

ANALISIS KINERJA PENGGUNAAN *HEAVY PARAFFIN SOLVENT* DALAM MENGATASI ENDAPAN *PARAFFIN* DI SUMUR LGK 16 DAN SUMUR LGK 21 PADA LAPANGAN LANGGAK

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh
BARDAN RAHMATAN
NPM 153210039

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

ANALISIS KINERJA PENGGUNAAN *HEAVY PARAFFIN SOLVENT* DALAM MENGATASI ENDAPAN *PARAFFIN* DI SUMUR LGK 16 DAN SUMUR LGK 21 PADA LAPANGAN LANGGAK

TUGAS AKHIR

*Diajukan guna penyelesaian tugas akhir Program Studi
Teknik Perminyakan*

Oleh
BARDAN RAHMATAN
NPM 153210039



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

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir disusun oleh :
Nama : Bardan Rahmatan
NPM : 153210039
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisis Kinerja Penggunaan *Heavy Paraffin Solvent* Mengatasi Endapan *Paraffin* di Sumur Lgk 16 dan Lgk 21 Pada Lapangan Langgak
Kelompok Keahlian : Produksi


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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Novrianti, ST., MT ()
Penguji I : Fitrianti, ST., MT ()
Penguji II : Idham Khalid, ST., MT ()
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 12 Maret 2020

Disahkan Oleh

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK


Dr. Eng. Muslim, MT

SEKRETARIS PROGRAM
STUDI TEKNIK PERMINYAKAN


Novrianti, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 12 Maret 2020

Bardan Rahmatan
NPM 153210039

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini. Penulisan Tugas Akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ibu Novrianti, S.T., M.T., selaku pembimbing Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, serta pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Bapak Norhadi, S.T., selaku pembimbing Lapangan Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, serta pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
3. Ibu Dr. Mursyidah, M.Sc., selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat serta menyemangati penulis selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
4. PT. SPR Langgak yang telah memberikan data yang diperlukan dalam mendukung keberhasilan penelitian tugas akhir ini.
5. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T., selaku Kepala Prodi Teknik Perminyakan, Ibu Novrianti, S.T., M.T., selaku Sekretaris Prodi Perminyakan dan seluruh Dosen yang ada di Prodi Perminyakan yang telah membantu penulis selama perkuliahan dan ilmu pengetahuan yang telah diberikan.
6. Rizky Kurniawan, ST, Doni Latu Farisa, ST, dan Robby Kusuma Wijaya, ST., selaku senior teknik perminyakan yang telah membantu dalam diskusi penelitian tugas akhir ini.
7. Kedua orang tua, Iptu Sofyan Suri dan Sri Darmayanti, S.pd., dan Keluarga terdekat abang Rama Aulia Saputra, ST, Safira Angelina, A.md. Ak., dan Uci Yurdanis. Terimakasih atas segala doa, kasih sayang, dan

dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan kepada penulis sampai penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir ini.

8. Seluruh orang terdekat yang telah memberikan semangat kepada penulis terutama teman-teman seperjuangan Tugas Akhir yaitu Dinda Pamela Fasya, Farhan, Wildan, Putra, Vero, Gika, Adit, Ari, Veni, Intan, Said, dayat, Deri, Bobby, Cipan, dan Tak lupa juga untuk teman sepenanggungan dikampus Prodi Perminyakan Keluarga Oleum 15B serta teman-teman lain yang tak bisa disebutkan satu persatu.

Teriring doa penulis, Semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembang ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 12 Maret 2020

Bardan Rahmatan
NPM 153210039

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR SIMBOL.....	x
ABSTRAK	xi
<i>ABSTRACT</i>	xii
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>CHARACTERISTICS OF THE WAX PHASE</i>	4
2.1.1 Faktor Deposit Wax	5
2.1.2 <i>Impact of Wax Paraffin Deposite</i>	7
2.1.3 <i>Wax Paraffin Control</i>	7
2.1.4 <i>Chemical Inhibitor Cara Menanggulangi Masalah Wax Paraffin</i>	8
2.2 <i>SOLVENT PARAFFIN INJECTION</i>	9
2.3 ANALISIS KEBERHASILAN	12
2.3.1 <i>Productivity Index (PI)</i>	13
2.3.2 Laju Produksi	14
2.3.3 <i>Inflow Performance Relationship (IPR)</i>	14
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	16
3.1 METODE PENELITIAN	16
3.2 FLOW CHART TUGAS AKHIR	18
3.3 <i>TIME TABLE</i>	19
3.4 STUDI LAPANGAN	19
3.4.1 Peta Struktur Lapangan Langgak	19
3.4.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah	20
3.4.3 <i>Well Data</i>	23
3.4.4 <i>Well History</i>	23
3.4.5 <i>History Production</i>	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	25

4.1	PENENTUAN PERUBAHAN LAJU ALIR	26
4.1.1	Laju Produksi LGK 16	26
4.1.2	Kurva IPR LGK 16.....	28
4.1.3	Productivity Index (PI).....	29
4.1.4	Laju Produksi LGK 21	30
4.1.5	Kurva IPR LGK 21.....	32
4.1.6	Productivity Index (PI).....	33
4.2	ANALISIS FAKTOR KEBERHASILAN SOLVENT TREATMENT	34
4.2.1	Job procedures	34
4.2.2	<i>Depth</i>	35
4.2.2	Pump	37
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		39
5.1	KESIMPULAN.....	39
5.2	SARAN.....	39
REFERENSI.....		40
LAMPIRAN.....		44

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 <i>Flowchart penelitian</i>	19
Gambar 3.2 Peta kedalaman horizon Top Sihapas/MFS.....	19
Gambar 3.3 Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah.....	20
Gambar 3.4 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah.....	20
Gambar 3.5 Grafik History production LGK 16	24
Gambar 3.6 Grafik History production LGK 21	25
Gambar 4.1 Laju produksi sebelum <i>solvent treatment</i> LGK 16.....	26
Gambar 4.2 Laju produksi sesudah <i>solvent treatment</i> LGK 16	27
Gambar 4.3 Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukan <i>solvent treatment</i> di LGK 16	27
Gambar 4.4 Perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah <i>solvent treatment</i> di LGK 16	29
Gambar 4.5 Laju produksi sebelum <i>solvent treatment</i> LGK 21	30
Gambar 4.6 Laju produksi sesudah <i>solvent treatment</i> LGK 21	31
Gambar 4.7 Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukan <i>solvent treatment</i> di LGK 21	31
Gambar 4.8 Perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah <i>solvent treatment</i> di LGK 21	33

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Perbandingan produksi sebelum dan sesudah treatment solvent LGK 16	28
Tabel 4.2 Perbandingan Data IPR Berdasarkan Perhitungan Kombinasi Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment LGK 16	28
Tabel 4.3 Perbandingan Productivity Index Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment LGK 16	29
Tabel 4.4 Perbandingan produksi sebelum dan sesudah treatment solvent LGK 21	32
Tabel 4.5 Perbandingan Data IPR Berdasarkan Perhitungan Kombinasi Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment LGK 21	32
Tabel 4.6 Perbandingan Productivity Index Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment	33
Tabel 4.7 Product requirement pada sumur LGK 16	34
Tabel 4.8 Product requirement pada sumur LGK 21	34
Tabel 4.9 Well Data pada sumur LGK 16	35
Tabel 4.10 Well Data pada sumur LGK 21	36
Tabel 4.11 Well History Data pada sumur LGK 16	37
Tabel 4.12 Well History Data pada sumur LGK 21	37

DAFTAR SINGKATAN

Parasol	<i>Paraffinic Solvent</i>
Bopd	<i>Barrel Oil per Day</i>
DHC	<i>Down Hole Cleaning</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>
PI	<i>Productivity Index</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>

DAFTAR SIMBOL

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



ANALISIS KINERJA PENGGUNAAN *HEAVY PARAFFIN SOLVENT* DALAM MENGATASI ENDAPAN *PARAFFIN* DI SUMUR LGK 16 DAN SUMUR LGK 21 PADA LAPANGAN LANGGAK

Bardan Rahmatan
153210039

ABSTRAK

Permasalahan *wax paraffin* pada sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 PT. SPR Langgak menyebabkan penurunan produksi minyak secara drastis dimana pada sumur LGK 16 memiliki rata-rata produksi sebesar 40 BOPD pada tahun 2010-2014 pertengahan dan terus menurun sampai 24 BOPD pada tahun 2017, sedangkan pada sumur LGK 21 memiliki rata-rata produksi sebesar 31 BOPD di tahun 2010-2013 dan mengalami penurunan terus menerus sampai 18 BOPD pada akhir tahun 2017. Masalah ini terjadi karena adanya pengendapan *wax paraffin* pada perforasi setelah jangka waktu produksi yang sudah lama dan dikarekan kondisi minyak yang *paraffinic*.

Dalam proses penanggulangan *wax paraffin* terdapat beberapa teknik yang harus disesuaikan dengan tempat *wax paraffin* tersebut terbentuk. Penanggulangan *wax paraffin* meliputi proses penghilangan *wax paraffin* dan pencegahan terbentuknya *wax paraffin* apabila sudah terlanjur terbentuk, yang mana dapat dilakukan secara kimiawi. Salah satu metode pencegahan *wax paraffin* yang digunakan di sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 PT. SPR Langgak yaitu metode DHC (*Down Hole Cleaning*) yaitu dengan cara menginjeksikan zat kimiawi seperti *wax inhibitor* berupa *solvent* langsung ke dalam sumur. Keberhasilan metode ini dapat dilihat dari peningkatan hasil produksi setelah dilakukannya *treatment* yang terlihat pada peningkatan PI (*Productivity Index*) dan peningkatan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*).

Penelitian ini dilakukan untuk menganalisis kinerja penggunaan *heavy paraffin solvent* dalam mengatasi endapan *wax paraffin* pada sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 PT. SPR Langgak. Pada hasil produksi sumur LGK 16 setelah dilakukannya *treatment solvent* mengalami penurunan rata-rata produksi dari 24.56 BOPD (2017-2018) menjadi 11.97 BOPD (2018-2019) dengan *Productivity Index* (PI) dari 0.047 BOPD/Psi menjadi 0.009 BOPD/Psi, penurunan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) dari laju produksi optimum sebesar 17.97 BOPD menjadi 3.48 BOPD, sedangkan pada sumur LGK 21 mengalami kenaikan rata-rata produksi sebesar 17.47 BOPD (2016-2017) menjadi 23.22 BOPD (2017-2018) dengan *Productivity index* (PI) dari 0.36 BOPD/Psi menjadi 0.52 BOPD/Psi, kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) juga mengalami kenaikan produksi optimum sebesar 107.82 BOPD menjadi 155.74 BOPD. Faktor yang mempengaruhi keberhasilan injeksi *heavy paraffin solvent* dapat dilihat pada *job procedure*, *depth*, dan *pump*.

Kata kunci: *Downhole cleaning, wax, wax inhibitor & heavy paraffin solvent*

ANALISIS KINERJA PENGGUNAAN *HEAVY PARAFFIN SOLVENT* DALAM MENGATASI ENDAPAN *PARAFFIN* DI SUMUR LGK 16 DAN SUMUR LGK 21 PADA LAPANGAN LANGGAK

Bardan Rahmatan
153210039

ABSTRACK

The problem of paraffin wax in LGK 16 well and LGK 21 well PT. SPR Langgak caused a drastic decrease in oil production where the LGK 16 well had an average production of 40 BOPD in the middle 2010-2014 and continued to decline to 24 BOPD in 2017, while the LGK 21 well had an average production of 31 BOPD in 2010-2013 and decreased continuously until 18 BOPD at the end of 2017. This problem occurs because of the deposition of paraffin wax on perforation after a long period of production and dikarekan the conditions of the paraffinic oil.

In the process of controlling paraffin wax, there are several techniques that must be adapted to where the paraffin wax is formed. Paraffin wax countermeasures include the process of removing paraffin wax and preventing the formation of paraffin wax when it is already formed, which can be done chemically. One of the paraffin wax prevention methods used in the LGK 16 well and LGK 21 well PT. SPR Langgak is a DHC (Down Hole Cleaning) method by injecting chemicals such as wax inhibitors in the form of solvents directly into the well. The success of this method can be seen from the increase in production results after treatment that can be seen in the increase in PI (Productivity Index) and increase in the IPR curve (Inflow Performance Relationship).

This study was conducted to analyze the performance of the use of heavy paraffin solvent in overcoming paraffin wax deposits in the LGK 16 well and LGK 21 well PT. SPR Idle. In the production of LGK 16 wells after the solvent treatment was carried out, the average production decreased from 24.56 BOPD (2017-2018) to 11.97 BOPD (2018-2019) with a Productivity Index (PI) from 0.047 BOPD / Psi to 0.009 BOPD / Psi, decreasing IPR (Inflow Performance Relationship) curve from the optimum production rate of 17.97 BOPD to 3.48 BOPD, while in the LGK 21 well, the average production increased by 17.47 BOPD (2016-2017) to 23.22 BOPD (2017-2018) with Productivity index (PI)) from 0.36 BOPD / Psi to 0.52 BOPD / Psi, the IPR (Inflow Performance Relationship) curve also experienced an optimum production increase of 107.82 BOPD to 155.74 BOPD. Factors that influence the success of the paraffin solvent heavy injection can be seen in the job procedure, depth, and pump.

Kata kunci: *Downhole cleaning, wax, wax inhibitor & heavy paraffin solvent*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Pada saat produksi minyak bumi dilakukan secara terus menerus dapat mengakibatkan penurunan produksi secara perlahan yang disebabkan oleh beberapa permasalahan. Salah satu permasalahan yang dihadapi oleh PT. SPR Langgak adalah terakumulasi dan terbentuknya deposit *wax paraffin* pada perforasi yang mengakibatkan terganggunya proses produksi. Hal ini dikarenakan minyak mentah memiliki berbagai jenis hidrokarbon seperti *wax paraffin*. Deposisi *wax paraffin* hampir ditemukan setiap kali di dalam hidrokarbon (misalnya minyak mentah) pada saat proses produksi (Sondur, 2001). Cairan minyak dari serpihan minyak ringan dan gas kondensat umumnya memiliki kandungan tinggi *paraffin* normal (Sun, Engineering, Naderi, & Technologies, 2018). Dampak tingginya kandungan *paraffin* menyebabkan terganggunya laju alir produksi akibat terakumulasinya *deposit wax* dikarenakan hambatan jalur produksi akibat pengendapan *wax* di perforasi, serta di beberapa peralatan *surface production* seperti *oil pipeline* (Turbakov & Riabokon, 2014).

Permasalahan ini terjadi pada sumur LGK 16 dan LGK 21 yang mana produksi rata-rata LGK 16 adalah 40 BOPD pada tahun 2010-2014 pertengahan, dan terus menurun sampai 24 BOPD pada tahun 2017. Sedangkan pada LGK 21 memiliki rata-rata produksi 31 BOPD tahun 2010-2013, dan mengalami penurunan terus menerus sampai 18 BOPD pada akhir tahun 2017. Masalah ini didasarkan pada karakteristik cairan, salah satunya adalah *deposit* organik atau anorganik, atau kombinasi keduanya. Menurut (Kelland, 2009) dan (Ferreira, 2016) deposit organik terbentuk ketika cairan hidrokarbon sedang diproduksi dan mengalami perubahan kondisi. Menurut (H. Priyandoyo, 2007) Kristal *wax paraffin* dari minyak produksi mulai terbentuk pada *temperature* $< 180^{\circ}$ F sebesar 100 ppm dengan *type* C-45 – C-48, dimana pada suhu di bawah 180° F akan makin meningkat hingga > 1000 ppm. Sedangkan pada LGK 16 dan LGK 21 memiliki *temperature* rata-rata 135° F.

Oleh karena itu penting dilakukannya perawatan pada sumur LGK 16 dan LGK 21, metode yang digunakan adalah metode injeksi *heavy paraffin solvent*

(*rigless*) yang juga dipergunakan dalam penelitian karena metode ini sesuai untuk mempertahankan jumlah produksi minyak bumi dengan biaya yang murah dan diaplikasikan pada 2 sumur dengan tingkat *paraffin* yang tinggi. Menurut (Sun et al., 2018) (Al-Yaari, 2011), dan (Xu, J., Xing, S., Qian, H. et al. 2013) injeksi *paraffin solvent* sangat di rekomendasikan mengatasi *wax paraffin* karena aditif kimia dosis rendah dapat efektif dalam mitigasi *wax paraffin* karena efisiensi dan ekonomis. Pada aplikasi penggunaan metode injeksi *heavy paraffin solvent (rigless)* ini di LGK 16 dan LGK 21 yang memiliki jenis formasi yang sama yaitu formasi sihapas tetapi mendapatkan hasil yang berbeda dimana LGK 16 mengalami penurunan hasil rata-rata produksi setelah *treatment* menjadi 11 BOPD di tahun 2018 dari 24 BOPD pada tahun 2014-2017, sedangkan pada sumur LGK 21 mengalami kenaikan rata-rata produksi setelah *treatment* sebesar 21 BOPD dan terus meningkat di tahun 2018 dari 18 BOPD pada tahun 2014-2017.

Berdasarkan uraian permasalahan di atas maka peneliti tertarik untuk menganalisis kinerja penggunaan *heavy paraffin solvent* dalam mengatasi endapan *wax paraffin* pada sumur yang di gunakan. Dalam menentukan faktor yang mempengaruhi injeksi *heavy paraffin solvent* dapat dinilai pada hasil produksi, tahapan proses penginjeksian, jenis pompa, jumlah zat *chemical* yang digunakan, dan parameter pendukung lainnya. Sebagaimana telah dikatakan dalam beberapa penelitian tentang pentingnya mengetahui parameter tingkat keberhasilan injeksi *paraffin solvent* yang mana nantinya hasil penelitian ini dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan perusahaan dalam melakukan injeksi *heavy paraffin solvent* ke depan dalam meningkatkan keberhasilannya.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun beberapa tujuan dalam melakukan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui perubahan laju alir produksi sebelum dan setelah injeksi *heavy paraffin solvent*.
2. Menentukan faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan penggunaan *heavy paraffin solvent* pada perforasi sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 lapangan langgak.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat penelitian yang dapat diambil dari penelitian ini adalah untuk mengetahui tingkat keberhasilan penggunaan *heavy paraffin solvent* dalam mengatasi permasalahan endapan *paraffin* pada lapangan langgak dan menentukan parameter-parameter yang baik dalam keberhasilan penggunaan injeksi *heavy paraffin solvent* dalam meningkatkan hasil produksi. Maka dengan mengetahui parameter-parameter tersebut dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan kedepan dalam perencanaan penggunaan injeksi *heavy paraffin solvent* pada perusahaan sehingga meningkatkan keberhasilannya. Selain itu, penelitian ini bisa dikembangkan oleh mahasiswa Teknik Perminyakan UIR untuk memperkaya hasil analisis faktor yang perlu diperhatikan dalam proses suatu solvent treatment baik dengan jenis formasi sama atau berbeda.

1.4 BATASAN MASALAH

Adapun untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, dalam penelitian ini memiliki batasan masalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini hanya menganalisis masalah *deposit wax* di lapangan Langgak, formasi sihapus, dan lapisan *sandstone* pada perforasi sumur LGK 16 dan LGK 21
2. Penelitian ini hanya menganalisis masalah *deposit wax paraffin* pada perforasi sumur LGK 16 dan LGK 21 Lapangan Langgak
3. Penelitian ini tidak membahas pengaruh zat *chemical solvent* terhadap karakteristik reservoir seperti porositas, permeabilitas, wetabilitas, tekanan kapiler, dan saturasi

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam merupakan segala sesuatu yang diciptakan oleh Allah di bumi untuk dimanfaatkan oleh manusia dalam memenuhi kebutuhan hidupnya. Sumber daya alam terdapat dimana saja seperti di air, udara, tanah dan sebagainya, maka manusia yang telah diciptakan oleh Allah sebagai khalifah di bumi memiliki kewajiban untuk memelihara, mengelola, dan memanfaatkan semua sumber daya alam di bumi. Dalam firman Allah pada Q.S Al-An'am (6): 1-3 tentang siapa yang menciptakan langit dan bumi. Maka sudah kewajiban kita untuk bersyukur untuk segala sesuatu yang telah diberikan oleh Allah, Allah telah berjanji barang siapa yang mensyukuri nikmat yang telah aku berikan maka ditambah nikmat tersebut, tapi apabila kufur terhadap nikmat yang aku berikan maka mendapatkan siksa yang sangat pedih. Dalam bentuk syukur manusia kepada Allah, maka manusia harus memelihara segala sumber daya alam yang telah diberikan. Pada hal ini, produksi sumur LGK 16 dan LGK 21 mengalami masalah pengendapan *wax paraffin* sehingga menurunkan potensi sumur untuk memproduksi dengan baik dan dapat mengakibatkan kerusakan jika tidak ditanggulangi.

2.1 *CHARACTERISTICS OF THE WAX PHASE*

Deposit wax paraffin secara tipikal terdiri dari rantai hidrokarbon bertingkat Satu (biasanya C to C₃₀) yang dicampur ke hidrokarbon bercabang, *asphaltenes*, air, dan senyawa anorganik seperti pasir, karat, besi sulfida, tanah liat, dll. Kesadahan *deposit* sangat bergantung pada jumlah minyak dan zat mineral dalam campuran. Sebagaimana hasil dari penelitian (Efa Faza, 2017) pada umumnya *Deposit wax paraffin* ini terjadi bila minyak yang diproduksi banyak mengandung komponen berat (C₁₈ - C₃₈) atau biasa disebut minyak berat, dengan demikian dapat dikatakan bahwa minyak berat sering menimbulkan *Deposit wax paraffin*. Pernyataan ini juga didukung oleh beberapa penelitian lain menurut (Boswood, Kreh, & Hughes, 2011) *paraffin* adalah bentuk hidrokarbon yang memiliki berat molekul tinggi. *Paraffin* (juga dikenal sebagai *wax*) merupakan molekul *aliphatic linier* dan bercabang (<18) (Potisek et al., 2015).

C_nH_{2n+2} merupakan rumus umum parafin. *Deposit wax paraffin* yang terbentuk merupakan suatu pesenyawaan hidrokarbon dan hidrogen antara $C_{18}H_{38}$ hingga $C_{38}H_{78}$ yang bercampur dengan material organik dan inorganik lain (Wibowo & Es, 2008). *Deposit wax paraffin* didasarkan oleh *n-paraffine* (alkana linear) dan jumlah kecil *paraffin* bercabang dan senyawa aromatik dimana *naftenat* (siklik) dan *paraffin* rantai panjang memiliki kontribusi untuk *microcrystalline waxes* dan memiliki pengaruh luar biasa pada pertumbuhan *mirocrystalline*, selain itu pada karbonnya jumlah molekul *parafinic* yang ada dalam *deposit waxes* dikenal lebih tinggi dari 15 atom (García, n.d.). Selain itu *paraffin* dapat juga terbentuk jika *temperature* minyak lebih rendah dari *pour* dan *cloud point*.

Terlarutnya *wax paraffin* dengan minyak mentah dipengaruhi oleh perubahan *temperature*. Perubahan *temperature* antara kondisi permukaan yang dingin dengan temperatur *bulk* minyak yang terjadi mengakibatkan proses pembentukan kristal-kristal *wax paraffin*, dikarenakan pada saat reservoir mengalami kesetimbangan dengan minyak mentah secara termodinamika, maka *wax paraffin* terlarut dengan minyak mentah. Proses *deposit paraffin* bisa disebabkan oleh hilangnya fraksi *volatile* (*volatile light end*) didalam minyak mentah, dikarenakan fraksi *volatile* seolah bertindak sebagai pelarut untuk *wax paraffin* didalam minyak mentah. Kristal *wax* ketika muncul mengubah perilaku aliran suatu fluida minyak dari kondisi *Newtonian* menjadi *non-Newtonian* (Leontaritis & Geroulis, 2011)

2.1.1 Faktor Deposit Wax

Menurut penelitian (Rashidi, Mombekov, & Marhamati, 2016), (Ferreira, 2016) dan (M. Kelland, 2009) dikarenakan hidrokarbon dihasilkan dari tekanan dan suhu yang relatif tinggi yang ditemukan di reservoir, cairan mengalami pendinginan *thermal*, dan penurunan tekanan yang signifikan. Proses perubahan dalam termodinamika ini dapat menyebabkan tidak stabil dan *deposit paraffin* pada *matriks* hidrokarbon. *Temperature* dan tekanan yang berubah dapat mempengaruhi kesetimbangan kimia yang biasanya terjadi selama pengeboran, stimulasi, dan *workover*, yang menyebabkan *deposit paraffin* menempel di sekitar formasi (Wei, Acosta, Gawas, & Krishnamurthy, 2015). *Deposit Wax paraffin*

mulai terbentuk saat *temperature* permukaan berada dibawah *temperature* minyak dan *temperature cloud point* minyak. Menurut hasil penelitian (Mahmoudkhani, Feustel, Reimann, & Krull, 2017) dan (Potisek et al., 2015) *temperature fluida* sering kurang dari suhu reservoir, dan jika formasi didinginkan, presipitat *paraffin* dapat mengendap di pori-pori formasi dan menyebabkan fraktur berkembang. Untuk reservoir kaya-*paraffin*, seperti minyak *shale*, kerusakan yang disebabkan oleh *deposit wax* pada kulit fraktur dapat menyebabkan penurunan produksi, atau kegagalan untuk mencapai pemulihan maksimum yang diprediksi. Menurut (Oseghale & Akpabio, 2012) dan (Kelechukwu and Yassin, 2008) estimasi, faktor, prediksi pembentukan *wax* dan pemahaman karakteristik fisikokimia fase *wax* sangat penting dalam jaminan aliran. Karakterisasi minyak dan lilin dapat memberikan perkiraan yang berguna dari parameter dan perilaku yang diperlukan untuk pengembangan proses rekayasa operasional dan modifikasi fisik untuk pengolahan minyak mentah, yang bertujuan mengurangi biaya produksi dan transportasi.

Pada penelitian (Turbakov & Riabokon, 2014) yang bertujuan menyajikan dan menganalisis mekanisme *deposit wax* pada dinding pipa minyak bagian dalam. Hal ini menunjukkan bahwa faktor-faktor seperti tekanan, suhu, sifat keterbasahan dari permukaan dicuci, kecepatan minyak selama transportasi pipa minyak, serta aspalena resin dan konsentrasi *paraffin* keras dalam minyak reservoir memainkan peran kunci dalam pengendapan materi *wax*.

Pada penelitian (Leontaritis & Geroulis, 2011) menyajikan simulator *deposit wax multiphase* komposisi kemudian digunakan untuk memprediksi *deposit wax* dalam pipa yang membawa minyak hidup atau mati yang diuji, setelah disempurnakan dengan laju *deposit wax* 24 jam yang dihitung dengan korelasinya, maka dari penelitian ini bahwa telah menjadi lebih jelas dari sejumlah besar data laboratorium dan lapangan bahwa beberapa faktor yang paling dominan dalam *deposit wax* adalah:

1. Perbedaan suhu *Wall-Fluid*
2. *Shear Stress* dan *Shear Rate*
3. *Flow Regime* (Reynold's Number)
4. Konsentrasi massal *wax*

5. Tingkat pembentukan kristal *wax*
6. Gravitasi dalam sistem yang tidak mengalir
7. Kekasaran dinding saluran

2.1.2 *Impact of Wax Paraffin Deposit*

Menurut (Armacanqui et al., 2016) dan (Elhaddad, Bahadori, Abdel-raouf, & Elkatatny, 2014) *wax paraffin* dapat timbul dibagian manapun dari saluran. Hal ini dapat mempengaruhi aliran dalam lubang bor dekat formasi, pipa, pompa *downhole*, garis aliran permukaan, tangki penyimpanan, pemisah, dan saluran pipa. Dalam penelitian (Ferreira, 2016) penggunaan *xylene* atau produk kimiawi dari sifat aromatik dapat mempengaruhi komponen lain dari penyelesaian yang baik menggunakan *elastomer* seperti komponen pengangkatan buatan dan yang dapat berpotensi mengorbankan integritas yang baik. Ketika produksi berlanjut, *deposit wax paraffin* ini dapat mengakibatkan kerusakan aliran yang signifikan di fasilitas *downhole* dan permukaan. Menurut (Kopteva & Starshaya, 2016) ketika mengoperasikan jaringan pipa minyak, ada masalah *deposit wax paraffin*, resin dan garam di dinding pipa yang datang dengan aliran minyak. Akhirnya menghasilkan suspensi transportasi yang sering untuk membersihkan atau bahkan mengganti pipa dan peralatan lain, sehingga memperpendek periode operasi antara perbaikan, menciptakan situasi darurat dan meningkatkan biaya produksi.

2.1.3 *Wax Paraffin Control*

Sejumlah faktor dapat mempengaruhi penghilangan *deposit wax paraffin* dari sistem produksi menggunakan pelarut. Beberapa faktor penting dalam menghilangkan *deposit wax paraffin* adalah *solvent* yang digunakan, jenis *paraffin*, jumlah *paraffin*, suhu, prosedur penginjeksian, dan waktu kontak. Setiap atau semua ini dapat membantu menentukan keberhasilan atau kegagalan perawatan *paraffin*, *paraffin solvent* terbaik yang digunakan untuk waktu yang lama. *Paraffin* rantai pada suhu rendah untuk waktu yang terlalu singkat menyebabkan kegagalan untuk menyediakan sistem yang bersih. Komponen *paraffin* atau *n-alkane* merupakan yang signifikan bagian dari mayoritas minyak mentah yang > 20° API. *Paraffin* memiliki struktur linier rantai lurus yang seluruhnya terdiri dari karbon dan hidrogen. Titik leleh bervariasi dari -295°F untuk gas *metana* (CH₄) hingga > 240°F untuk *Hektan* (C₁₀₀H₂₀₂) itu terpanjang yang terjadi secara alamiah *n-alkane* dalam minyak mentah sebenarnya saat ini tidak

dikenal (barker, 2001).

2.1.4 *Chemical Inhibitor* Cara Menanggulangi Masalah *Wax Paraffin*

Tujuan dari injeksi kimia dalam mengatasi *wax paraffin* yaitu untuk memodifikasi laju *deposit wax paraffin* dan *property rheology* dari *fluida* berupa viskositas. *Crystal modifiers* bisa disebut juga *chemical inhibitor* karena proses mengkristalkan *wax paraffin* dalam bentuk lain atau mengadsorb kristal *wax* ke *surface*.

Dalam proses menginjeksikannya tipe *chemical inhibitor* yang digunakan bergantung pada jenis *crude* yang diinjeksi. Biasanya secara kimia dalam proses menginjeksikannya menggunakan bahan-bahan seperti:

1. *Demulsifer*

Merupakan *chemical* yang berfungsi untuk memecahkan emulsi dan memutuskan partikel *wax* menjadi ukuran yang lebih kecil sehingga dapat diserap oleh minyak (Hardikin & Es, 2009).

2. *Scale inhibitor*

Merupakan *chemical* yang berfungsi untuk mencegah adanya *scale* di pipa aliran minyak

3. *Solvent*

Merupakan *chemical* yang dapat mengendalikan *deposit wax paraffin* yang senyawa pembentuknya secara umum dari golongan aromatik. Kondesat, bensin, kerosin, solar, butana, pentana, *xylene*, toluene, benzena, karbon tetraklorit, dan karbon disulfida merupakan contoh dari *solvent*. Dalam penanganannya dengan mempenetrasikan *solvent* ke dalam *deposit wax paraffin* untuk mencegah dan melarutkan kedalam *crude oil*.

Dalam proses kelarutan *paraffin* dalam minyak sangat bergantung pada komposisi kimia minyak dan *temperature*. Dikarenakan jika *temperature* permukaan lebih rendah dari pada *crude oil* menyebabkan pengendapan. Menurut (Sheikh Mohammad Samiur & Chacko, 2013), (Aiyejina, Prasad, Pilgrim, & Sastry, 2011) dan (Rosvold, K. 2008.) aliran cairan hidrokarbon *paraffinic* di mana lingkungan atau suhu permukaan berada di bawah *cloud point* suhu penampilan orwax (WAT), dapat mengakibatkan *deposit wax* dari cairan tubuh.

Perlakuan kombinasi direkomendasikan dimana dispersi *inhibitor paraffin*

ukuran submikron yang kompatibel ditambahkan ke cairan rekah. Selain itu, *inhibitor paraffin* berbasis dispersi teradsorpsi ke substrat seperti *proppant* yang dapat dicampurkan ke dalam propana dan dikirimkan jauh ke dalam formasi dengan perawatan rekah atau refrakturing, memberikan manajemen jaminan aliran yang ditingkatkan. (Wornstaff et al., 2014).

2.2 SOLVENT PARAFFIN INJECTION

Injeksi *paraffin solvent* digunakan untuk menurunkan tegangan antar muka *fluida*, viskositas, dan untuk melarutkan *paraffin* dengan memecah kisi-kisi *crystal*, dispersan mencegah aglomerasi mereka (Campbell, Griffin, & Chemex, 2003). Proses injeksi *paraffin solvent* sedang dieksplorasi sebagai sarana untuk memulihkan kembali minyak berat yang tersisa di reservoir (Chang, Ivory, Forshner, & Feng, 2013), dan injeksi *paraffin solvent* ini sangat di rekomendasikan dalam mengatasi *wax paraffin*, karena menurut (Sun et al., 2018) (Al-Yaari, 2011) (Xu, J., Xing, S., Qian, H. et al. 2013) aditif kimia dosis rendah dapat efektif dalam mitigasi *wax paraffin* karena efisiensi dan ekonomi yang tinggi.

Suatu kelarutan dinyatakan baik jika molekul dari larutan mempunyai kesamaan dengan struktur dari molekul *solvent*, sehingga mengakibatkan proses tarik menarik larutan *solvent* kuat. Ada 2 pembagian dari *solvent* yaitu oksigen *solvent* dan hidrokarbon *solvent*.

1. Oksigen *solvent*

Oksigen *solvent* adalah *solvent* yang mana stuktur kimianya mengandung atom oksigen, seperti golongan *ester*, *ether*, *ketone*, dan *alcohol*.

2. Hirokarbon *solvent*

Hidrokarbon *solvent* adalah *solvent* yang mana unsur kimianya mengandung unsur *hydrogen* (H) dan unsur *carbon* (C), seperti golongan alifatik, aromatik dan halogen hidrokarbon.

Ada 3 tahap proses penginjeksian *solvent* ke dalam formasi seperti *preflush*, *spotting* dan *after flush/overflush*.

1. *Preflush*

Merupakan sebagai pembilas yang mana memompakan fluida atau

diesel treatment dengan konsentrasi yang lebih rendah dan volume setengah atau seperempat dari volume *treatment* sebenarnya.

2. *Spotting*

Merupakan proses utama dalam memompakan *solvent* ke dalam formasi dengan laju yang rendah dan laju yang tinggi guna melarutkan hidrokarbon, pada laju yang rendah untuk memperbaiki kerusakan disekitar lubang sumur, sedangkan laju yang tinggi dilakukan untuk jangkauan yang lebih jauh kedalam formasi

3. *After flush*

Merupakan proses pendorongan *solvent* yang terdapat di dalam *tubing* agar 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 *Under displacement* yaitu merupakan teknik pendorongan *fluida* pada saat *spotting* yang masih tertinggal di *tubing* agar masuk ke dalam formasi, dan *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.

Pada penelitian analisis kinerja injeksi *heavy paraffin solvent* pada lapangan Langgak yang dilakukan, telah didukung oleh beberapa penelitian terdahulu dimana memiliki tujuan untuk memperkaya pembahasan pada penelitian ini. Tujuan dari penelitian ini yaitu pada analisis hasil kerja injeksi *heavy paraffin solvent* yang mana menjadi suatu bahan pertimbangan kedepan dalam penggunaan injeksi *heavy paraffin solvent* kedepan. Berikut beberapa hasil penelitian tentang pentingnya mengetahui faktor-faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan injeksi *heavy paraffin solvent*.

Pada penelitian (Nwankwo et al., 2018) menceritakan tentang upaya-upaya mengatasi masalah *deposit paraffin* dan *asphaltene* dari *tubing* ke sistem permukaan, dan mengurangi produksi *wax* dengan menurunkan jaminan aliran permanen untuk sumur produksi. Dari hasil penelitian yang didapat bahwasanya perlakuan terhadap minyak mentah yang diproduksi menggunakan *paraffin dispersant* disimpulkan tidak menjadi proses pencegahan yang optimal saat ini.

Karena penelitian menunjukkan bahwa tidak ada pembentukan *wax* dalam pipa, maka dari itu untuk mencegah pembentukan lebih lanjut dari *wax* dan juga untuk secara bertahap melarutkan sisa *wax* di garis aliran maka perlu menginkesikan *paraffin solvent* yang mengandung *xylene* (pelarut aromatik). Tingkat injeksi dalam bagian (PPM) diturunkan dengan pengujian botol di laboratorium kimia. Pada penelitian ini juga mengatakan bahwa injeksi *paraffin solvent* bukan hanya solusi jaminan aliran tetapi juga alat mengoptimalkan produksi, dan dalam proyek yang dilakukan dalam *paper* ini juga telah menyelamatkan perusahaan sekitar satu juta dollar setiap tahun. Oleh karena itu operasi adalah metode hemat biaya untuk mencapai jaminan aliran dan kinerja produksi yang optimal.

Pada penelitian (Mahmoudkhani et al., 2017) membahas tentang parameter-parameter yang penting dalam pertimbangan melakukan injeksi *paraffin solvent* yang mana pada penelitian ini mengatakan jika temperatur fluida sering kurang dari suhu reservoir, dan jika formasi didinginkan di bawah *cloud point*, presipitat *paraffin* dapat mengendap di pori-pori formasi dan wajar ketika fraktur berkembang. Untuk reservoir kaya-*paraffin*, seperti minyak *shale*, kerusakan yang disebabkan oleh *deposit wax* pada kulit fraktur dapat menyebabkan penurunan produksi, lambat atau sulit untuk membersihkan *wellbores*, atau kegagalan untuk mencapai pemulihan maksimum yang diprediksi. Tujuan dari penelitian ini membahas ruang lingkup diskusi berfokus pada sistem yang dapat terdispersi dalam air. Metodologi disajikan yang menunjukkan keuntungan dari penghambat *wax* yang dapat terdispersi dalam air yang mencegah *deposit wax* dari minyak mentah berlilin. Hasil dari semua percobaan yang dilakukan dalam penelitian ini, jelas menunjukkan pentingnya menyuntikan kimia polimer utama yang digunakan untuk mengontrol *deposit wax paraffin* dan sifat interaksinya dengan fase lain yang ada dalam cairan hidrokarbon.

Sedangkan penelitian (Debenedictis et al., 2018) menceritakan tentang penanganan masalah *deposit paraffin* yang mana mengganggu laju alir dan tingkat produksi dimana pada makalah ini dijelaskan pentingnya mengetahui komponen *paraffin solvent* yang diinjeksikan dengan karakteristik sumur yang mengalami permasalahan *deposit paraffin*. Dalam penelitian saat ini, hasil *treatment* baru dalam jumlah yang lebih besar *inhibitor* ditempatkan di lubang bawah untuk

treatment jangka panjang. Perlakuan kombinasi direkomendasikan dimana dispersi *inhibitor paraffin* ukuran submikron yang kompatibel ditambahkan ke cairan rekah. Selain itu, *inhibitor paraffin* berbasis dispersi teradsorpsi ke substrat seperti *proppant* yang dapat dicampur ke dalam *propittan* dan dikirim jauh ke dalam formasi dengan perawatan rekah atau *refracturing*, memberikan manajemen jaminan aliran yang ditingkatkan. *Inhibitor paraffin* aktif juga kompatibel dengan cairan rekah berair yang memungkinkan pilihan *treatment* tambahan, terutama untuk sumur dengan masalah *deposit wax paraffin* berat. Kimia *dispersible* berair yang teradsorpsi pada substrat dapat memberikan manajemen yang lebih baik dan perlindungan yang lebih lama, sehingga mengurangi kebutuhan perawatan remediasi yang mahal.

Pernyataan sebelumnya juga didukung oleh penelitian (Armacanqui et al., 2016). Penelitian yang menceritakan tentang pentingnya memanfaatkan serangkaian produk kimia yang meningkatkan pengeluaran Opex yang memberikan tekanan pada bisnis. Praktek yang umum adalah menggunakan produk kimia spesifik untuk memecahkan masalah *deposit wax paraffin*, penyumbatan *Asphalten*, Korosi, Skala Emulsi, dll. Karakteristik dan kecocokan juga penting dalam memilih produk kimia untuk menentukan tingkat keberhasilan produk dalam meningkatkan hasil produksi. Dalam *papper* ini strategi *Well Treatment* diusulkan dengan fokus pada Pengujian Produk *Paraffin Removal* bertujuan untuk mengoptimalkan proses perawatan dengan baik dan oleh karena itu mengurangi biaya perawatan. *Papper* ini menjelaskan prosedur uji yang sesuai dan pengaturan laboratorium untuk menguji efisiensi produk sebelum digunakan di lapangan. Ini mengharuskan kondisi pengujian mereproduksi sumur dan sistem fasilitas. Pengaturan yang disajikan lebih lanjut memungkinkan optimalisasi konsentrasi resep. Sampel minyak *paraffin* dan itu telah diuji di laboratorium untuk menentukan potensinya untuk digunakan di lapangan. Produk yang diuji dalam *papper* ini menunjukkan pada kondisi lab bahwa *paraffin* dapat dihilangkan pada konsentrasi rendah dan bahwa itu tidak menetap bahkan setelah beberapa bulan perawatan.

2.3 ANALISIS KEBERHASILAN

Dari hasil penelitian di atas dapat diketahui betapa penting peran penggunaan injeksi *paraffin solvent* dalam mengatasi endapan *wax paraffin*, pentingnya mengetahui parameter-parameter yang mendukung keberhasilan dalam injeksi *paraffin solvent*

dan hal-hal yang mempengaruhi cara kerja injeksi *paraffin solvent*. Pernyataan hasil penelitian di atas juga didukung oleh peneliti lainnya Menurut (Fang & Babadagli, 2014) metode berbasis pelarut telah direkomendasikan sebagai alternatif untuk minyak berat dan pemulihan bitumen, namun biaya proses injeksi pelarut cukup tinggi dan oleh karena itu memerlukan desain skala lapangan yang hati-hati.

Pentingnya menentukan tingkat keberhasilan suatu injeksi *paraffin solvent*, maka perlu adanya evaluasi mengenai tingkat keberhasilan dilakukannya injeksi *heavy paraffin solvent*. Tingkat keberhasilan injeksi *paraffin solvent* dapat diketahui dari indikator hasil-hasil yang telah dilakukan oleh perusahaan yang telah melakukan *treatment* tersebut agar kedepan saat melakukan injeksi *heavy paraffin solvent* dapat digunakan sebagai pertimbangan oleh perusahaan lainnya. Salah satu indikator yang mempengaruhi tingkat keberhasilan injeksi *heavy paraffin solvent* berupa volume injeksi, ketebalan, jenis pompa, tahapan penginjeksian dan parameter lainnya, yang mana telah dibahas pada penelitian terdahulu di atas dan hasil penelitian lainnya. Menurut (Galvão, Rodrigues, Dutra T.V., & Da Mata, 2014) Volume injeksi dan ketebalan zona sangat mempengaruhi tingkat keberhasilan proses injeksi *heavy paraffin solvent* berat ini, karena studi numerik telah dilakukan untuk menganalisis pengaruh dari beberapa parameter operasional (laju injeksi, volume pelarut yang disuntikkan dan jenis pelarut) dalam meningkatkan hasil produksi minyak. Selain itu indikator lainnya dapat dilihat pada perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *heavy paraffin solvent*, kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), dan peningkatan *Productivity Index* (PI).

2.3.1 *Productivity Index* (PI)

Productivity Index (PI) merupakan ukuran potensi suatu sumur atau kemampuan dalam menghasilkan. *Productivity Index* (PI) adalah ratio dari total aliran permukaan cairan ke tekanan penarikan pada titik tengah interval produksi dengan satuan lapangan BOPD/Psi (Musnal, 2010).

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

Dimana:

PI = *Productivity Index* (BOPD/Psi)

Q = Laju Alir Fluida (Bbl)

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

P_s = *Pressure Static* (Psi)

2.3.2 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. Perbedaan laju alir sebelum dan sesudah ini bisa menunjukkan *solvent treatment* yang dilakukan berhasil atau tidak.

2.3.3 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 (Musnal, 2010). 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_o = Laju Alir Minyak Awal (Bbl)

P_{wf} = Tekanan Alir (Psi)

P_s = Tekanan Statis (Psi)

Penggunaan persamaan di atas dikarenakan tekanan reservoir sumur lebih besar dari pada tekanan *bubble point* sumur dengan asumsi p_{wf} besar dari p_b atau p_{wf} kecil dari p_b . 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* dan kita dapat melihat

indikator

yang

mempengaruhinya.



Dokumen ini adalah Arsip Miitik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode penelitian analisis data yang mana data yang sudah didapatkan dari perusahaan yang diteliti di-manage untuk diolah dalam rangka menjawab rumusan masalah. Dalam mendapatkan rangka jawaban dari rumusan masalah pada penelitian ini diperlukan teknik analisis data kausalitas dimana perlunya dukungan dari hasil penelitian terdahulu, dan mengolah data dengan studi kasus yang terjadi dilapangan. Berikut metodologi dalam penelitian tugas akhir ini sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data yang berhubungan dengan penanganan masalah *deposit wax* berupa *paper*, jurnal, dan hasil penelitian terdahulu yang mendukung pada hasil penelitian ini, seperti data hasil *injeksi heavy paraffin solvent*.
2. Mengumpulkan data-data sumur produksi (data sekunder) yang berkaitan dengan topik penelitian seperti *well history*, *well data*, *production requirement*, *job procedures*, *production data*, and *sonolog data*.
3. Mengolah data dengan studi kasus yang terjadi di lapangan. Pengolahan dilakukan dengan melakukan perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *solvent*, kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) kombinasi, dan peningkatan *Productivity Index* (PI) dengan menggunakan persamaan 1. Dengan melakukan perbandingan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dari hasil sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi parafin solvent dengan menggunakan persamaan 5.
4. Menganalisa faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan *injeksi paraffin solvent*. Dalam menentukan faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan injeksi *heavy paraffin solvent* yaitu dengan melakukan perbandingan profil produksi setelah dan sebelum dilakukannya injeksi *heavy paraffin solvent* pada penelitian ini dan menganalisis data pada indikator yang bisa mempengaruhi tingkat

keberhasilannya seperti pengaruh jenis pompa, volume injeksi, ketebalan, tahapan injeksi, dan *product requirement* dengan membandingkan data ke 2 sumur tersebut.

5. Menarik suatu kesimpulan dari hasil penelitian.



3.2 FLOW CHART TUGAS AKHIR



Gambar 3.1 *Flowchart* penelitian

3.3 TIME TABLE

Berikut waktu penelitian dilaksanakan seperti rincian pada table dibawah ini:

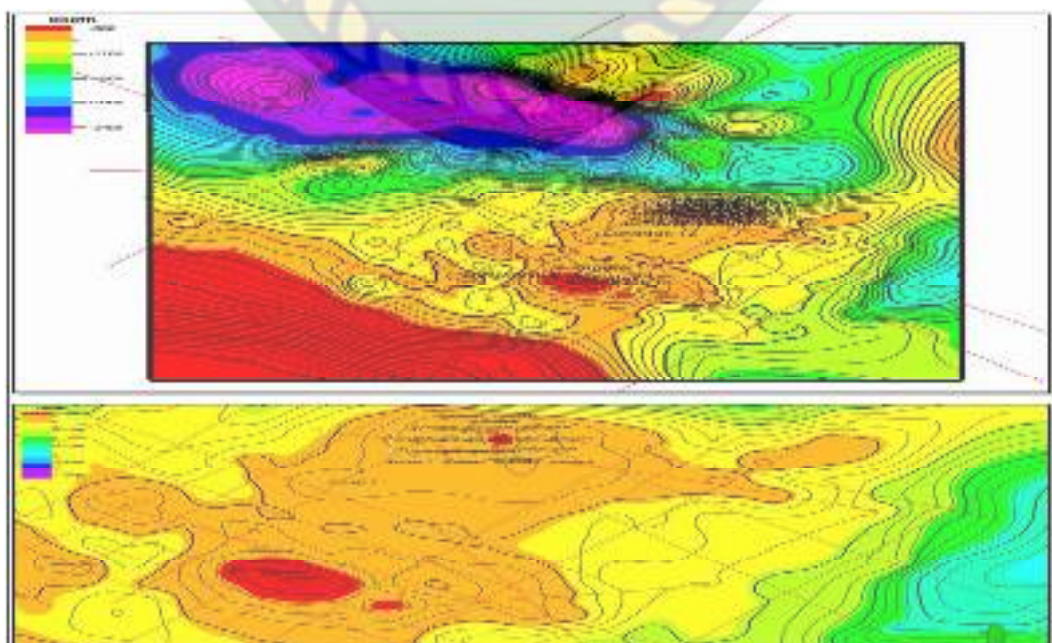
NO	Deskripsi Kegiatan	November				Desember	
		1	2	3	4	1	2
1	Pencarian literatur						
2	Menghitung perubahan laju alir						
3	Analisis indikator Keberhasilan						

3.4 STUDI LAPANGAN

Berikut penjelasan kondisi lapangan penelitian berupa peta struktur lapangan, data sumur dan sejarah sumur yang membantu dalam penyelesaian penelitian ini

3.4.1 Peta Struktur Lapangan Langgak

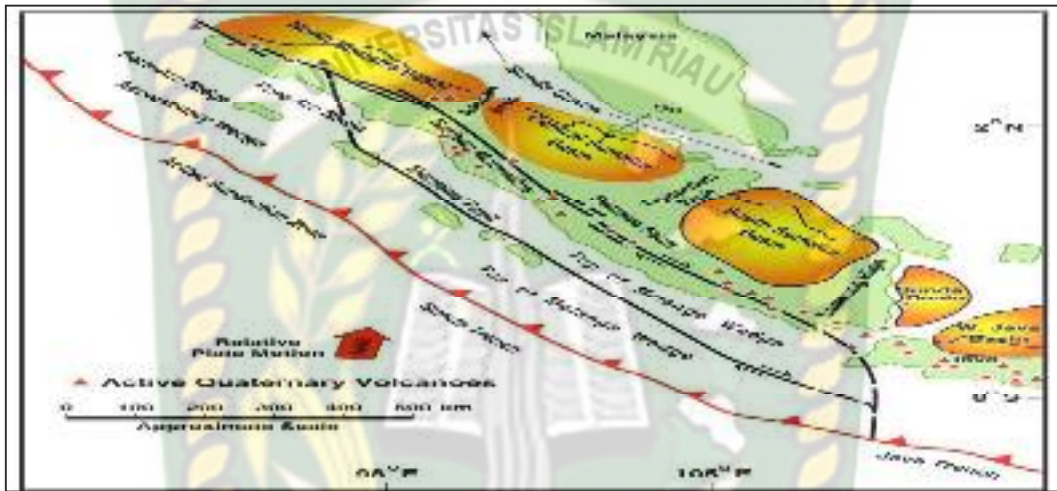
Berdasarkan data pemboran dapat diketahui bahwa Lapangan Langgak memiliki 3 reservoir utama yaitu reservoir *B Sand*, *A Sand* dan *P Sand*. Berdasarkan

**Gambar 3.2** Peta kedalaman horizon Top Sihapas/MFS (PT.SPR Langgak)

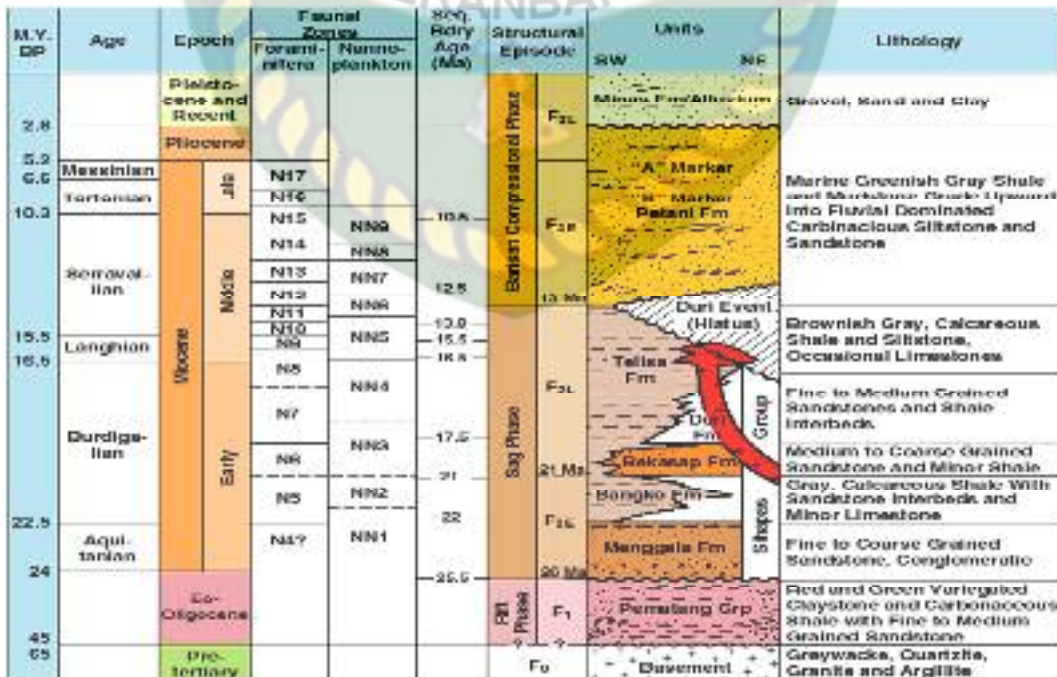
Peta struktur kedalaman perangkat yang ada pada Lapangan Langgak berupa antiklin *four way dip*.

3.4.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah 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 Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick, 1993)



Gambar 3.4 Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah, (Heidrick & Aulia, 1993)

Pada lapangan yang diteliti tergolong pada kelompok batuan sihapas. Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas Kelompok Pematang pada Oligosen Akhir-Miosen Tengah. Lithologi pada Kelompok Sihapas ini didominasi oleh batupasir 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.

1. Formasi Menggala

Formasi Menggala merupakan formasi yang tertua dari Kelompok Sihapas yang berhubungan secara tidak selaras dengan Kelompok Pematang. Litologinya tersusun atas batupasir konglomeratan berselang-seling dengan batupasir halus sampai sedang. Diendapkan pada saat Miosen Awal pada lingkungan *fluvial channel* sampai laut dangkal dengan ketebalan pada tengah cekungan sekitar 900 kaki, sedangkan pada daerah yang tinggi ketebalannya tidak lebih dari 300 kaki (Dawson, et. al, 1997). Batu pasir formasi ini merupakan reservoir yang penting pada Cekungan Sumatra Tengah.

2. Formasi Bangko

Formasi Bangko diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala. Litologinya tersusun atas serpih gampingan, batupasir dan lapisan tipis batugamping yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka (*open marine shelf*) mulai dari lingkungan paparan (*shelf*) sampai delta plain (Dawson, et. al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 300 kaki. Formasi ini merupakan batuan tudung (*seal*) bagi batupasir yang ada di bawahnya.

3. 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 (Dawson, et. al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1300 kaki. Formasi inilah yang menjadi reservoir pada lapangan Langgak.

4. Formasi tesila

Formasi Telisa berumur Miosen Awal-Miosen Tengah (N7-N11). Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko, memiliki hubungan menjemari dengan Formasi Bekasap di sebelah barat daya dan menjemari dengan Formasi Duri di sebelah timur laut (Yarmanto & Aulia, 1998). Litologinya tersusun oleh batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batulanau gampingan, berwarna abu kecoklatan, setempat dijumpai batugamping. Diendapkan pada lingkungan marine-neritic (Dawson, et. al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1600 kaki. Formasi ini dikenal sebagai batuan tudung dari reservoir kelompok Sihapas di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi inilah yang diperkirakan menjadi baruan tudung pada Lapangan Langgak.

5. Formasi Duri

Formasi Duri diendapkan secara selaras di atas Formasi Bekasap dan merupakan bagian teratas dari Kelompok Sihapas. Umumnya diendapkan di tepi cekungan dan berubah secara lateral kearah tengah cekungan menjadi Formasi Telisa. Litologinya tersusun atas suatu seri batu pasir berbutir halus sampai sedang yang diendapkan pada lingkungan deltaik sampai neritik dalam dan berubah secara lateral menjadi batupasir laut dalam dari Formasi Telisa (Dawson, et. al, 1997). Formasi ini berumur Miosen Tengah dengan ketebalan mencapai 900 kaki dan cenderung menipis kearah tengah cekungan.

6. Formasi Petani

Formasi Petani diendapkan pada Kala Miosen Tengah (N11)-Pliosen. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa. Formasi Petani merupakan awal dari fase regresif yang menunjukkan akhir periode transgresif di Cekungan Sumatra Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal pada daerah pantai berubah secara berangsur menjadi lingkungan deltaik kearah atas (Dawson, et. al, 1997). Litologinya terdiri dari batupasir, batulempung, batupasir glaukonitan, dan batugamping yang dijumpai pada bagian bawah, sedangkan di bagian atas banyak dijumpai sisipan batubara. Komposisi dominan batupasir adalah kuarsa, berbutir halus sampai kasar, umumnya tipis dan mengandung sedikit

lempung yang secara umum mengkasar ke atas.

7. Formasi Minas

Formas minas merupakan endapan Kuarter yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Disusun oleh Konglomerat, batupasir dan batu lempung. Formasi ini berumur Plistosen hingga Resen dan diendapkan pada lingkungan fluvial-alluvial. Pengendapan yang terus berlanjut sampai sekarang menghasilkan endapan alluvium yang berupa campuran kerikil, pasir dan lempung.

3.4.3 *Well Data*

Berikut data sumur yang diteliti yaitu sumur LGK 16 dan LGK 21 Meliputi total kedalam, ukuran *casing*, *tubing* dan total *fill up volume* masing-masing sumur. Pada sumur LGK 16 memiliki kedalaman 1316 ft, yang mana *Tread interval* 1187 to 1201 ft (*perforation*) dan 1206 to 1210 ft. pada ukuran *production casing*, *tubing*, dan *prev. casing* masing-masing bernilai 7 inch, 3 ½ inch, dan 10 ¾ inch. pada *fill up volume* sebesar 6.3 BBL, dan jumlah volume injeksi sebesar 264 GALL yang mana *additive* parasol 2X dengan volume *displacement* dengan 20 BBL. Sedangkan pada sumur LGK 21 memiliki kedalaman 1358 ft dengan *Tread interval* 1080 to 1090 ft (*perforations*), 1162 to 1168 ft, dan 1174 to 1192 ft. pada ukuran *production casing*, *tubing*, dan *prev. casing* masing-masing bernilai 7 inch, 3 ½ inch, 10 ¾ inch. Dengan jumlah injeksi sebesar 352 GALL yang mana *additive* parasol 2X, sedangkan *displacement volume* sebesar 30 BBL.

3.4.4 *Well History*

Berikut data *history* sumur yang diteliti yaitu sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 yang meliputi data formasi dan data produksi.

a) Data Formasi

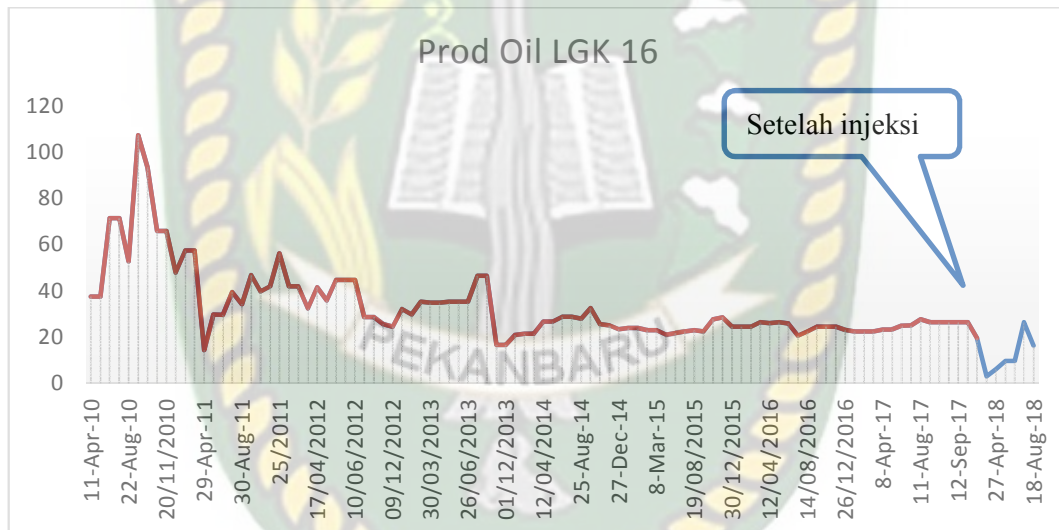
Pada sumur LGK 16 dan 21 merupakan formasi Sihapas dengan tipe atau *layer sandstone*. Formasi ini memiliki *temperature* yang sama sebesar 135 °F sedangkan nilai porositas, permeabilitas, dan *frac. Gradient* masing-masing sumur berbeda yang mana pada LGK 16 sebesar 31%, 500 md, 0.8 psi/ft, sedangkan pada sumur LGK 21 sebesar 30%, 500md, 0.8 psi/ft.

b) Data produksi

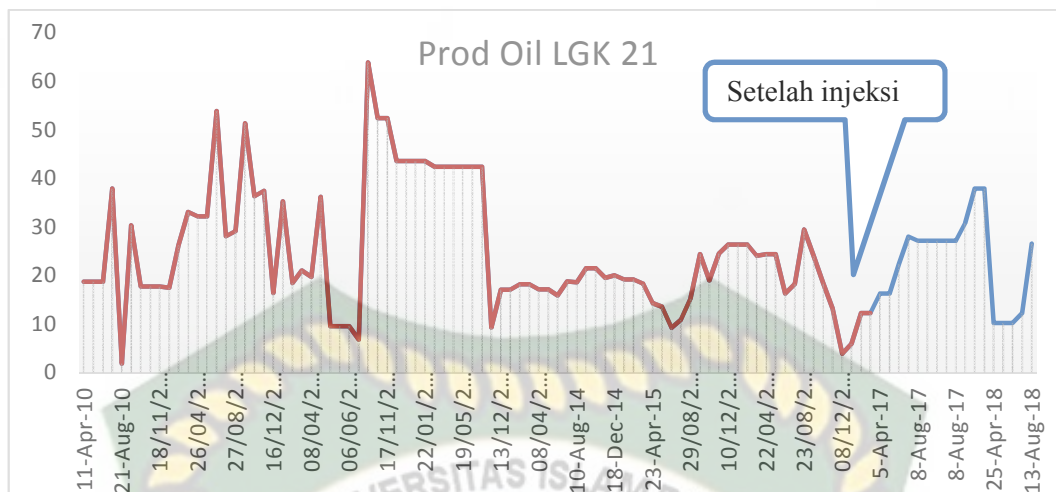
Pada sumur LGK 16 dan LGK 21 memiliki permasalahan produksi yang sama berupa *paraffin deposit* dengan *paraffinic* berupa *viscous crude*. *Oil gravity* pada kedua sumur sama yaitu 30 API, sedangkan pada *gross, oil net, water cut, dan lifting type* masing-masing sumur berbeda yang mana pada LGK 16 sebesar 419 BFPD, 20 BOPD, 95%, TP 1164 FT, sedangkan pada sumur LGK 21 sebesar 12100 BFPD, 5.9 BOPD, 99.5%, ESP 1029 FT.

3.4.5 History Production

Berikut data sejarah produksi LGK 16, dan LGK 21, Data tersebut berupa grafik yang meliputi data sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *heavy paraffin solvent* yang mana dilakukan pada tanggal tertentu.



Gambar 3.5 Grafik *History production* LGK 16



Gambar 3.6 Grafik *History production* LGK 21

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan analisis data sumur produksi bahwasanya penggunaan injeksi *heavy paraffin solvent* digunakan pada waktu terjadinya penurunan produksi secara tiba-tiba. Pada sumur LGK 16 diketahui tanggal 27 Maret 2018 memiliki *Productivity Index* (PI) yang cukup rendah sebesar 0.048 BOPD/Psi dengan laju produksi sebesar 19.56 bopd / 418.93 blpd / 95.33%, dan *fluid level* di kedalaman 988.55 ft, sedangkan hasil tes yang dilakukan pada tanggal 11 Agustus 2017 laju produksi LGK 16 sebesar 27.69 bopd / 436.87 blpd / 93.66%, dan *fluid level* di kedalaman 893.83 ft. Pada sumur LGK 21 diketahui tanggal 1 Maret 2017 memiliki *Productivity Index* (PI) sebesar 0.36 BOPD/Psi dengan laju produksi sebesar 12.26 bopd / 1202.2 blpd / 98.98%, dan *fluid level* di kedalaman 89.14 ft sedangkan hasil tes yang dilakukan tanggal 23 Agustus 2016 laju produksi LGK 21 sebesar 29.46 bopd / 1087.18 blpd / 98.29%, dan *fluid level* di kedalaman 84.65 ft. Berdasarkan kasus sumur LGK 16 dan LGK 21 mengalami penurunan laju produksi minyak dan penurunan *fluid level* sehingga dari kasus yang dialami kedua sumur tersebut disimpulkan adanya hambatan laju alir dari reservoir ke lubang sumur yang mengidentifikasi adanya penyumbatan pada perforasi.

Pada data *reservoir* yang diperoleh, permeabilitas sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 sebesar 500 md yang mana termasuk kategori permeabilitas yang bagus, sedangkan porositas sebesar 31% pada sumur LGK 16 dan 30% pada

sumur LGK 21 yang juga termasuk dalam kategori porositas bagus. Pada data karakteristik *fluida* sumur LGK 16 dan LGK 21 memiliki karakteristik yang sama yaitu dengan nilai viskositas 14 cp, *specific gravity* 0.87, API 30 dan *temperature reservoir* 135⁰F sehingga memperlihatkan permasalahan berupa pengendapan minyak yang bersifat *paraffin* dikarenakan dari minyak itu sendiri seperti yang terendapkan di sekitar lubang sumur. Menurut (H. Priyandoyo, 2007) Kristal *wax paraffin* dari minyak produksi mulai terbentuk pada *temperature* < 180° F.

Berdasarkan permasalahan di sumur LGK 16 dan LGK 21, maka dilakukannya suatu stimulasi berupa *solvent treatment* yaitu teknik penginjeksian *solvent* kedalam sumur yang bertujuan melarutkan endapan *wax paraffin* di sekitar lubang perforasi sehingga minyak dapat di lebih mudah diproduksi.

4.1 PENENTUAN PERUBAHAN LAJU ALIR

Tujuan dilakukannya *solvent treatment* pada suatu sumur yang mengalami permasalahan berupa *wax paraffin* yaitu untuk meningkatkan kembali laju alir produksi atau potensi dari sumur tersebut. Dalam mengetahui potensi sumur tersebut maka dilakukan perbandingan laju alir produksi sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment* untuk mengetahui keberhasilan dari *solvent treatment* yang digunakan. Indikator keberhasilan *solvent treatment* bisa diketahui dari kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Productivity Index* (PI) (Kinasih et al, 2015).

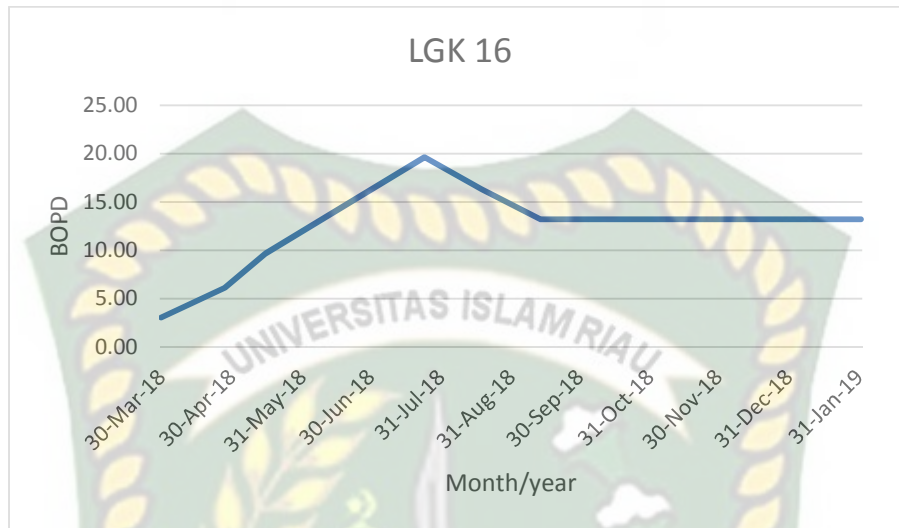
4.1.1 Laju Produksi LGK 16



Gambar 4.1 Laju produksi sebelum *solvent treatment* LGK 16

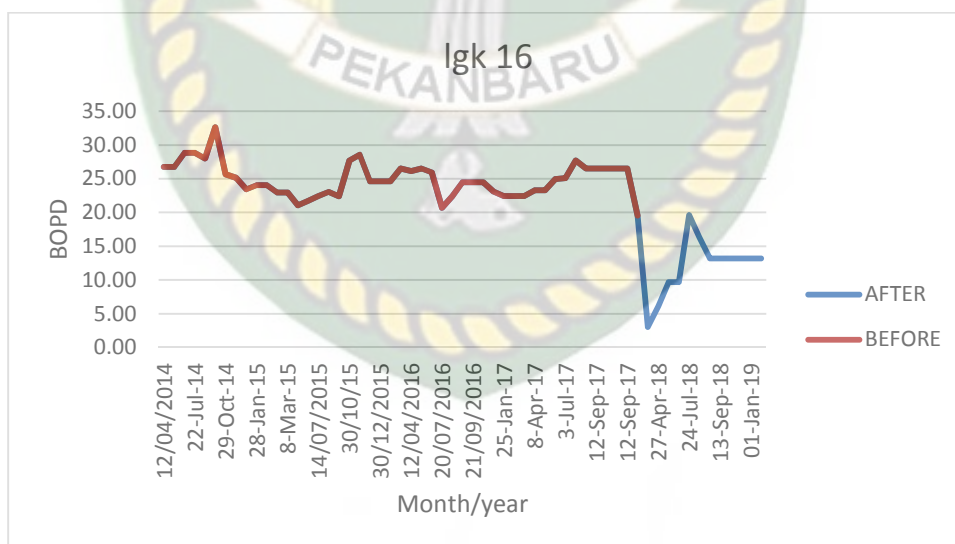
Pada gambar 4.1 menunjukkan laju produksi pada sumur LGK 16 yang

sudah berproduksi cukup lama. Pada LGK 16 laju produksi yang dianalisa dimulai pada tahun 11 April 2010 sampai terakhir sebelum dilakukannya *solvent treatment* pada 21 Februari 2018.



Gambar 4.2 Laju produksi sesudah *solvent treatment* LGK 16

Gambar 4.2 menunjukkan Analisis laju produksi LGK 16 setelah dilakukannya *solvent treatment* bertujuan untuk mengetahui besarnya laju produksi LGK 16 setelah dilakukannya *solvent treatment*.



Gambar 4.3 Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukan *solvent treatment* di LGK 16

Gambar 4.3 menunjukkan perbedaan laju produksi LGK 16 pada saat sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment*. Keberhasilan program *solvent treatment* dapat dilihat pada perbedaan laju alir produksi sebelum dan sesudah dilakukan

treatment yang mana dapat dikatakan berhasil apabila laju produksi setelah *treatment* meningkat dibandingkan sebelum dilakukannya *solvent treatment*.

Tabel 4.1 Perbandingan produksi sebelum dan sesudah *treatment solvent* LGK 16

Parameter	Produksi sebelum <i>treatment</i>	Produksi setelah <i>treatment</i>	Satuan
BFPD	419	726	BBL
WC	95.33	98.67	%
BOPD	19.56	9.66	BBL

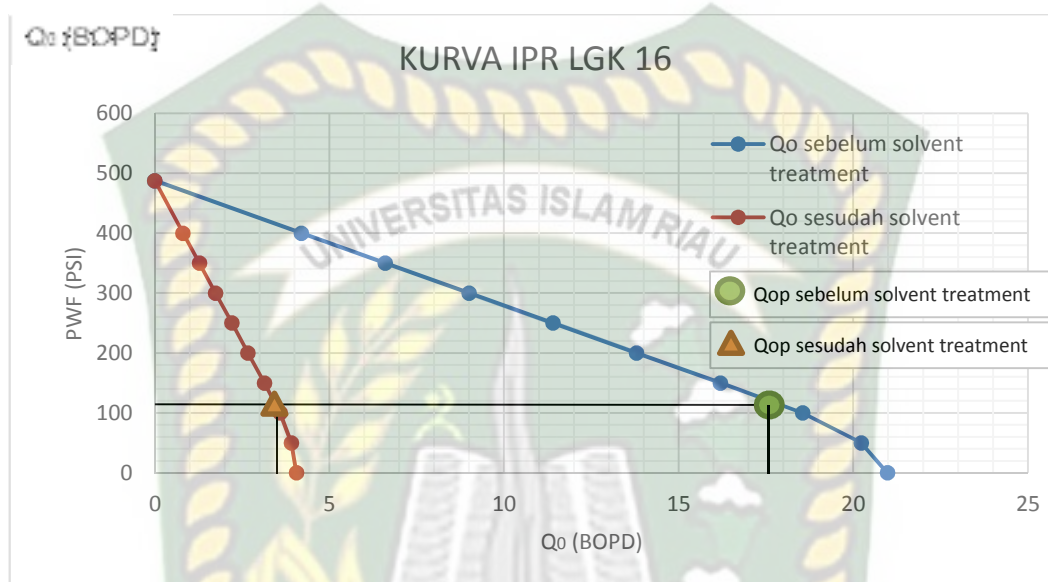
Dilihat dari perbandingan hasil *treatment* sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment* dapat diketahui bahwa nilai perolehan minyak sumur LGK 16 belum mengalami kenaikan dan terus mengalami penurunan, sedangkan pada nilai *rate* sumur ini terus mengalami kenaikan, sehingga nilai *water cut* sumur ini setelah dilakukannya *solvent treatment* juga terus mengalami kenaikan. Dari hasil perbandingan tersebut dapat disimpulkan bahwa *solvent treatment* yang dilakukan untuk DHC (*Down Hole Cleaning*) dapat dikatakan belum berhasil, sebab endapan *wax* belum dapat dilarutkan sehingga hasil perolehan minyak juga belum mengalami kenaikan.

4.1.2 Kurva IPR LGK 16

Tabel 4.2 Perbandingan Data IPR Berdasarkan Perhitungan Kombinasi Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment* LGK 16

No	PWF (PSI)	IPR Sebelum <i>solvent treatment</i>	IPR sesudah <i>Solvent Treatment</i>
1	0	20.98	4.06
2	50	20.23	3.91
3	100	18.55	3.59
4	150	16.2	3.14
5	200	13.8	2.67
6	250	11.4	2.21

7	300	9	1.74
8	350	6.6	1.28
9	400	4.2	0.81
10	487.5	0	0



Gambar 4.4 Perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah *solvent treatment* di LGK 16

Gambar 4.4 menunjukkan perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment*. Pada kurva dapat dilihat terjadi penurunan produksi di sumur LGK 16 dimana produksi optimum LGK 16 sebelum *treatment* sebesar 17.97 Bopd menjadi 3.48 Bopd setelah *treatment*. Hal ini menunjukkan kondisi sumur LGK 16 belum mengalami perbaikan potensi produksi setelah dilakukannya *solvent treatment*.

4.1.3 Productivity Index (PI)

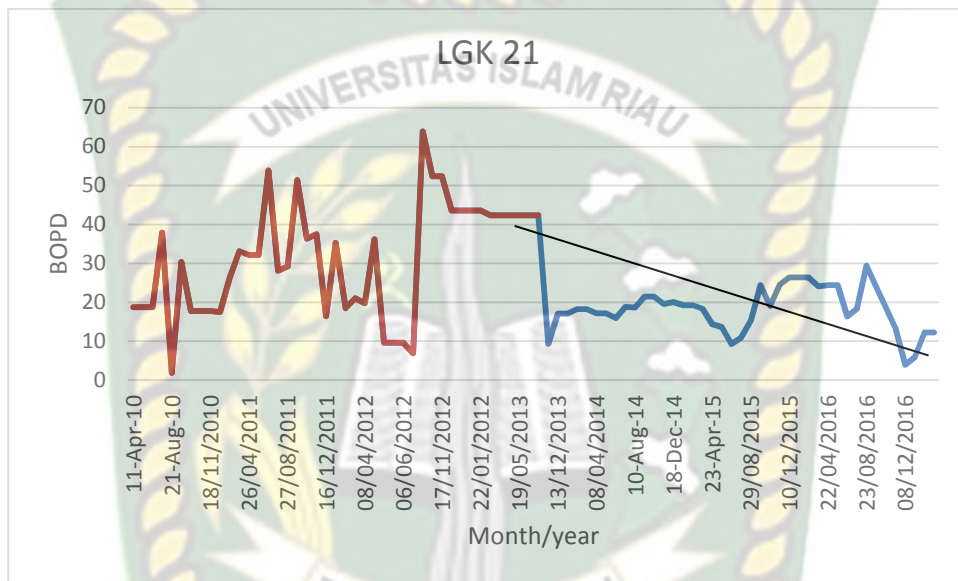
Tabel 4.3 Perbandingan *Productivity Index* Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment* LGK 16

Parameter	Data Sebelum Treatment	Data Setelah Treatment	Satuan
Rata-Rata Produksi	24.56 (2017-2018)	11.97 (2018-2019)	BOPD
<i>Productivity Index</i>	0.047	0.009	BOPD/Psi
Qmax	20.55	4.06	BOPD

Tabel 4.3 memperlihatkan perbandingan antara *Productivity Index*

sebelum dan sesudah dilakukan solvent treatment. Dimana pada sumur LGK 16 belum mengalami peningkatan produksi tetapi mengalami penurunan produksi setelah dilakukannya treatment solvent. Terlihat pada nilai PI, rata-rata produksi, dan Qmax semuanya mengalami penurunan nilai, maka dapat disimpulkan bahwa solvent treatment pada sumur LGK 16 belum berhasil. Sumur ini dinyatakan belum berhasil karena mengalami evaluasi dari penurunan produksi.

4.1.4 Laju Produksi LGK 21



Gambar 4.5 Laju produksi sebelum *solvent treatment* LGK 21

Gambar 4.5 menunjukkan laju produksi pada sumur LGK 21 yang sudah berproduksi cukup lama. Pada LGK 21 laju produksi yang dianalisa dimulai pada tahun 11 April 2010 sampai terakhir sebelum dilakukannya *solvent treatment* pada 9 Februari 2017.



Gambar 4.6 Laju produksi sesudah *solvent treatment* LGK 21

Gambar 4.6 menunjukkan Analisa laju produksi LGK 21 setelah dilakukannya *solvent treatment* bertujuan untuk mengetahui besarnya laju produksi LGK 21 setelah dilakukannya *solvent treatment*.



Gambar 4.7 Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah dilakukan *solvent treatment* di LGK 21

Gambar 4.7 menunjukkan perbedaan laju produksi LGK 21 pada saat sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment*. Keberhasilan program *solvent treatment* dapat dilihat pada perbedaan laju alir produksi sebelum dan sesudah dilakukan *treatment* yang mana dapat dikatakan berhasil apabila laju produksi setelah *treatment* meningkat dibandingkan sebelum dilakukannya *solvent treatment*.

Tabel 4.4 Perbandingan produksi sebelum dan sesudah *treatment solvent* LGK 21

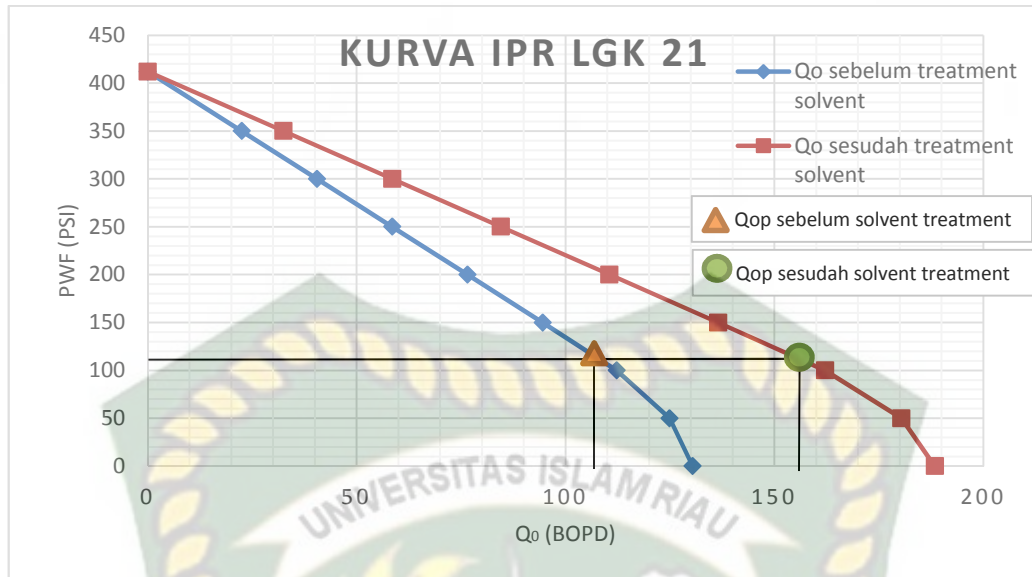
Parameter	Produksi sebelum <i>treatment</i>	Produksi setelah <i>treatment</i>	satuan
BFPD	1202	1135	BBL
WC	98.98	97.53	%
BOPD	12.26	28.53	BBL

Dilihat dari perbandingan hasil *treatment* sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment* dapat diketahui bahwa nilai *rate* pada sumur LGK 21 ini mengalami penurunan, sedangkan pada produksi minyak mengalami peningkatan dengan menurunnya nilai *water cut* sumur LGK 21 setelah dilakukannya *solvent treatment*. Dari hasil perbandingan tersebut dapat disimpulkan bahwa *solvent treatment* yang dilakukan untuk DHC (*Down Hole Cleaning*) dapat dikatakan berhasil, sebab *solvent* bisa melarutkan *wax deposit* dan meningkatkan hasil produksi minyak.

4.1.5 Kurva IPR LGK 21

Tabel 4.5 Perbandingan Data IPR Berdasarkan Perhitungan Kombinasi Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment* LGK 21

No	PWF (PSI)	IPR Sebelum <i>solvent treatment</i>	IPR sesudah <i>Solvent Treatment</i>
1	0	130.42	188.38
2	50	124.88	180.38
3	100	112.26	162.15
4	150	94.5	136.5
5	200	76.5	110.5
6	250	58.5	84.5
7	300	40.5	58.5
8	350	22.5	32.5
9	412	0	0



Gambar 4.8 Perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah *solvent treatment* di LGK 21

Gambar 4.8 menunjukkan perbandingan kurva IPR sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment*. Pada kurva dapat dilihat terjadi peningkatan produksi di sumur LGK 21 dimana produksi optimum LGK 21 sebelum *treatment* sebesar 107.82 Bopd menjadi 155.74 Bopd setelah *treatment*. Hal ini menunjukkan kondisi sumur LGK 21 telah mengalami perbaikan potensi produksi setelah dilakukannya *solvent treatment*.

4.1.6 Productivity Index (PI)

Tabel 4.6 Perbandingan Productivity Index Sebelum dan Sesudah *Solvent Treatment*

Parameter	Data Sebelum Treatment	Data Setelah Treatment (2018)	Satuan
Rata-Rata Produksi	17.47 (2016-2017)	23.22 (2017-2018)	BOPD
<i>Productivity Index</i>	0.36	0.52	BOPD/Psi
Qmax	130.42	188.38	BOPD

Table 4.6 menunjukkan hasil perbandingan sebelum dan sesudah dilakukannya *solvent treatment*. Terlihat pada nilai *Productivity Index* LGK 21 mengalami peningkatan dari 0.36 BOPD/Psi menjadi 0.52 BOPD/Psi, sehingga dapat disimpulkan *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur LGK 21 dikatakan berhasil. Sumur ini dinyatakan berhasil karena mengalami evaluasi peningkatan produksi minyak.

4.2 ANALISIS FAKTOR KEBERHASILAN SOLVENT TREATMENT

Dalam proses injeksi *solvent treatment* diketahui memiliki biaya yang cukup tinggi, maka perlu adanya desain aplikasi skala lapangan yang cermat dan teliti agar proses *solvent treatment* berhasil (Fang & Babadagli, 2014). Salah satu yang mempengaruhi tingkat keberhasilan injeksi suatu *solvent treatment* yaitu *job procedures, depth, dan pump*.

4.2.1 Job procedures

Tabel 4.7 *Product requirement* pada sumur LGK 16

1. Main Treatment		3. Displacement			
Additives	264	BLS	6.3	BLS	
Parasol 2X	264	GALL	5	DRM	

2. Fill Up		
GS Water	20	BLS

Tabel 4.8 *Product requirement* pada sumur LGK 21

1. Stage-1 Pump Wash				
Additives	374	GALL		
Diesel Oil	264	GALL	5	DRM
Dissolver-X	55	GALL	1	DRM
Parasol 401	55	GALL	1	DRM

Tabel 4.8 *Product requirement* 2. Fill Up

GS Water 20 BLS

Reserve Out w/ GS Water		
Reserve out-1	37	BLS
Reserve out-2	37	BLS
Total	74	BLS

2. Stage-2 Perfo Wash				
Additives	352	GALL		
Parasol 2X	352	GALL	6	DRM

Reserve Out w/ GS Water		
Fill Up Annulus / Displacement		
Reserve out-1	37	BLS
Fill Up Annulus	28	BLS
Reserve out-2	37	BLS
Displacement (1)	47	BLS
Total	74	BLS
Total	75	BLS

Pada proses prosedur pengerjaan *solvent treatment* sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 memiliki perbedaan tahapan prosedur yang mana dapat dilihat pada Table 4.7 dan Table 4.8. Pada sumur LGK 21 proses prosedur pengerjaan *solvent treatment* memiliki 2 tahapan yaitu pump wash dan main treatment (perfo wash), sedangkan pada sumur LGK 16 hanya melakukan main treatment (perfo wash) tanpa melakukan pump wash. Dapat dikatakan bahwa prosedur tahapan *solvent treatment* di sumur LGK 21 lebih

kompleks dibandingkan sumur LGK 16 karena sebelum dilakukannya solvent treatment di sumur LGK 21 adanya proses reverse out 1 & 2 dengan air GS. Tujuan dilakukannya tahapan ini adalah untuk mengisi penuh volume annulus ke batas yang ditentukan oleh pompa yang mana proses ini dilakukan pada saat kondisi sumur ON, setelah itu dilakukannya tahapan 1 yaitu menginjeksikan parasol dengan material lain seperti diesel oil dan dissolver-x bertujuan untuk membersihkan bagian dari pompa agar endapan paraffin wax dapat terlarutkan. Sebelum proses tahap ke 2 dilakukan adanya proses pengisian annulus menggunakan GS water. Pada proses tahap ke 2 yaitu menginjeksikan parasol ke lubang perforasi saat kondisi sumur OFF bertujuan untuk membersihkan endapan paraffin wax di lubang perforasi. Jenis parasol yang digunakan pada sumur LGK 16 dan LGK 21 adalah sama yaitu parasol 2X. Karena parafin dapat timbul dibagian manapun dari saluran seperti formasi, pipa, pompa downhole, garis aliran permukaan, tangki penyimpanan, pemisah, dan saluran pipa (Armacanqui et al., 2016) (Elnori E. Elhaddad1, 2015).

4.2.2 Depth

Tabel 4.9 Well Data pada sumur LGK 16

Well Data								
Treated Interval								
1187 TO	1201 Ft	14	Feet	Perforations				
1206 TO	1210 Ft	4	Feet					
Total Depth	1316 Ft	18	Feet Total					
Prev. Casing	10 3/4	Inch	40.5	Lb/Ft	10.05	Inch I.D	NA	Ft
Production Casing	7	Inch	23.0	Lb/Ft	6.366	Inch I.D	1.350	Ft
Tubing	3 1/2	Inch	9.20	Lb/Ft	2.992	Inch I.D	1.172	Ft

Vol Csg	0.039 4	Bbl/Ft	Fluid In Casing	138	Ft Vol	5.4	Bbl
Tubing Capacity	0.008 7	Bbl/Ft	Fluid In Tubing	103	Ft Vol	0.9	Bbl
Anulus Csg-Tbg Cap	0.027 5	Bbl/Ft	Fluid In An.Csg-Tbg	0	Ft Vol	0	Bbl
Fill Up Volume						6.3	Bbl

Tabel 4.10 Well Data pada sumur LGK 21

Well Data								
Treated Interval								
1080 TO	1090 Ft	10	Feet	Perforations				
1162 TO	1168 Ft	6	Feet					
1174 TO	1192 Ft	18	Feet					
Total Depth	1358 Ft	34	Feet Total					
Prev. Casing	10 3/4	Inch	40.5	Lb/Ft	10.05	Inch I.D	NA	Ft
Production Casing	7	Inch	23.0	Lb/Ft	6.366	Inch I.D	1.358	Ft
Tubing	3 1/2	Inch	9.20	Lb/Ft	2.992	Inch I.D	1.029	Ft

Vol Csg (1070-1192)	0.0394	Bbl/Ft	Fluid In Casing	122	Ft Vol	4.8	Bbl
Vol Csg (1192-1232)	0.0394	Bbl/Ft	Fluid In Casing	40	Ft Vol	1.6	Bbl
Excess to Formation						2.0	Bbl
Tubing Capacity	0.0087	Bbl/Ft	Fluid In Tubing	1029	Ft Vol	9	Bbl
Anulus Csg-Tbg Cap	0.0275	Bbl/Ft	Fluid In An.Csg-Tbg	1029	Ft Vol	28	Bbl
Displacement Volume						30	Bbl

Pada kedalaman sumur LGK 16 dan LGK 21 memiliki perbedaan total kedalaman yang mana ini juga mempengaruhi keberhasilan solvent treatment yang mana dapat dilihat pada Gambar 4.9 dan Gambar 4.10. Pada LGK 16 memiliki kedalaman sebesar 1316 ft dengan target intervalnya 1187-1201 dan 1206-1210 ft, sedangkan pada LGK 21 memiliki kedalaman sebesar 1358 ft dengan target intervalnya 1080-1090 ft, 1160-1168 ft, dan 1174-1192 ft. Pada perbedaan tersebut dapat diketahui sumur LGK 21 memiliki total kedalaman lebih dalam dari pada sumur LGK 16 sebesar 42 ft, maka ini dapat memungkinkan sumur LGK 21 memiliki suhu yang lebih tinggi dari pada LGK 16, sehingga pada saat endapan *paraffin wax* diolah di sumur LGK 21 lebih mudah diproduksi. Karena sejatinya perilaku *paraffin wax* dipengaruhi oleh perbedaan parameter suhu (Dubey, Chi, Daraboina, & Sarica, 2017).

4.2.2 Pump

Tabel 4.11 *Well History Data* pada sumur LGK 16

Formation Data		Production Data		
Nama	Sihapas	Gross (Sep 2, 2017)	419	BFPD
Type / layer	Sandstone	Oil Nett	20	BOPD
Temperature	135	Deg F	Water Cut	95
EST.BHP	61	PSI	Litfting Type	TP 1164 FT
Porosity	31	%	WFL, Ft	1061 FAP 102
Permeability	500	Md	Oil Gravity	30
BHFP@ 0 FT		PSI	Prod Problem	Paraffin Deposit
Frac. Gradient	0.8	PSI / FT	Paraffinic	Vicous Crude

Tabel 4.12 *Well History Data* pada sumur LGK 21

Formation Data		Production Data		
Nama	Sihapas	Gross (Sep 2, 2017)	12100	BFPD
Type / layer	Sandstone	Oil Nett	5.9	BOPD
Temperature	135	Deg F	Water Cut	99.5
EST.BHP	119	PSI	Litfting Type	ESP 1029 FT
Porosity	30	%	WFL, Ft	893 FAP 168
Permeability	500	Md	Oil Gravity	30
BHFP@ 0 FT	954	PSI	Prod Problem	Paraffin Deposit
Frac. Gradient	0.8	PSI / FT	Paraffinic	Vicous Crude

Jenis pompa yang digunakan juga mempengaruhi hasil *solvent treatment* dalam mengatasi endapan *paraffin wax* dikarenakan di sumur LGK 16 dan sumur LGK 21 memiliki jenis penggunaan pompa untuk injeksi parasol yang berbeda yang mana dapat dilihat pada Gambar 4.11 dan Gambar 4.12. Pada sumur LGK 21 menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP) yang mana laju alir tinggi produksi ESP mencapai 16000 BOPD dan tahan terhadap segala jenis lingkungan mengakibatkan ESP dapat menghasilkan minyak lebih banyak dari pada *Sucker Rod Pump* (SRP) yang digunakan di sumur LGK 16 (Cuesta, Ortega, Supply, & Service, 2013). Dari sisi lain SRP menawarkan manfaat tertentu berupa fleksibilitas operasional, masa pakai, sehubungan dengan produksi minyak berat dalam batas yang diizinkan, rentang operasi. Sehubungan dengan modal dan biaya operasi dalam aplikasi minyak mentah, maka seringkali sebanding dengan PCP untuk kondisi operasional yang diberikan (Al-jasmi, 2014), maka dalam faktor pemilihan penggunaan jenis pompa untuk injeksi parasol yang mana dapat

menjelaskan perbedaan dalam tingkat perolehan minyak.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil perolehan produksi minyak dan dan hasil analisis faktor yang mempengaruhi keberhasilan penggunaan *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur LGK 16 dan sumur LGK 21, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil produksi pada sumur LGK 21 setelah dilakukannya *solvent treatment* mengalami kenaikan rata-rata produksi dari 17.47 BOPD (2016-2017) menjadi 23.22 BOPD (2017-2018) dengan potensi sumur LGK 21 mengalami kenaikan berdasarkan *Productivity Index* (PI) dari 0.36 BOPD/Psi, menjadi 0.52 BOPD/Psi, berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sumur LGK 21 mengalami peningkatan laju alir maksimum produksi dari 130.42 BOPD menjadi 188.38 BOPD, sedangkan pada sumur LGK 16 mengalami penurunan rata-rata produksi dari 24.56 BOPD (2017-2018) menjadi 11.97 BOPD (2018-2019) dengan *Productivity Index* (PI) mengalami penurunan dari 0.047 BOPD/Psi menjadi 0.009 BOPD/Psi, sedangkan pada kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sumur LGK 16 mengalami penurunan laju alir maksimum produksi dari 20.55 BOPD menjadi 4.06 BOPD.
2. Hasil penelitian menunjukkan bahwa injeksi *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur LGK 21 dapat dikatakan berhasil sedangkan di sumur LGK 16 dapat dikatakan belum berhasil. Hal ini dipengaruhi oleh beberapa faktor yang mempengaruhi tingkat keberhasilan *injeksi solvent treatment* di ke dua sumur lapangan langgak adalah *job procedure*, *injection volume*, *depth*, dan *pump*.

5.2 SARAN

Berdasarkan penelitian yang dilakukan terdapat beberapa saran untuk penelitian kedepannya, yaitu untuk memperkaya analisis faktor yang mempengaruhi keberhasilan injeksi *heavy paraffin solvent* dapat dilakukan pada jenis sumur yang berbeda tetapi dengan permasalahan paraffin yang sama.

REFERENSI

- Aiyejina, A., Prasad, D., Pilgrim, A., & Sastry, M. K. S. (2011). Wax formation in oil pipelines : A critical review. *International Journal of Multiphase Flow*, 37(7), 671–694.
- Al-jasmi, A. (2014). SPE-170040-MS Evaluation of Artificial Lift Modes for Heavy Oil Reservoirs, (June), 10–12.
- Al-Yaari, M. (2011). Paraffin wax deposition : mitigation & removal techniques.
- Armacanqui, J. S., De Fátima Eyzaguirre, L., Flores, M. G., Zavaleta, D. E., Camacho, F. E., Grajeda, A. W., Viera, M. R. (2016). Testing of environmental friendly paraffin removal products. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference 2016*, 171–179.
- Boswood, D. W., Kreh, K. A., & Hughes, B. (2011). SPE 140128 Fully Miscible Micellar Acidizing Solvents vs Xylene. The Better Paraffin Solution.
- Campbell, G. J., Griffin, J. M., & Chemex, S. P. E. (2003). Hydrocarbon / Solvent Treatment for Inhibiting Paraffin and Suspending Asphaltenes in Oil Wells. *SPE 81004*, 1–7.
- Chang, J., Ivory, J., Forshner, K., & Feng, Y. (2013). Impact of Solvent Loss during Solvent Injection Processes. *SPE Heavy Oil Conference Canada 2013*, (June), 1–16.
- Cuesta, J. J., Ortega, J. D., Supply, T. D. A., & Service, S. A. (2013). SPE 165008 Selection Criteria And New Technologies On The Artificial Lift Systems For Heavy Oil And Extra Heavy Oil Wells In Colombia.
- Debenedictis, F., Bhaduri, S., & Hughes, B. (2018). SPE-189503-MS Dispersion-Based Paraffin Inhibitors Adsorbed in Solid Substrates Affords Long Term Flow Assurance. *SPE Journal*.
- Dubey, A., Chi, Y., Daraboina, N., & Sarica, C. (2017). SPE-187252-MS Investigating the Performance of Paraffin Inhibitors under Different Operating Conditions.
- Elhaddad, E. E., Bahadori, A., Abdel-raouf, M. E., & Elkatatny, S. (2014). A new

experimental method to prevent paraffin – wax formation on the crude oil wells : A field case study in Libya, 269–274.

- Fang, F., & Babadagli, T. (2014). Three Dimensional Visualisation of Solvent Chamber Growth in Solvent Injection Processes: An Experimental Approach, (1), 1–20.
- Ferreira, C. M. (2016). Xv Abralic. *Reflexões Sobre Pesquisa, Transmissão e Edição de Textos*, 764–774.
- Galvão, E. R. V. P., Rodrigues, M. A. F., Dutra T.V., J., & Da Mata, W. (2014). Economic evaluation of steam and solvent injection for heavy-oil recovery. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 3, 2070–2084.
- H. Priyandoyo, A. A. (2007). Upaya Peningkatan Produksi Minyak Di Sumur Produksi Paraffinik Unit Bisnis Ep Lirik - Riau Menggunakan Inovasi Solvents Dan Surfactants. Simposium national IATMI. Yogyakarta.
- Hardikin, M. I., & Es, I. (2009). Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional IATMI 2009 Makalah Profesional Perendaman Paraffin Solvent Sebagai Upaya Peningkatan Produksi Sumur Minyak Di Lapangan Tapian Timur.
- 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
- Kopteva, A., & Starshaya, V. (2016). Radioisotope Measuring System for Oil Stream Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits ARPD Parameters (Russian). *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, 1–7.
- Leontaritis, K. J., & Geroulis, E. (2011). OTC 21623 Wax Deposition Correlation-Application in Multiphase Wax Deposition Models, 2–5.
- Mahmoudkhani, A., Feustel, M., Reimann, W., & Krull, M. (2017). Wax and Paraffin Control by Fracturing Fluids: Understanding Mode of Actions and Benefits of Water-Dispersible Wax Inhibitors. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*.
- Musnal, A. (2010). Perhitungan Laju Produksi Minyak Optimum Agar Tidak

Terjadi Pelepasan Gas Dari Minyak Dengan Menggunakan Electric Submercible Pump. *Saintis*, 89-98.

Nwankwo, K. O., Chikwekwem, C. J., & Nwankwo, P. C. (2018). Simultaneous Flow Assurance and Production Optimization Using Chemical Paraffin Inhibition Method. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*.

Oseghale, C. I., & Akpabio, E. J. (2012). Managing Paraffin Wax Deposition in Oil Wells - Related Problems in Nigerian Oil Fields. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*.

Potisek, S., Capaldo, K., Dermody, D., Moglia, R., Ender, K., & Chemical, D. (2015). High Active Aqueous-Based Pour Point Depressants and Wax Inhibitors. *Society of Petroleum Engineers*, (April), 13–15.

Sanjay, M., Simanta, B., & Kulwant, S. (1995). Paraffin Problems in Crude Oil Production and Transportation: A Review. *SPE Production & Facilities*, 10(01), 50–54.

Sheikh Mohammad Samiur, R., & Chacko, S. (2013). Improved Paraffin-Deposition-Profile Estimation in Hydrocarbon Pipelines and Effective Mitigation Review. *Oil and Gas Facilities*, 2(06), 78–85.

Society of Petroleum Engineers, (SPE 155412), 1–10. <https://doi.org/10.2118/155412-MS>.

Sondur, R. (2001). (12) United States Patent. *Method and Implementation for Using Computer Topology Objects*, 1(12).

Sun, M., Engineering, R., Naderi, K., & Technologies, T. (2018). Effect of Crystal Modifiers and Dispersants on Paraffin-Wax Particles in Petroleum Fluids, (May 2016), 1–12.

Turbakov, M. S., & Riabokon, E. P. (2014). Improving of Cleaning Efficiency of Oil Pipeline from Paraffin. *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*.

Wei, F., Acosta, E., Gawas, K., & Krishnamurthy, P. (2015). Targeting High Molecular Weight Wax. *SPE Journal*, (April), 13–15.

Wibowo, R., & Es, I. (2008). Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia Simposium Nasional dan Kongres X Makalah Profesional Upaya

Peningkatan Produksi Sumur Bermasalah Scale (November), 12–14.

Wornstaff, V., Hagen, S., Ignacz, T., Hughes, B., Chorney, M., & Pedersen, B. (2014). SPE 168147 Solid Paraffin Inhibitors Pumped in Hydraulic Fractures Increase Oil Recovery in Viking Wells, (Reinson 2012), 1–7.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau