur X.....	22
TABEL 4.2 Perbandingan Produksi Sebelum dan Sesudah Injeksi.....	24
TABEL 4.3 Perbandingan Data IPR Berdasarkan Vogel Sebelum dan Sesudah Injeksi.....	24
TABEL 4.4 Perbandingan <i>Productivity Index</i> Sebelum dan Sesudah <i>Solvent Treatment</i>	26
TABEL 4.5 Keekonomian injeksi <i>Solvent Treatment</i> Pada Sumur X.....	27

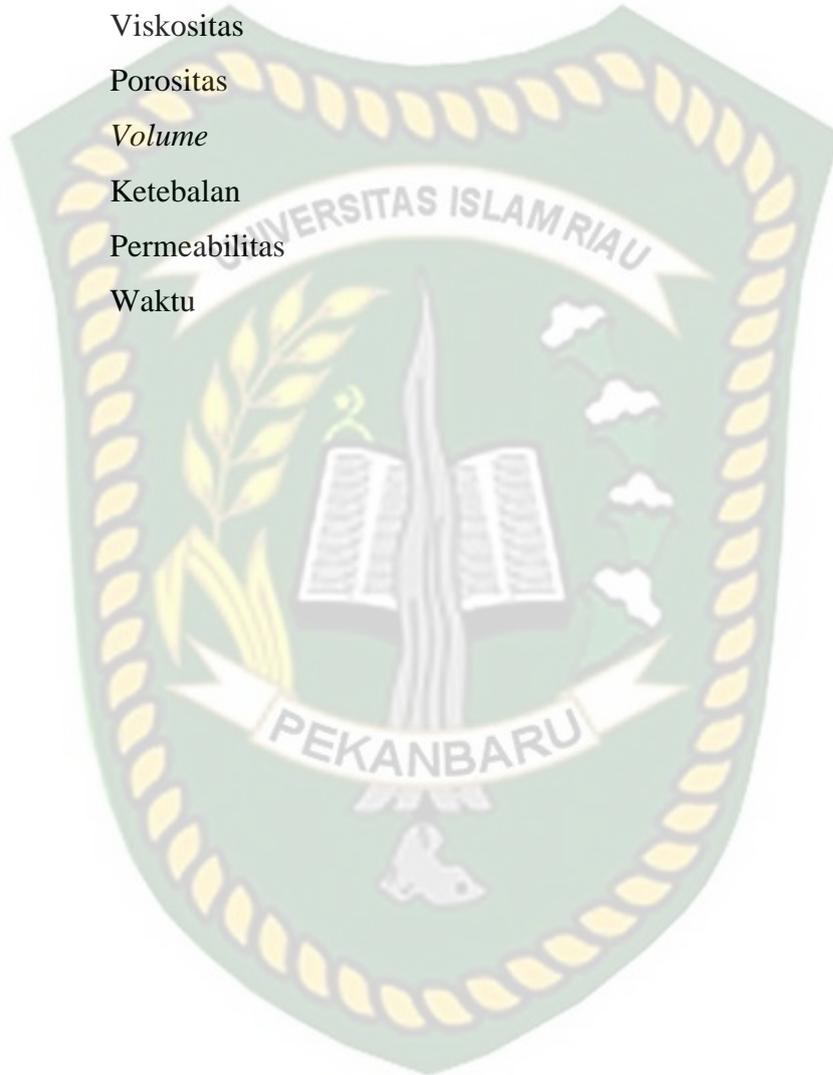
DAFTAR SINGKATAN



Parasol	<i>Paraffinic Solvent</i>
Bopd	<i>Barrel Oil per Day</i>
cP	<i>Centi Poise</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
WC	<i>Water Cut</i>
Bbl	<i>Barrel</i>
PP	<i>Pour Point</i>
CP	<i>Cloud Point</i>
WAT	<i>Wax Appearance Temperature</i>
Ft	<i>Feet</i>
PPDs	<i>Pour Point Dispersants</i>
DHC	<i>Down Hole Cleaning</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
HM	Harga Minyak
HS	Harga Solvent
OC	<i>Operating Cost</i>

DAFTAR SIMBOL

μ	Viskositas
\emptyset	Porositas
V	<i>Volume</i>
h	Ketebalan
K	Permeabilitas
t	Waktu



**ANALISIS PENANGGULANGAN WAX PADA PERFORASI DENGAN
MENGUNAKAN *SOLVENT TRATMENT* PADA SUMUR X LAPANGAN
Y PT. SPR LANGGAK**

**DONI LATU FARISA
NPM 143210072**

ABSTRAK

Permasalahan *wax* pada sumur X lapangan Y PT. SPR Langgak mengakibatkan menurunnya produksi minyak secara drastis dari rata-rata produksi sebesar 40 BOPD pada tahun 2010 – 2014 menjadi 20.54 BOPD pada tahun selanjutnya sampai pertengahan tahun 2017. Hal ini mengindikasikan terjadinya peggendapan *wax* pada perforasi setelah jangka waktu produksi yang lama dikarenakan kondisi minyak yang parafinik.

Ada beberapa cara penanggulangan *wax* yang sesuai berdasarkan dimana tempatnya terbentuk. Penanggulangan *wax* meliputi pencegahan dan penghilangan *wax* apabila sudah terlanjur terbentuk, dapat dilakukan secara kimiawi. Salah satu metode pencegahan *wax* yang terjadi di sumur X lapangan Y PT. SPR Langgak adalah DHC (*Down Hole Cleaning*) yaitu dengan menginjeksikan zat kimiawi seperti *wax inhibitor* berupa *solvent* langsung kedalam sumur.

Keberhasilan metode ini dapat dilihat dari peningkatan produksi minyak dari rata-rata produksi 22.48 BOPD (2016-2017) menjadi 24.40 BOPD (2017-2018), meningkatnya nilai PI (*Productivity Index*) dari 0.17 BOPD/Psi Menjadi 0.18 BOPD/Psi, peningkatan pada kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*), dan keuntungan yang didapat setelah melakukan DHC (*Down Hole Cleaning*) sebesar US\$ 542,091.798.

Kata kunci : *Down Hole Cleaning, Wax, Wax Inhibitor, solvent*

**WAX CONTROL ANALYSIS ON PERFORATION USING SOLVENT
TREATMENT IN FIELD Y WELL X PT. SPR LANGGAK**

DONI LATU FARISA

NPM 143210072

ABSTRACT

Wax problem in field Y well X PT. SPR Langgak results in a drastic decrease in oil production from an average production of 40 BOPD in 2010-2014 to 20 BOPD the following year until mid-2017. This indicates the occurrence of wax deposits in perforations after a long period of production due to oil conditions paraffinic .

There are several ways to deal with wax that are appropriate based on where it is formed. Counter measures include the prevention and removal of wax when it has been fomed, can be carried out chemically. One method of prevention of wax that occurs in field Y wells X PT. SPR Langgak is a DHC (Down Hole Cleaning) by injecting chemicals such as wax inhibitor in the form of solvent directly into the well.

The success of this method can be seen from the increase in oil production from the average 22.48 BOPD (2016-2017) to 24.40 BOPD (2017-2018), increasing PI (Productivity Index) from 0.17 BOPD/Psi to 0.18 BOPD/Psi, increase in the IPR curve (Inflow Performance Relationship), and the gain obtained after doing DHC (Down Hole Cleaning) of US\$ 542,091.798.

Keywords: Down Hole Cleaning , Wax , Wax Inhibitors , Solvents

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada saat proses produksi minyak bumi terdapat berbagai kendala dan permasalahan yang dihadapi. Salah satu permasalahan yang muncul di lapangan PT. SPR Langgak yaitu terbentuk dan terakumulasinya *deposit wax* pada perforasi yang dapat mengganggu proses produksi. Hal ini menyebabkan terjadinya penurunan produksi pada sumur yang berkelanjutan. Kondisi tersebut akan menjadikan permasalahan tersendiri di teknologi produksi, khususnya pada saat minyak diproduksi. Kerusakan formasi akibat pengendapan berupa parafin merupakan permasalahan yang terjadi pada sumur X sehingga mengalami penurunan produksi minyak. Berdasarkan data produksi, sumur X memiliki produksi minyak rata-rata sebesar 40 BOPD pada tahun 2010-2014, dan terus menerus turun sampai dengan 20 BOPD pada pertengahan tahun 2017. Hal ini mengindikasikan bahwa pengendapan *wax* terbentuk pada lubang sumur (perforasi) setelah jangka waktu produksi yang panjang yang mengurangi produktifitas sumur dikarenakan kondisi minyak yang dikategorikan minyak berat (PT.SPR Langgak).

Wax yang terakumulasi pada perforasi akan mengganggu jalur alir minyak serta dapat menyebabkan munculnya kerusakan pada formasi jika tidak segera ditanggulangi. Sumur produksi yang mengalami kerusakan formasi menyebabkan indeks produktifitas menurun, hal ini dikarenakan adanya hambatan aliran (*flow*) dari formasi batuan ke dalam lubang sumur. Hal tersebut akan terindikasi pada saat produksi dengan laju penurunan produksi secara tiba-tiba pada sumur, padahal seluruh fasilitas produksi masih beroperasi secara baik.

Kerusakan formasi batuan dapat terjadi pada saat perawatan sumur atau kerja ulang yang disebabkan oleh material halus yang terbawa oleh cairan kompleksi atau terbentuknya kristal/endapan parafin akibat penurunan suhu di dalam lubang sumur. Hal ini tentu memberikan kerugian tersendiri pada proses minyak bumi diproduksi ke permukaan. Inovasi *solvent* digunakan untuk

meningkatkan nilai kelarutan endapan *wax* yang menempel disekitar lubang perforasi agar laju alir fluida minyak menjadi normal kembali (Priyandoyo *et al.* 2007)

1.2 Tujuan Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada sumur X dengan tujuan untuk :

1. Menentukan *volume* injeksi *solvent* yang sesuai dengan karakter sumur.
2. Menganalisa keberhasilan *solvent treatment* pada sumur X

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Peneliti menggunakan metode *huff* dan *puff* untuk menanggulangi masalah *deposit wax*.
2. Peneliti mengevaluasi masalah *deposit wax* pada perforasi sumur X.
3. Injeksi *solvent* ke dalam sumur X melalui *annulus* untuk mengatasi masalah *wax*.
4. Analisis keberhasilan hanya berdasarkan peningkatan dari *Productivity Index* (PI), kurva IPR, laju produksi, dan keekonomian.

1.4 Metodologi Penelitian

Dalam penelitian tugas akhir ini, penelitian dilakukan dengan beberapa tahapan sebagai berikut :

1. Mengumpulkan data-data sumur produksi (data sekunder) yang berkaitan dengan topik penelitian.
2. Mengumpulkan data yang berhubungan dengan penanggulangan masalah *deposit wax*.
3. Mengolah data dengan cara studi kasus yang terjadi di lapangan.
4. Menganalisa *volume solvent* yang sesuai dengan kondisi sumur.
5. Menarik suatu kesimpulan dari hasil penelitian.



Gambar 1.1 Diagram alir penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Selain untuk beribadah kepada Allah ﷻ, manusia diciptakan sebagai khalifah di bumi. Sebagai khalifah, manusia memiliki tugas untuk memanfaatkan, mengelola, dan memelihara alam semesta. Allah ﷻ telah menciptakan alam semesta untuk kepentingan dan kesejahteraan semua makhluknya, khususnya manusia. Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah ﷻ di bumi yang dapat dimanfaatkan oleh manusia untuk kebutuhan hidupnya tercukupi dan sejahtera.

Sumber daya alam terdapat dimana saja seperti di tanah, air, udara, dan sebagainya. Sebagaimana yang telah dijelaskan oleh Allah ﷻ dalam firman-Nya pada Q.S Al-An'am(6) : 1-3 tentang siapa yang menciptakan langit dan bumi. Maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah ﷻ ciptakan yang semata-mata adalah untuk kita manfaatkan, karena Allah ﷻ telah berjanji barang siapa yang mensyukuri nikmatnya maka akan ditambah tapi apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih. Untuk itu sebagai bentuk syukur manusia kepada Allah ﷻ, manusia harus memelihara alam yang telah memberikan kehidupan kepada manusia karena hakikatnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah ﷻ. Dalam hal ini, produksi sumur X mengalami masalah pengendapan wax sehingga menurunkan potensi sumur untuk berproduksi dan dapat menyebabkan kerusakan jika tidak ditanggulangi.

2.1 Perilaku Fasa Wax

Parafin adalah bentuk hidrokarbon yang memiliki berat molekul tinggi (David W. Boswood and Kristopher A, 2011). Parafin (juga dikenal sebagai *wax*) merupakan molekul aliphatic linier dan bercabang (>18) (Potisek et al., 2015). Deposisi *wax* adalah fenomena yang ada dalam sistem produksi minyak, yang terdiri dari adhesi fraksi padat hidrokarbon ke *tubing* dan *flowline*, mengurangi area yang dibuka mengalir sampai akhirnya benar-benar diblokir (Albagli et al, 2017).

Cairan hidrokarbon parafin, termasuk minyak mentah dan kondensat, akan membentuk fasa padat parafin ketika suhu turun dibawah *cloud point* dari minyak (Bello et al, 2006). Berdasarkan (Tarek H. Ahmad, 2007), Wax dapat terlarut di dalam minyak dalam bentuk fasa liquid. Wax sangat sensitif akan perubahan suhu. Perubahan suhu merupakan faktor yang mengakibatkan pembentukan Kristal wax. Wax tetap larut dalam minyak pada *reservoir* dan mengalami kesetimbangan dengan minyak mentah secara termodinamika. Wax yang mengendap juga disebabkan menghilangnya fraksi *volatile* dalam minyak yang dimana bertindak seolah-olah sebagai pelarut bagi wax. Ketika fluida yang telah tercampur ini didinginkan, maka komponen wax akan menjadi tidak terlarut sehingga wax memiliki berat molekul tinggi dan memadat. Peristiwa dimana pertama kali terbentuknya kristal wax pada suhu tertentu ini disebut dengan *wax appearance temperature* (WAT).

Endapan wax dapat disebut sebagai pengendapan material karbon, yang tidak dapat larut atau terdispersi oleh minyak mentah dalam kondisi normal. Kondisi normal untuk mempertahankan minyak mentah dalam bentuk cairnya ketika suhu dan tekanan di daerah reservoir berada dalam kisaran 70-150 °C (158-338 °F) dan 55-103 Mpa (8-15 Psi) (Ridzuan, Adam, & Yaacob, 2016). Suatu permasalahan yang serius di lapangan dengan adanya wax saat dilakukan produksi, sehingga sering di temui adanya *plugging* (penyumbatan) di perforasi, serta di beberapa peralatan *surface production*. Kristal wax ketika muncul akan mengubah perilaku aliran suatu fluida minyak dari kondisi *Newtonian* menjadi *non-Newtonian* (Leontaritis, 2003).

Deposisi wax dimulai oleh pengendapan wax langsung di dinding pipa dan pembentukan jaringan dari kristal wax (*gel* minyak lilin), dengan jumlah minyak yang signifikan dan terperangkap di dalamnya karena perubahan suhu super jenuh dari sistem (Kelechukwu, 2008). Kristal wax juga akan menyebabkan viskositas dari minyak yang mengalir menjadi lebih tinggi, yaitu dengan meningkatnya konsumsi energi dan menurunnya kapasitas dari pemompaan. Disamping itu wax *deposit* juga meningkatkan kekasaran (*roughness*) dari permukaan penampang alir serta berkurangnya luas permukaan bagian dalam (*cross sectional area*) sehingga

mengakibatkan meningkatnya *pressure drop* di sistem jalur alir. Terdapat dua parameter utama yang dapat mempengaruhi *wax* di dalam minyak, yaitu temperatur dan komposisi. Sedangkan tekanan tidak memberikan pengaruh yang besar terhadap pembentukan *wax*. Minyak yang mengandung *wax* umumnya properti yang diukur berupa :

- *wax appearance temperatur* (WAT)
- *pour point temperatur* (PP) atau *cloudpoint temperatur* (CP)
- *gel strength*

Operasional yang terjadi di lapangan menjadi lebih mudah bila minyak memiliki karakteristik temperatur diatas WAT dan PP (atau CP) (Karan et al, 2000). Berdasarkan (Becker,1993), Komponen *wax* dalam minyak menyebabkan masalah yang cukup rumit dalam dunia migas. *Volatile* yang terdapat pada minyak akan menguap yang menyebabkan fraksi berat minyak menjadi naik, hal ini dapat menyebabkan :

1. *Pressure Drop*, menurunnya *drive efficiencies*
2. Aliran fraksi berat turun, aliran minyak melambat dan menyebabkan kemungkinan *wax* cepat terbentuk.

2.1.1 Faktor Yang Mempengaruhi Wax

Keberadaan *wax* pada sistem yang mengalir telah di teliti oleh banyak peneliti. Berbagai metode telah digunakan dalam mempelajari tentang fenomena dari *wax* tersebut. Terdapat tiga faktor yang ikut mempengaruhi terhadap *wax* pada sistem yang mengalir yaitu laju alir, perbedaan temperatur, dan laju pendinginan (Birmingham, 1977).

A. *Flow Rate*

Deposit *wax* adalah salah satu masalah yang disebabkan oleh aliran yang menyebabkan penurunan tingkat produksi minyak, peningkatan konsumsi energi, dan kegagalan fasilitas (Rocha et al, 2015). Pada aliran laminar, *wax* akan semakin banyak dengan meningkatnya laju aliran. Ketika laju aliran meningkat sampai mencapai *regime turbulen*, *wax* akan berkurang disebabkan adanya efek dari *shear dispersion*. Hal ini menunjukkan bahwa dispersi geser

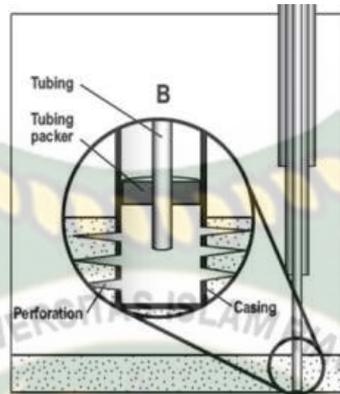
juga merupakan mekanisme lain yang harus dipertimbangkan dalam menjelaskan fenomena deposisi (I. Ismail & A.A.A. Kadir, 2010). *Shear dispersion* merupakan properti utama pada aliran turbulen. Sedangkan perilaku aliran pada sistem yang mengalir dinyatakan dalam bilangan *Reynold*.

B. Perbedaan Temperatur

Perbedaan temperatur merupakan faktor yang mempengaruhi terbentuknya *wax*, perbedaan antara suhu *bulk* dari minyak dan suhu permukaan merupakan faktor dari terbentuknya *wax*. *Wax* akan bertambah dengan meningkatnya perbedaan dari suhu tersebut. Perbedaan suhu dari *cloud point* minyak dengan suhu permukaan yang rendah adalah jauh lebih dari pada perbedaan suhu antara *bulk surface* dengan permukaan yang dingin (Cole and Jessen, 1960). *Wax* akan terbentuk ketika suhu permukaan berada dibawah suhu minyak dan suhu *cloud point* minyak.

2.2 Perforasi

Wax merupakan molekul parafin yang umum terdapat pada minyak bumi. *Wax* pada kondisi suhu tinggi memiliki wujud cair, oleh karena itu kondisi *wax* pada reservoir yang berada di bawah permukaan tanah berwujud cair. Pada saat pengambilan minyak bumi ke permukaan, suhu akan menurun dan menyebabkan *wax* berubah wujud menjadi padat. Pengendapan *wax* terjadi dan memiliki banyak efek buruk yang akan dihadapi dalam operasi di dalam sumur maupun di permukaan yang mengakibatkan kerugian ekonomis yang signifikan (Rashidi et al, 2016). Penumpukan *wax* pada perforasi dapat menyumbat jalur keluar minyak mentah dari dalam pori batuan reservoir. Hal ini menimbulkan beberapa kerugian, di antaranya menurunkan kemampuan alir minyak mentah serta kerugian secara ekonomi. Oleh karena itu diperlukan upaya untuk menghilangkan atau mencegah pembekuan *wax* pada perforasi (Wei et al, 2015).



Gambar 2.1 Sumur dengan casing perforasi (Hyne, 2011)

Gambar 2.1 merupakan letak perforasi pada sumur produksi. Pada perforasi terjadi pembentukan *wax* awal dengan adanya pendinginan serta penumpukan *wax* yang terjadi secara bertahap (Adewusi, 1997). Penumpukan *wax* pada perforasi ini dapat menyebabkan menurunnya produksi minyak bumi akibat tersumbatnya jalur alir minyak bumi akibat tertutup oleh tumpukan *wax*.

2.3 Wax Control

Berdasarkan (Fordyske, 1997), Terdapat tiga cara untuk menghilangkan atau mengontrol *wax*, yaitu : secara termal, mekanis, dan dengan bahan kimia.

2.3.1 Secara Termal

Cara ini digunakan dan diaplikasikan untuk menghilangkan atau meminimalisir terbentuknya *wax* di sistem pipa. Seperti halnya pada hidrat, terakumulasinya *wax* di batasi oleh jarak. Meskipun pipa telah digunakan isolasi, secara nyata isolasi ini tidak mampu menghindari fenomena dari penurunan suhu hingga mencapai suhu pembentukan hidrat pada jarak maksimal 20 Km. Seperti halnya pada masalah pada pembentukan *wax*. Pembentukan *wax* berbanding terhadap laju kehilangan suhu dalam pipa. Penambahan panas, seperti injeksi air panas, solar panas, atau dengan injeksi gas umumnya mampu meminimalisir dan menghindari terjadinya *wax*.

2.3.2 Secara Mekanis

Cara mekanis yang banyak diaplikasikan dalam membersihkan pipa dari *wax* adalah dengan menggunakan *wire-linescraper* atau dengan cara *flow-line pigging*. Cara ini sangat efisien dalam membersihkan pipa jika lapisan *wax* yang terakumulasi sedikit (tidak tebal) dan usia pipa masih muda, jika *wax* yang menempel sangat tebal maka bisa menyebabkan *pigging head* akan *stack* di dalam pipa menyebabkan tambahan jadwal dan frekwensi untuk melakukan kegiatan *flow-linepigging*. Selama tahap pembersihan dengan menggunakan cara ini maka kegiatan produksi dihentikan sementara. Dengan berhentinya produksi, maka akan menyebabkan timbulnya biaya tersendiri dalam operasi produksi. *Pigging* menjadi tantangan teknis dan ekonomi, dengan demikian penggunaan *wax inhibitors* untuk membantu menunda atau menanggulangi masalah deposit *wax* menjadi pencegahan yang efektif dan hemat biaya (Perez et al., 2015).

2.3.3 Dengan Bahan kimia (*Chemical Inhibitors*)

Cara ini umumnya diinjeksikan ke dalam minyak yang mengandung *wax* dengan tujuan untuk merubah laju pembentukan *wax* dan properti rheologi dari fluida seperti *viskositas*. *Chemical inhibitor* juga disebut sebagai *crystal modifiers*, yaitu mengkristalkan kristal *wax* ke bentuk lain atau mengadsorb kristal *wax* kepermukaan. Tetapi begitu kompleksnya struktur *wax*, maka tipe-tipe aditif yang digunakan bergantung pada jenis minyak yang akan dilakukan injeksi. Begitu banyak studi laboratorium telah dilakukan untuk mengetahui kebutuhan aditif yang diperlukan sesuai untuk jenis minyaknya. Bagaimanapun juga, aditif yang diperlukan tidak hanya mampu dalam mengubah *pour point* dari minyak, tetapi juga mampu mengubah viskositasnya karena hal ini berkaitan dengan temperatur rendah dan laju alir.

2.4 *Chemical Inhibitor* Sebagai Cara Menanggulangi Masalah *Wax*

a) *Solvent*

Penggunaan pelarut untuk menghilangkan *deposit wax* cukup umum di dalam industry, tetapi perawatan harus dilakukan ketika pelarut dipilih dan diterapkan. *Carbon tetrachloride* dan *carbon disulfide* digunakan sebagai pelarut umum yang digunakan. pelarut seperti kerosin, kondensat, dan

minyak *diesel* digunakan untuk melarutkan deposit *wax* dengan kandungan *asphalten* yang rendah.

b) *Dispersants*

Industri memanfaatkan senyawa yang dapat larut dalam air untuk menghilangkan *deposit wax*, namun hal ini tidak benar-benar dapat melarutkan *deposit wax*, tetapi memecah dan menyebar partikel-partikel *wax* untuk dibawa dengan aliran produksi (Al-Yaari, 2011).

2.5 *Solvent Treatment*

Metode yang paling umum untuk mengatasi masalah deposit *wax* yang termasuk dalam pekerjaan *workover* seperti *solvent wash*, *hot oiling/hot water*, *coiled tubing*, *heating*, dll (Mahmoudkhani et al, 2017). *Solvent* merupakan zat pelarut yang dapat melarutkan *wax* sehingga minyak menjadi lebih encer dan mudah untuk diproduksi serta dapat membersihkan endapan parafin di pipa. *Solvent treatment* dapat digunakan untuk mengatasi masalah pada sumur produksi minyak seperti pengendapan *wax*, *problem wax* dan *asphalten* yang timbul akibat penurunan tekanan dan temperatur karena kelarutan *wax* dalam minyak mentah menurun saat menurunnya tekanan dan temperatur.

Kelarutan yang baik terjadi bila molekul-molekul larutan mempunyai kesamaan dalam struktur dari molekul-molekul *solvent*. Bila ada kesamaan antara *solvent*, maka gaya tarik-menarik yang terjadi antara larutan *solvent* adalah kuat. Sebaliknya, bila tidak ada kesamaan, maka gaya tarik-menarik larutan *solvent* lemah. Berdasarkan struktur kimia, *solvent* terbagi 2 yaitu Oksigen *solvent* dan Hidrokarbon *solvent*.

a. Oksigen *Solvent*

Solvent dengan atom oksigen adalah *solvent-solvent* yang struktur kimianya mengandung atom oksigen. Termasuk dalam kategori ini adalah golongan *ester*, *ether*, *ketone* dan alkohol.

b. Hidrokarbon *Solvent*

Sesuai namanya maka pada golongan ini terdiri dari *solvent-solvent* dimana unsur hidrogen (H) dan carbon (C) menjadi struktur dasarnya. Golongan ini

terbagi lagi menjadi tiga sub golongan, yaitu: alifatik, aromatik dan halogen hidrokarbon. *Solvent-solvent* golongan hidrokarbon hampir seluruhnya berasal dari hasil distilasi minyak bumi.

- Alifatik *Solvent*

Alifatik *solvent* langsung dapat dihasilkan dari destilasi minyak. Hasil-hasil distilasi minyak bumi berupa campuran beberapa alkana dan mungkin beberapa jenis hidrokarbon lain. Pelarut alifatik umum adalah solar, *kerosene*, dan kondensat (Barker et al, 2001)

- Aromatik *Solvent*

Struktur molekulnya mengandung ikatan aromatik (benzene), C_6H_6 . Daya larutnya lebih kuat dibanding senyawa-senyawa alifatik. Formasi dengan minyak berat, *sludge* (gumpalan atau endapan) dan asphalt perlu digunakan aromatik *solvent*. Aromatik solvent yang digunakan yaitu *xylene*. *Xylene* (*dymethyl benzene*/ C_8H_{10}) merupakan campuran dari tiga macam isomer: ortho, metha dan para-*xylene* yang mempunyai titik didih ($139^\circ C$) sehingga sulit dipisahkan ketika proses distilasi. Oleh karena *xylene* merupakan pelarut yang sangat kuat sehingga menghasilkan kelarutan yang baik dengan hidrokarbon tanpa menyebabkan timbulnya endapan, gumpalan, bahkan reaksi lainnya. Proses pelarutan yang terjadi antara *xylene* dengan *wax* dimana *xylene* merupakan pelarut yang tekutubkan. Sehingga *xylene* memiliki dipol sesaat yang akan menginduksi senyawa nonpolar, dalam hal ini adalah *wax*. Kedua molekul nonpolar pelarut dan zat terlarut tersebut akan saling berinteraksi melalui gaya tarik menarik antara dipol sesaat dan dipol terinduksi sehingga terjadi proses kelarutan.

Solvent berguna untuk pemulihan minyak berat dan asphalt yang sangat kental. Ketika disuntikkan ke dalam *reservoir*, maka akan masuk ke dalam minyak dan menurunkan viskositas minyak dengan pengenceran. *Solvent* harus memiliki kelarutan maksimum dalam minyak untuk memastikan tingkat ekstraksi yang cukup besar. Pelarut dapat dipilih untuk mencairkan *wax*, jika konsentrasi pelarut hidrokarbon lebih besar dibandingkan hidrokarbon yang akan dicairkan, maka itu

mengarah ke prosedur *deasphalting* dan mengurangi viskositas ke tingkat yang lebih besar.

Keuntungan utama dari proses ini adalah peningkatan minyak secara penguapan dan kehilangan panas dapat diabaikan. Injeksi *solvent* memiliki kebutuhan modal awal yang lebih rendah dibandingkan dengan injeksi uap yang membutuhkan peralatan pembangkitan uap yang sangat mahal. Minyak yang ditingkatkan langsung di *reservoir* melalui *solvent* diyakini bernilai 2 dolar / barel lebih banyak dari *original oil* (Mokrys & Butler, 1993)

Proses injeksi *solvent* dilakukan dengan menggunakan metode *huff and puff*. Metode ini dilakukan secara bergantian untuk injeksi *solvent* dan produksi minyak pada satu sumur yang sama. Definisi *huff* adalah suatu perioda yang dilakukan pada proses penginjeksian ke dalam sumur. Sedangkan *puff* adalah suatu perioda yang dilakukan pada saat proses produksi fluida formasi dari *reservoir* de permukaan. Diantara perioda *huff* dan *puff*, diperlukan sejumlah waktu perioda tertentu yang disebut dengan perioda *Soaking Time* (waktu penjenuhan).

Proses penginjeksian *solvent* ke dalam formasi dilakukan dengan tahap-tahap kegiatan seperti *preflush*, *spotting* dan *after flush/overflush*.

- *Preflush*

Preflush dilakukan dengan memompakan *diesel* atau fluida *treatment* lain dengan konsentrasinya lebih rendah dan volumenya sekitar setengah atau seperempat dari *volume* untuk *treatment* sebenarnya. *Preflush* ini sebagai pembilas untuk menghilangkan material yang mungkin dapat bereaksi pada fluida *treatment* utamanya, sehingga pada saat *spotting*, fluida *treatment* dapat bereaksi dengan formasi sesuai yang direncanakan.

- *Spotting*

Spotting merupakan proses utama pemompaan *solvent* ke dalam formasi untuk melarutkan hidrokarbon. Pemompaan dengan laju yang rendah dilakukan untuk memperbaiki kerusakan di sekitar lubang sumur, sedangkan laju yang tinggi dilakukan untuk jangkauan yang lebih jauh ke dalam formasi.

- *After flush (over flush)*

After flush atau *displacement* merupakan proses pendorongan *solvent* yang terdapat di dalam tubing supaya seluruh *solvent* masuk ke formasi dan mengurangi waktu kontak *solvent* dengan tubing. Fluida *displacement* yang biasa digunakan yaitu air. *After flush* atau *displacement* terbagi dua jenis yaitu :

1. *Under displacement*

yaitu merupakan teknik pendorongan fluida pada saat *spotting* yang masih tertinggal di tubing agar masuk ke dalam formasi.

2. *Over displacement*

yaitu merupakan teknik pendorongan fluida yang masih tertinggal di tubing dan yang berada di sekitar lubang sumur agar lebih masuk ke dalam formasi.

2.6 Analisis Keberhasilan

Menganalisa keberhasilan bertujuan untuk mengetahui hasil dari *solvent treatment* terhadap sumur sesuai dengan harapan sebelumnya. Tujuan utama dari *solvent treatment* adalah untuk menanggulangi atau membersihkan masalah *wax* pada sumur X yang mengendap pada lubang perforasi sehingga membuat aliran minyak menjadi lancar kembali serta dapat mengembalikan potensi dari sumur ke performa yang lebih baik. Indikator keberhasilan *solvent treatment* dapat berdasarkan perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *solvent*, kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), peningkatan *Productivity Index* (PI), dan dari segi keekonomian.

2.5.1 *Productivity Index* (PI)

Productivity Index (PI) merupakan suatu ukuran potensi sumur atau kemampuan untuk menghasilkan dan merupakan properti sumur yang terukur secara umum. *Productivity Index* (PI) adalah ratio dari total aliran permukaan cairan ke tekanan penarikan pada titik tengah interval produksi dengan satuan

lapangan BOPD/Psi. Pengertian ini dapat ditulis dengan persamaan sebagai berikut ;

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \quad (1)$$

Dimana ;

PI = *Productivity Index* (BOPD/Psi)

Q = Laju Alir Fluida (Bbl)

P_{wf} = *Pressure Well Flow* (Psi)

P_s = *Pressure Static* (Psi)

2.5.2 Laju Produksi

Peningkatan laju produksi merupakan indikator dari potensi sumur bahwa sumur tersebut memiliki potensi yang semakin bagus dibandingkan dengan laju produksi sebelumnya dengan laju produksi yang lebih kecil. Perbandingan laju produksi sebelum dilakukannya *solvent treatment* dengan laju produksi sesudah dilakukannya *solvent treatment* tentu memiliki perbedaan. Jika terjadi peningkatan produksi, maka hal ini menunjukkan bahwa *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur tersebut berhasil karena dapat meningkatkan potensi sumur menjadi lebih baik dari sebelumnya.

2.5.3 Inflow Performance Relationship (IPR)

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) adalah grafik yang menyatakan perilaku aliran fluida dari reservoir menuju sumur sesuai dengan *Productivity Index* (PI) formasinya. Grafik ini merupakan hubungan antara tekanan alir (P_{wf}) terhadap laju produksi (Q). Perhitungan laju produksi dapat menggunakan persamaan IPR kombinasi sebagai berikut ;

$$Q_b = PI \times (P_r - P_b) \quad (2)$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{PI \times P_b}{1,8} \quad (3)$$

$$Q_o = PI \times (P_r - P_{wf}) , P_{wf} > P_b \quad (4)$$

$$Q_o = Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left[1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (5)$$

Dimana ;

Q_{max} = Laju Alir Maksimum (Bbl)

Q_0 = Laju Alir Minyak Awal (Bbl)

P_{wf} = Tekanan Alir (Psi)

P_s = Tekanan Statis (Psi)

Dengan membandingkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dari hasil setelah dilakukannya *solvent treatment* dan sebelum dilakukannya *solvent treatment*, maka dapat diketahui perbedaan potensi sumur sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment*.

2.5.4 Keekonomian

Keuntungan dari suatu proyek merupakan salah satu indikator keberhasilan dalam melakukan injeksi *solvent*. Oleh karena itu dilakukan analisa keekonomian sederhana dari hasil penginjeksian *solvent*. Analisa yang dilakukan hanya dengan melakukan perhitungan keuntungan biasa, dimana jumlah pendapatan dikurangi dengan jumlah biaya yang dikeluarkan. Dalam hal ini pendapatan yang diperoleh berasal dari penjualan minyak. Sedangkan pengeluaran dari biaya *solvent* dan biaya operasi (*operating cost*).

$$\text{Pendapatan} = \text{HM} \times \text{NP} \quad (6)$$

$$\text{Pengeluaran} = (\text{H}_s \times \text{M}) + (\text{OC} \times \text{t}) \quad (7)$$

$$\text{Keuntungan} = \text{Pendapatan} - \text{Pengeluaran} \quad (8)$$

Dimana :

HM = Harga Minyak (\$/bbl)

NP = Kumulatif Produksi (bbl)

HS = Harga *Solvent* (\$/drum)

M = Banyak *Solvent* yang diinjeksi (drum)

OC = *Operating Cost* (\$)

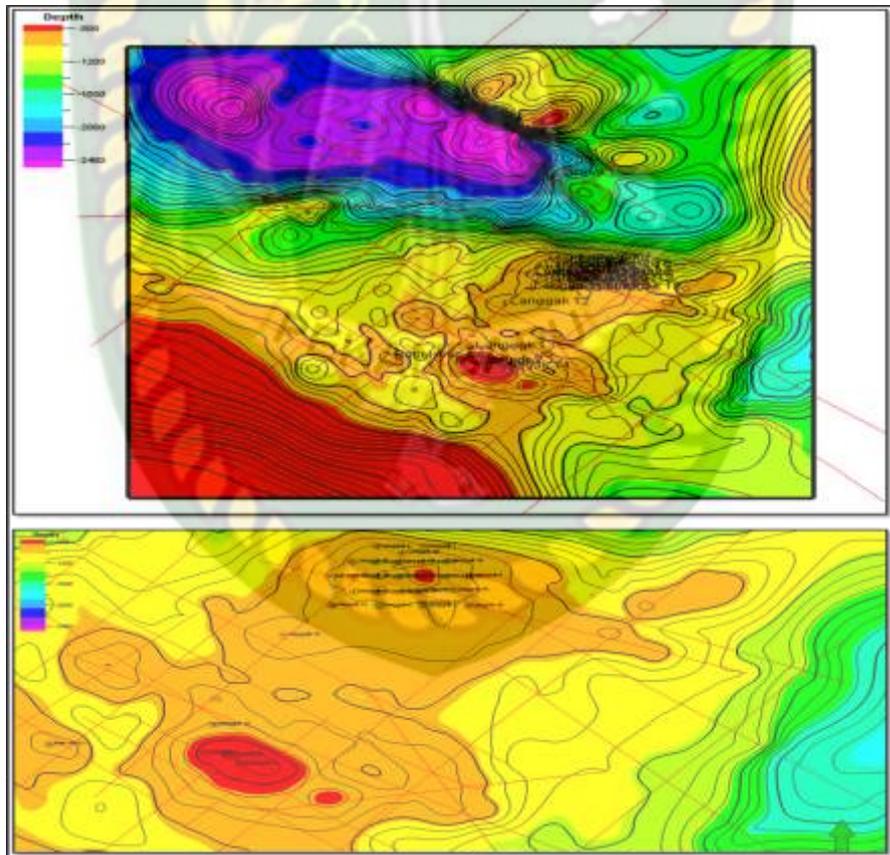
t = Lama Waktu Operasi

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1 Lokasi Lapangan

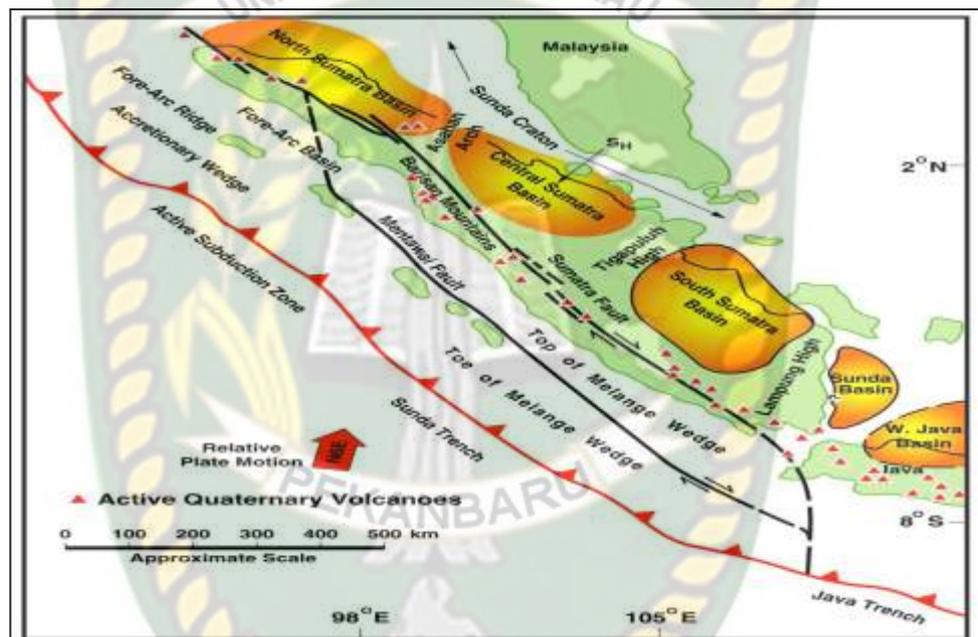
Berdasarkan data pemboran dapat diketahui bahwa lapangan Y memiliki 3 reservoir utama yaitu reservoir *B Sand*, *A Sand* dan *P Sand*. Berikut adalah peta struktur kedalaman reservoir lapangan Y. Berdasarkan peta struktur kedalaman ini bisa diketahui bahwa perangkat yang ada pada Lapangan Langgak berupa antiklin *four way dip*.



Gambar 3.1 Peta kedalaman horizon Top Sihapas/MFS (PT.SPR Langgak)

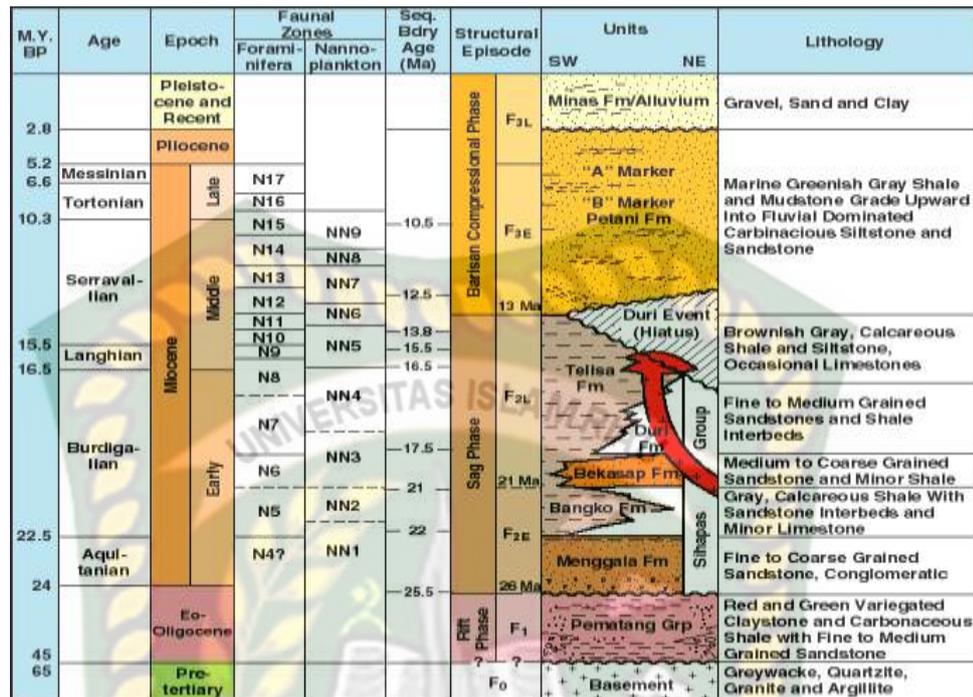
3.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Tatanan tektonik regional pulau sumatera dipengaruhi oleh subduksi menyudut antara lempeng Asia dan lempeng Samudra Hindia di bagian selatan. Struktur-struktur ini umumnya mempunyai kemiringan berarah timur laut dengan jurus bearah barat laut sehingga membentuk sudut yang besar terhadap vektor *konvergen* (Heidrick dan Aulia, 1993). Gambar 3.2 memperlihatkan adanya beberapa cekungan yang terbentuk di pulau sumatera, salah satunya adanya cekungan Sumatra Tengah.



Gambar 3.2 Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick, 1993)

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah (Gambar 3.3) tersusun dari beberapa unit formasi dan kelompok batuan dari yang tua ke yang muda, yaitu batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, Formasi Telisa, Formasi Petani, dan Formasi Minas.



Gambar 3.3 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah, (Heidrick & Aulia, 1993)

3.3 Kelompok Sihapas

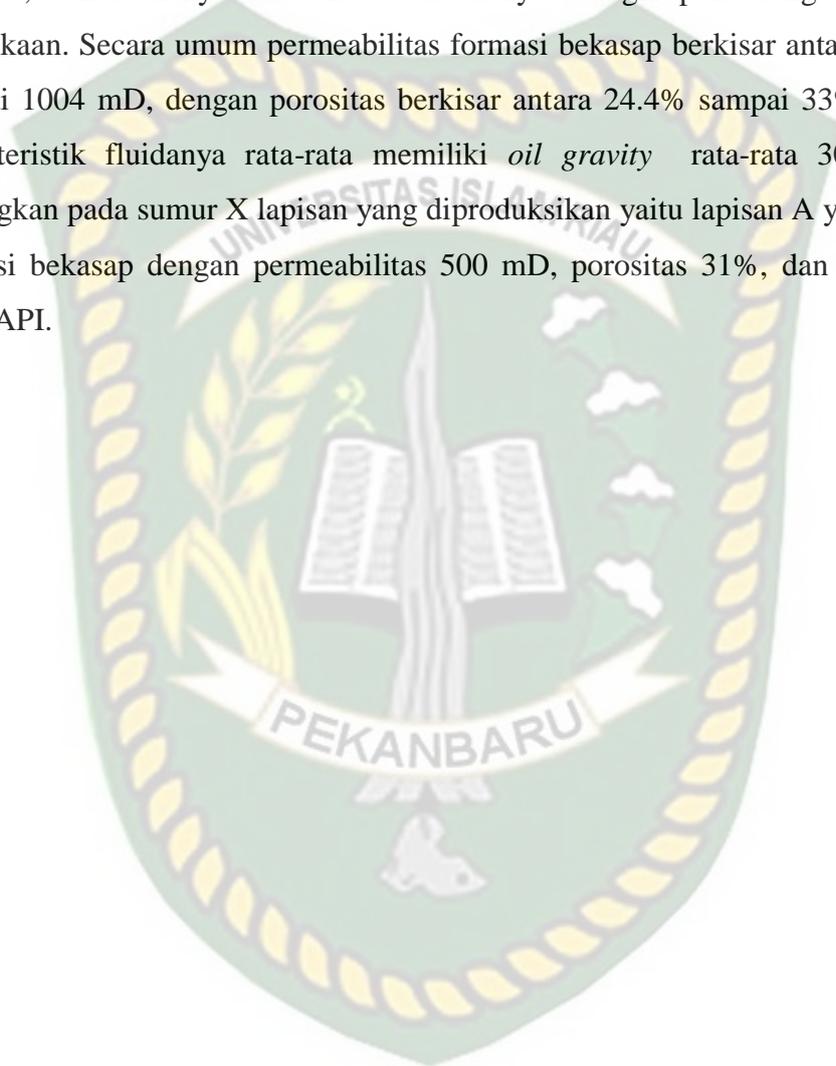
Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas kelompok Pematang pada Oligosen Akhir-Miosen Tengah. Lithologi pada kelompok Sihapas ini didominasi oleh batu pasir dan serpih. Kelompok Sihapas diendapkan hampir di seluruh cekungan. Kelompok Sihapas ini terdiri dari Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Telisa dan Formasi Duri.

3.3.1 Formasi Bekasap

Formasi Bekasap diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko. Formasi ini disusun oleh batu pasir, batu pasir *glaukonitan* berbutir halus sampai kasar, berlapis hingga masif, dan dengan sisipan tipis (serpih), batu gamping dan batubara. Formasi ini diendapkan pada *Miosen Awal* di lingkungan *delta plain* dan *delta front* sampai laut dangkal (Katz dan Dawson, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1300 ft. Formasi inilah yang menjadi *reservoir* pada lapangan Y.

3.4 Karakteristik Reservoir

Formasi Bekasap terdiri dari 3 lapisan (Lapisan B, A, dan P). namun dari ketiga lapisan ini hanya lapisan A yang terdapat minyak, lapisan B kering tidak ada gas, dan P hanya air dan dibuka hanya sebagai pendorong minyak ke permukaan. Secara umum permeabilitas formasi bekasap berkisar antara 400 mD sampai 1004 mD, dengan porositas berkisar antara 24.4% sampai 33%. Adapun Karakteristik fluidanya rata-rata memiliki *oil gravity* rata-rata 30-31 °API. Sedangkan pada sumur X lapisan yang diproduksi yaitu lapisan A yang berupa formasi bekasap dengan permeabilitas 500 mD, porositas 31%, dan *oil gravity* 30.8 °API.



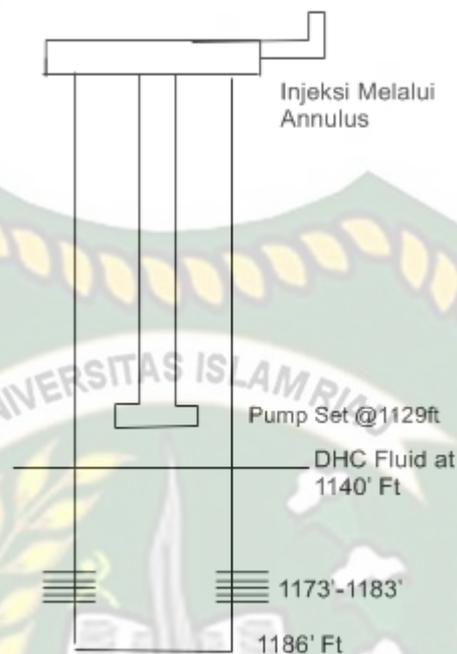
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Penentuan *Volume Injeksi Solvent*

Penggunaan injeksi *solvent* dilakukan berdasarkan analisa dari data produksi sumur yang mengalami penurunan produksi secara tiba-tiba. Berdasarkan data terakhir yang diperoleh dari sumur X pada 7 Juli 2016 memiliki *Produktivity Index* (PI) yang cukup rendah yaitu 0.17 BOPD/Psi dengan produksi sebesar 20.54 BOPD. Berdasarkan tes yang dilakukan pada 30 Desember 2016 laju produksi sebesar 1,952.98 blpd / 25 bopd / 98.72% dan *fluid level* pada kedalaman 1044 Ft dan pada tanggal 7 Juli 2017 laju produksi menjadi 1850.16 blpd / 20.54 bopd / 98.89% dan *fluid level* pada kedalaman 1115 Ft. Laju produksi mengalami penurunan dan *fluid level* juga mengalami penurunan sehingga dapat disimpulkan adanya hambatan dari reservoir ke lubang sumur yang mengindikasikan adanya penyumbatan pada perforasi.

Dari perolehan data *reservoir*, permeabilitas sebesar 500 mD termasuk kategori permeabilitas yang bagus dan porositas sebesar 31% yang juga termasuk kedalam kategori porositas bagus. Dari data karakteristik fluida diperoleh viskositas sebesar 13.4 cp, *specific gravity* 0.87 dengan API 30.8 dan *temperature reservoir* 136°F sehingga menunjukkan masalah yang terjadi diakibatkan pengendapan dari minyak yang bersifat parafin yaitu yang berasal dari minyak itu sendiri seperti yang terdeposit di sekitar lubang sumur.

Berdasarkan masalah yang terjadi, maka sumur X menjadi kandidat untuk dilakukan stimulasi, dalam hal ini digunakan teknik stimulasi berupa *Solvent Treatment*. *Solvent treatment* yaitu berupa teknik penginjeksian *solvent* kedalam sumur sehingga *solvent* akan bereaksi dan melarutkan minyak yang bersifat parafin yang mengendap disekitar lubang perforasi sehingga minyak mudah untuk diproduksi. Adapun *solvent* yang digunakan yaitu jenis *aromatic solvent* berupa *xylene*.



Gambar 4.1 Skema injeksi *solvent treatment* sumur X

Gambar 4.1 menunjukkan gambaran dari sumur X dalam menentukan *volume* injeksi. Penentuan *volume* injeksi dapat dihitung dengan mengetahui karakteristik kedalaman dan ketebalan perforasi sumur. Sumur X memiliki perforasi pada kedalaman 1173 Ft – 1183 Ft dengan jari-jari penetrasi *max* 3 ft (Priyandoyo et al 2007). Target penginjeksian dilakukan pada kedalaman 1140 Ft – 1186 Ft agar dapat memenuhi perforasi keseluruhan. Dengan data tersebut, maka dapat dihitung *volume solvent* yang akan diinjeksikan sebesar 6.1 bbl. Hal ini berdasarkan dari perhitungan *volume solvent* untuk dimasukkan kedalam formasi dan juga perhitungan *volume solvent* dalam *casing* untuk merendam atau memenuhi perforasi dan diinjeksikan melalui *annulus*. setelah penginjeksian *solvent* selesai maka dilakukan *soaking* selama 3 jam, dan sumur dilakukan penginjeksian dengan menggunakan air sebanyak 31 bbl untuk mengisi *annulus* dan membantu mendorong *solvent* sampai ke perforasi dan dilakukan *soaking* selama 24 jam.

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan *Volume* Injeksi Sumur X

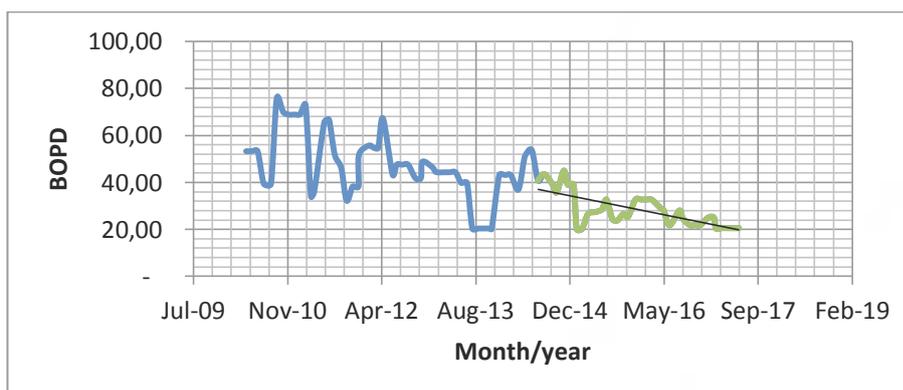
Perhitungan <i>Volume</i>	Nilai	Satuan
<i>Excess to Formation</i>	4.3	Bbl
<i>Volume</i> (1140 FT-1186 FT)	1.8	Bbl
<i>Displacement</i>	31	Bbl

Tabel 4.1 menunjukkan hasil perhitungan volume yang didapat berdasarkan perhitungan volume injeksi *solvent* (*Excess to Formation*) dengan volume injeksi *solvent* pada kedalaman 1140-1186 Ft untuk merendam perforasi dan perhitungan volume injeksi air untuk mendorong *solvent* masuk ke formasi.

4.2 Analisis Keberhasilan *Solvent Treatment*

Tujuan utama dari *solvent treatment* adalah untuk menanggulangi masalah *wax* pada sumur untuk meningkatkan kembali potensi produksi. Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *solvent* adalah salah satu indikator keberhasilan dari *solvent treatment*. Selain itu, indikator keberhasilan *solvent treatment* dapat berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan berdasarkan *Productivity Index* (PI) (Kinasih et al, 2015).

4.2.1 Laju Produksi



Gambar 4.2 Laju produksi sebelum *solvent treatment*

Gambar 4.2 menunjukkan laju produksi Sumur X yang sudah lama berproduksi. Laju produksi yang dianalisa adalah laju produksi dimulai pada 11 April 2010 hingga terakhir sebelum *solvent treatment* pada 7 Juli 2017.



Gambar 4.3 Laju produksi sesudah *solvent treatment*.

Gambar 4.3 menunjukkan Analisa laju produksi setelah *solvent treatment* adalah untuk mengetahui besarnya laju produksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program *solvent treatment*.



dapat dikatakan berhasil jika laju produksi minyak meningkat dibandingkan laju produksi minyak sebelum *solvent treatment*.

Tabel 4.2 Perbandingan Produksi Sebelum dan Sesudah Injeksi *Solvent*

Parameter	Produksi Sebelum <i>Treatment</i>	Produksi Sesudah <i>Treatment</i>	Satuan
BFPD	1850	1825	BBL
WC	98.89	98.64	%
BOPD	20.54	21.89	BBL
Permeabilitas	500	527	mD

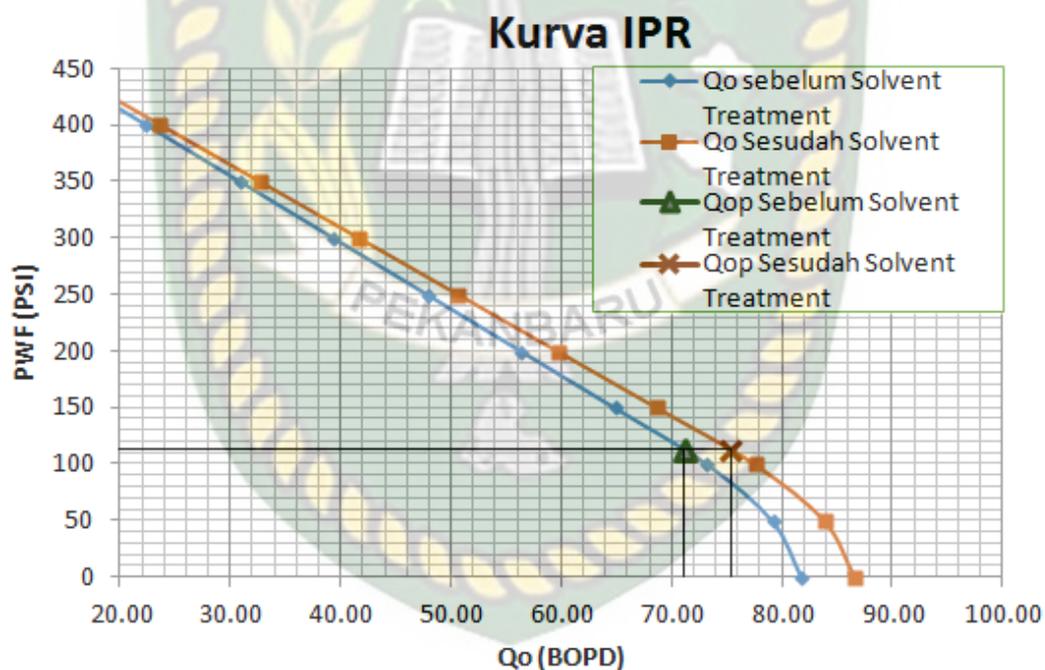
Dilihat dari hasil yang didapat pada saat sebelum dilakukannya *solvent treatment* dengan sesudah dilakukannya *solvent treatment*, *rate* produksi sumur X semakin menurun, namun untuk perolehan minyaknya sendiri semakin meningkat dengan menurunnya nilai dari *water cut* sumur X setelah dilakukannya injeksi *solvent*. Hal ini menunjukkan bahwa *solvent treatment* yang dilakukan untuk DHC (*Down Hole Cleaning*) berhasil sebab *solvent* dapat melarutkan *wax* yang terendap karena mampu meningkatkan perolehan minyak.

4.2.2 Kurva IPR

Tabel 4.3 Perbandingan Data IPR Berdasarkan Perhitungan Kombinasi Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment*.

No	PWF (PSI)	IPR Sebelum <i>Solvent Treatment</i>	IPR Sesudah <i>Solvent Treatment</i>
		Q (BOPD)	Q (BOPD)
1	0	81.85	86.67
2	50	79.20	83.90
3	100	73.27	77.60

No	PWF (PSI)	IPR Sebelum <i>Solvent</i>	IPR Sesudah
		<i>Treatment</i>	<i>Solvent Treatment</i>
		Q (BOPD)	Q (BOPD)
5	200	56.39	59.70
6	250	47.89	50.70
7	300	39.39	41.70
8	350	30.89	32.70
9	400	22.39	23.70
10	531.7	0	0



Gambar 4.5 Perbandingan Kurva IPR Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment*

Gambar 4.5 menunjukkan perbandingan kurva IPR. Berdasarkan perbandingan pada kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sesudah dan sebelum dilakukannya *solvent treatment*, dapat dilihat terjadi peningkatan produksi pada sumur X dimana produksi optimum dari 71.18 Bopd menjadi 75.37 Bopd. hal ini

menunjukkan bahwa potensi dari sumur telah membaik setelah dilakukannya *solvent treatment*.

4.2.3 Productivity Index (PI)

Tabel 4.4 Perbandingan *Productivity Index* Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment*.

Parameter	Data Sebelum <i>Treatment</i>	Data Sesudah <i>Treatment</i>	Satuan
Rata-Rata Produksi	22.48 (2016-2017)	24.40 (2017-2018)	BOPD
<i>Productivity Index</i>	0.17	0.18	BOPD/Psi
Qmax	81.85	86.67	BOPD

Tabel 4.4 menunjukkan perbandingan antara *Productivity Index* sebelum dilakukannya *solvent treatment* dengan *Productivity Index* sesudah dilakukannya *solvent treatment*. Terlihat peningkatan pada sumur X setelah dilakukannya *solvent treatment* menjadi 0.18 BOPD/Psi dari yang sebelumnya 0.17 BOPD/Psi. Berdasarkan (Fazly, et al 2018). Sumur ini dinyatakan berhasil setelah mengalami evaluasi dari peningkatan produksi.

4.2.4 Keekonomian

Keberhasilan injeksi *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur X dilihat juga dari sisi ekonomisnya. Dimana sumur X dilakukan penginjeksian selama satu hari dengan *Operating Cost* sebesar US\$ 9,000, dengan pembelian *solvent* sebesar 921.9 US\$/*drum*. Dari hasil perhitungan *volume* injeksi, dibutuhkan *solvent* sebanyak 5 *drum*. Keekonomisan dari penginjeksian *solvent* dilihat dari keuntungan yang didapat setelah dilakukannya *solvent treatment*.

Tabel 4.5 Keekonomian Solvent Treatment Pada Sumur X

Data	Nilai	Satuan
Pengeluaran	13,609.5	US\$
Pendapatan	555,701.298	US\$
Keuntungan	542,091.798	US\$

Tabel 4.5 menunjukkan biaya yang dikeluarkan, pendapatan, dan keuntungan yang didapat setelah dilakukannya *solvent treatment* pada sumur X. Dapat dilihat bahwa perusahaan mendapatkan keuntungan yang besar sehingga dapat dianggap bahwa *solvent treatment* ini berhasil. Sebenarnya, pengeluaran tidak hanya dari itu saja, namun dalam hal ini diasumsikan bahwa biaya yang lain tidak diperhitungkan karena tidak berpengaruh sebagai efek dari penggunaan *solvent*. Hal ini disebabkan karena analisis ini hanya ingin melihat keekonomian dari penggunaan *solvent* dalam menanggulangi masalah *wax* yang menyebabkan penurunan produksi pada sumur X.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perolehan produksi minyak dan dan hasil analisis penggunaan solvent treatment yang dilakukan pada sumur X, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut ;

1. Setelah menganalisa kondisi sumur maka didapat *volume* injeksi *solvent* yang sesuai untuk membersihkan perforasi dari endapan *wax* berdasarkan perhitungan *volume* sebesar 4,3 Bbl (*solvent*) dan perhitungan untuk merendam perforasi (1140 Ft - 1186 Ft) sebesar 1.8 Bbl (*solvent*) dan perhitungan *volume displacement* sebesar 31 Bbl (air) berdasarkan letak *pump set* pada kedalaman 1129 Ft.
2. Hasil produksi pada sumur X mengalami peningkatan setelah dilakukan *solvent treatment* dari rata-rata produksi (2016-2017) 22.48 BOPD menjadi rata-rata produksi 24.40 BOPD (2017-2018) dengan potensi produksi sumur X mengalami peningkatan berdasarkan *Productivity Index* (PI) dari 0.17 BOPD/Psi menjadi 0.18 BOPD/Psi, berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sumur X mengalami peningkatan produksi dengan laju alir maksimum menjadi 86.67 BOPD dari 81.85 BOPD berdasarkan perhitungan persamaan IPR kombinasi, dan berdasarkan keekonomian *solvent treatment* ini berhasil karena mendapatkan keuntungan sebesar US\$ 542,091.798 selama satu tahun produksi setelah injeksi dilakukan (2017-2018).

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang dilakukan terdapat beberapa saran untuk penelitian kedepannya, yaitu :

1. Untuk mengatasi masalah endapan prafin yang sama, dapat dicoba dengan menggunakan jenis *solvent* yang lainnya.
2. Untuk mengatasi masalah endapan praffin yang sama, dapat dicoba dengan perforasi yang berbeda (*comingle*).

DAFTAR PUSTAKA

- Adewusi, V. A. (1997). Prediction of wax deposition potential of hydrocarbon systems from viscosity-pressure correlations. *Fuel*, 76(12), 1079–1083.
- Albagli, R. C., Souza, L. B., Nieckele, A. O., & Rio, P. (2017). Reynolds Number Influence on Wax Deposition. *Offshore Technology Conference*, (October), 24–26.
- A, Fazly., T. Erfando., Noorhadi., Efriza. I. B. Rahmatan., & C. Octavia. (2018). *Evaluation Of Heavy Paraffin Solvent Injection in Langgak Oil Field*. Universitas Islam Riau.
- Ahmed, Tarek H. (2007). Equations of State and PVT Analysis : Application for Improved Reservoir Modeling, Gulf Publishing Company, USA.
- Al-Yaari, M. (2011). Paraffin wax deposition : mitigation & removal techniques. *Society of Petroleum Engineers*, (SPE 155412), 1–10.
- Barker, K.M., Newberry, M.E., dan Yin, Y.R. (2001). Paraffin Solvation in the Oilfield. *Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Houston, Texas
- Bercker, J. R. (1993). Crude Oils, Waxes, Emultions, And Asphaltenes, *Penwell Books*, Oklahoma, hal. 103.
- Birmingham, B. (1977). Deposition of Paraffin Wax from Kerosene in Cooled Heat Exchanger Tubes, (Vol. 55), (pp. 381-385). *The Canadian Journal of Chemical Engineering*.
- Boswood, David W. & Kristopher, A. Kreh. (2011). Fully Miscible Micellar Acidizing Solvent vs. Xylene, The Better Paraffin Solution. Presented at *SPE Production and Operation Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, USA*.
- Burger, E. D., Oil, A., & Co, G. (1981). Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline, (June), 1075–1086.
- Heidrick, T.L., Aulia, K. (1993). A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. *Indonesian Petroleum*

- Assosiation, Proceeding 22th Annual Convention, Jakarta, Vol. 1,p. 285-316*
- Hyne, N. J. (2011). *Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production*. 3rd Edition. Oklahoma. USA.
- I. Ismail, & papathy S. A. A. A. Kadir. (2010). *Managing Paraffin Wax Deposition in Oil Well*. University Teknologi Malaysia. Malaysia.
- Kang, P. S., Lee, D. G., Lim, J. S. (2014). Status of Wax Mitigation Technologies in Offshore Oil Production. Presented at *The Twenty-fourth International Ocean and Polar Engineering Conference*, Busan, Korea. 15 – 20.
- Karan, K., Ratulowski, J., Robinson, D. B., German, P., & Pipeline, N. A. (2000). Measurement of Waxy Crude Properties Using Novel Laboratory Techniques. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–12.
- Katz, B.J., Dawson, W.C. (1997). Pematang–Sihapas petroleum system of Central Sumatra. *In: Proceedings of the Conference on Petroleum Systems of SE Asia and Australasia, Jakarta, Indonesia*, pp. 685–698.
- Kelechukwu, E. M. (2008). Potential risk of paraffin wax – related problems in malaysian oil fields. *Jurnal Teknologi*, 49(F), 1–7.
- Kinasih, R. C., M. Amin., and U. A. Prabu. (2015). Analisa Hasil Acidizing Treatment Untuk Menanggulangi Scale CaCo₃ Dalam Upaya Pengoptimalan Kemampuan Berproduksi Sumur R-11 PT. Pertamina EP Asset 2 Limau Field. Universitas Sriwiaya
- Leontaritis, K. J., & Asphwax, E. G. (2011). OTC 21623 Wax Deposition Correlation-Application in Multiphase Wax Deposition Models.
- Leontaritis, K. J., & Leontaritis, J. D. (2003). Cloud Point and Wax Deposition Measurement Techniques. *International Symposium on Oilfield Chemistry*.
- Mahmoudkhani, A., Feustel, M., Reimann, W., & Krull, M. (2017). SPE-184594-MS Wax and Paraffin Control by Fracturing Fluids : Understanding Mode of Actions and Benefits of Water-Dispersible Wax Inhibitors.
- Mokrys, I. J., & Butler, R. M. (1993). In-Situ Upgrading of Heavy Oils and Bitumen by Propane Deasphalting: The Vapex Process, 409–424.
- Oseghale, C. I., Engineering, C., Harcourt, P., & Harcourt, P. (2012). SPE 163037 Managing Paraffin Wax Deposition in Oil Wells – Related Problems in

Nigerian Oil Fields.

- Perez, P., Boden, E., Chichak, K., Gurnon, A. K., Hu, L., Lee, J., & Mcdermott, J. (2015). Evaluation of Paraffin Wax Inhibitors: An Experimental Comparison of *Bench-Top Test Results and Small-Scale Deposition Rigs for Model Waxy Oils*.
- Potisek, S., Capaldo, K., Dermody, D., Moglia, R., Ender, K., & Chemical, D. (2015). High Active Aqueous-Based Pour Point Depressants and Wax Inhibitors, (April), 13–15.
- Priyandoyo, H., Agus, A., & D. Andrico. (2007). Upaya Peningkatan Produksi Minyak di Sumur Produksi Parafinik Unit Bisnis EP Lirik – Riau Menggunakan Inovasi Solvent dan Surfactant. *Proceeding Simposium Nasional IATMI* at UPN Veteran, Yogyakarta.
- Rashidi, M., College, A., Mombekov, B., Petronas, U. T., & Marhamati, M. (2016). A Study of a Novel Inter Pipe Coating Material for Paraffin Wax Deposition Control and Comparison of the Results with Current Mitigation Technique.
- Ridzuan, N., Adam, F., & Yaacob, Z. (2016). Evaluation of the inhibitor selection on wax deposition for Malaysian crude oil, *Petroleum Science and Technology*, 34:4, 366-371
- Rocha, T. S., Costa, G. M. N., Embiruçu, M., & Federal, U. (2015). Modeling Wax Appearance Temperature, (1986), 18–20.
- Wei, F., Acosta, E., Gawas, K., & Krishnamurthy, P. (2015). Targeting High Molecular Weight Wax. *SPE Journal*, (April), 13–15.