

**PREDIKSI PENGARUH PARAMETER
TERBENTUKNYA PENGENDAPAN WAX DI
JARINGAN PIPA KONDISI DINAMIS DENGAN
SIMULATOR OLGA SUMUR MY#15 LAPANGAN SR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh:

SRI RAHMAYANI

NPM: 143210374

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

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Sri Rahmayani
NPM : 143210374
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Prediksi Pengaruh Parameter Terbentuknya
Pengendapan Wax di Jaringan Pipa Kondisi
Dinamis Dengan Simulator OLGA Sumur MY#15
Lapangan SR

Telah berhasil dipertahankan di depan 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 : Hj. Fitrianti, S.T., M.T. (.....)
Pembimbing II : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. (.....)
Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T. (.....)
Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T. (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 4 Mei 2019

Disahkan Oleh :

**DEKAN
FAKULTAS TEKNIK**

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Ir. H. Abdul Kudus Zaini, M.T., M.S.Tr

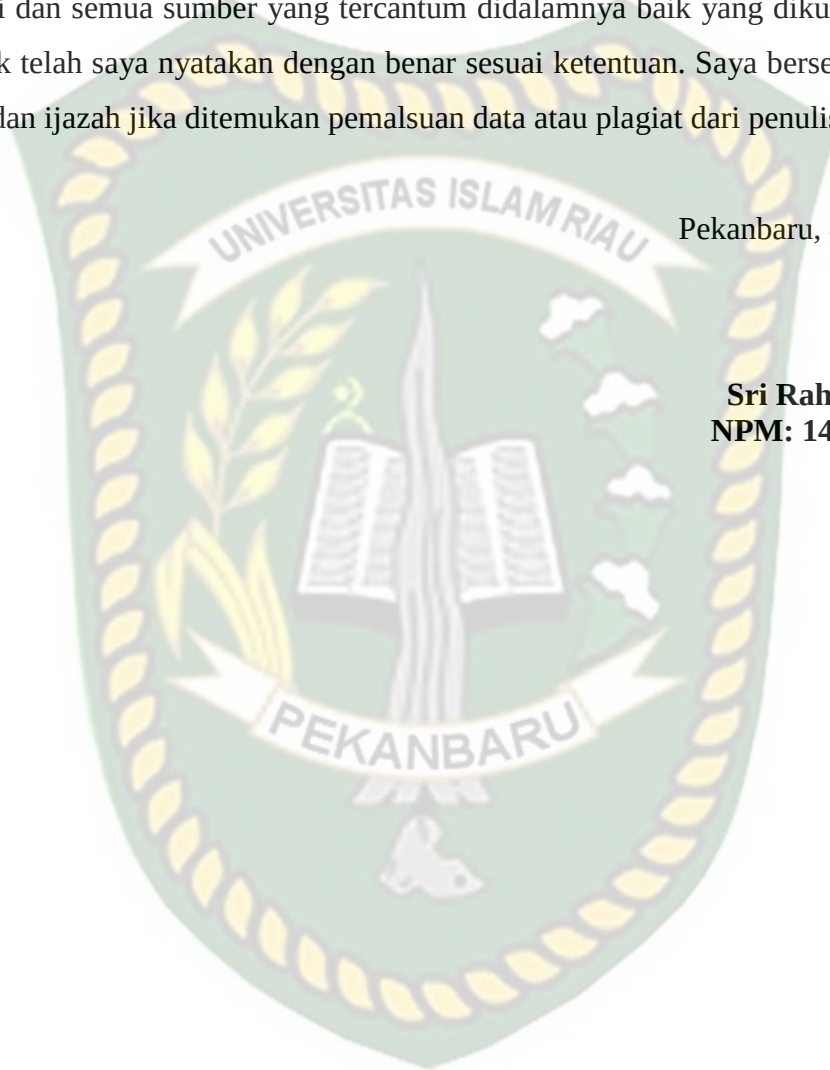
Dr. Eng. Muslim, M.T.

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. Saya bersedia dicabut gelar dan ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulis lain.

Pekanbaru, 4 Mei 2019

Sri Rahmayani
NPM: 143210374



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanahu Wata'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Hj. Fitrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan Bapak Fiki Hidayat, S.T., M.Eng. selaku dosen pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak H. Dike F. Putra, S.T., M.Sc., MBA selaku dosen pembimbing lapangan atas bimbingan dan ilmu yang diberikan selama proses pengerjaan tugas akhir.
3. Pihak PT. SPR Langgak yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Bapak Dr. Eng Muslim, MT selaku Ketua Prodi dan Ibu Novrianti, ST., MT selaku Sekretaris Prodi serta dosen-dosen yang membantu kelancaran akademik.
5. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan UIR.
6. Kedua orang tua dan adik-adik yang saya sayangi yang telah memberikan dukungan penuh material maupun moral.
7. Sahabat terbaik saya para pejuang ST yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 4 Mei 2019

Sri Rahmayani

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 BATASAN MASALAH	3
1.4 METODOLOGI PENELITIAN	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 PERILAKU FASA WAX.....	5
2.2 DEPOSISI WAX PADA PIPA.....	6
2.3 KRISTALISASI WAX.....	8
2.4 MEKANISME DEPOSISI WAX.....	8
2.4.1 <i>Molecular Diffusion</i>	9

2.5	SIMULASI DEPOSISI WAX	9
2.5.1	Modul Deposisi Wax OLGA	10
2.5.1.1	Model RRR	10
2.5.1.2	Model Matzain	11
2.5.1.3	Model Heat Analogy	11
2.5.2	Model Termodinamika wax	12
2.6	FAKTOR-FAKTOR YANG MEMPENGARUHI PROSES DEPOSISI WAX	13
2.6.1	Komposisi <i>Crude Oil</i>	13
2.6.2	Temperatur	13
2.6.3	Tekanan	13
2.6.4	Perbedaan Temperatur dan Laju Pendinginan.....	14
BAB III	GAMBARAN LAPANGAN	15
3.1	SEJARAH LAPANGAN LANGGAK.....	15
3.2	SKETSA LOKASI JARINGAN PIPA	16
3.3	GEOLOGI REGIONAL.....	19
3.3.1	Struktur Geologi Regional	20
3.3.2	Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah.....	21
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN.....	22
4.1	MODUL DEPOSISI WAX OLGA	22
4.2	KARAKTERISTIK WAX DAN PEMBUATAN FILE OLGA.....	23
4.3	SIMULASI PEMODELAN WAX DEPOSISI.....	28
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	37
5.1	KESIMPULAN	37
5.2	SARAN	37

DAFTAR PUSTAKA.....	39
LAMPIRAN.....	42



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Penelitian.....	4
Gambar 2.1	Gel Crude oil di pipa	7
Gambar 2.2	Proses Deposisi Wax pada Pipa Hidrokarbon	7
Gambar 3.1	Peta Lokasi Lapangan Langgak di Provinsi Riau.....	15
Gambar 3.2	Sketsa Lokasi SPR Langgak.....	16
Gambar 3.3	Sketsa Lokasi Jaringan pipa	17
Gambar 3.4	Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah	19
Gambar 3.5	Perkembangan Fase Tektonik Tersier Cekungan Sumatera	21
Gambar 4.1	Kurva Wax Formation	28
Gambar 4.2	Ketebalan wax setelah 6 hari pada laju alir 480 bpd	29
Gambar 4.3	Ketebalan wax setelah 12 hari pada laju alir 480 bpd	30
Gambar 4.4	Ketebalan wax setelah 18 hari pada laju alir 480 bpd	31
Gambar 4.5	Ketebalan wax setelah 24 hari pada laju alir 480 bpd	32
Gambar 4.6	Ketebalan wax setelah 30 hari pada laju alir 480 bpd	33
Gambar 4.7	Ketebalan wax untuk beberapa variasi waktu	34
Gambar 4.8	Ketebalan wax pada saat kondisi hujan.....	35
Gambar 4.9	Ketebalan wax pada saat kondisi panas.....	35
Gambar 4.10	Ketebalan wax pada saat temperatur inlet dinaikkan	36

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Data Komposisi Crude Oil Langgak Field pada Sumur MY#15 Kondisi Normal (Manajemen SPR Langgak, 2018).....	17
Tabel 3.2	Data Temperatur Lingkungan Sumur MY#15.....	18
Tabel 4.1	Komposisi Fluida yang digunakan untuk simulasi PVTsim dan OLGA	23
Tabel 4.2	PT Flash Komposisi Minyak mol% pada 1.013 bar, 15 °C	25
Tabel 4.3	Extended PT Flash Komposisi mol% pada 1.013 bar, 15 °C	25
Tabel 4.4	PT Flash Sifat Minyak pada 1.013 bar, 15 °C	26

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Analisis Parameter pada Sumur MY#15
LAMPIRAN II	Karakteristik dan Zonasi <i>Pipeline</i>
LAMPIRAN III	Pembuatan Simulasi OLGA



DAFTAR SINGKATAN

API	American petroleum institute
BPD	Barel oil per day
EOS	Equation of state
PR	Peng-Robinson
PT	Pressure Temperature
PVT	Pressure Volume Temperature
PVTsim	PVT simulation program
RRR	Rygg, Rydahl and Rønningsen
SG	Spesific gravity
SRK	Soave-Redlich-Kwong
STO	Stock tank oil
WAT	Wax appearance temperature
PPD	Pour point depressant

DAFTAR SIMBOL

N_{wax}	Jumlah Komponen Wax
S_{wet}	Keliling dari Fraction Wetted
M_{wax-i}	Berat Molar dari Komponen wax-i, kg/mol
δ_{lam}	Ketebalan Sub-lapisan Laminer, m
$\rho_{wax,i}$	Densitas Komponen wax-i, kg/m ³
r_s	Radius Dalam Pipa, m
L	Panjang Bagian dari Pipa, m
K^*	Konstanta Laju <i>Shear Deposition</i> , kg/m ²
$\dot{\gamma}$	<i>Shear Rate</i> pada Dinding, s ⁻¹
A	Luas Permukaan yang Tersedia untuk Deposisi, m ²
ρ_{wax}	Densitas wax rata – rata, kg/m ³

**PREDIKSI PENGARUH PARAMETER TERBENTUKNYA
PENGENDAPAN WAX DI JARINGAN PIPA KONDISI
DINAMIS DENGAN SIMULATOR OLGA SUMUR MY#15
LAPANGAN SR**

SRI RAHMAYANI

NPM: 143210374

ABSTRAK

Crude oil yang memiliki kandungan *wax* yang tinggi dapat menyebabkan timbulnya permasalahan selama proses transportasi berlangsung, terutama pada pipa. Beberapa parameter diselidiki secara rinci untuk memprediksi titik awal deposisi *wax* yang muncul.

Dalam penelitian ini, pembentukan pengendapan *wax* diprediksi dengan menggunakan simulasi OLGA. Uji laboratorium atas sampel dari sumur MY#15 pernah dilakukan untuk mengetahui komposisi fluida. Karakterisasi dari komposisi fluida tersebut dilakukan dengan bantuan perangkat lunak PVTsim tanpa penyesuaian (*tuning*). Hasil dari karakterisasi ini selanjutnya digunakan sebagai input bagi OLGA untuk memprediksi titik awal deposisi serta menghitung laju pengendapan.

Berdasarkan modeling yang sudah dilakukan, parameter yang berpengaruh terhadap terjadinya pengendapan *wax* di jaringan pipa adalah temperatur fluida menurun di bawah WAT 46,97 °C dan kondisi temperatur lingkungan cuaca normal 32 °C, hujan 22 °C dan panas 39,75 °C. Simulasi dilakukan terhadap sumur MY#15 pada laju alir 480 bpd untuk beberapa periode waktu (6, 12, 18, 24 dan 30 hari) dengan kondisi temperatur lingkungan pada saat cuaca normal dengan temperatur 32 °C. Kemudian dilakukan juga pada kondisi temperatur lingkungan pada saat cuaca hujan dengan temperatur 22 °C dan panas dengan temperatur 39,75 °C untuk melihat pengaruhnya terhadap titik awal deposisi *wax* terbentuk serta tingkat ketebalannya. Pengendapan *wax* pada kondisi temperatur lingkungan normal dengan temperatur 32 °C, titik awal deposisi *wax* terbentuk pada jarak 58,22 m – 64,39 m. Laju pengendapan akan terus meningkat seiring berjalannya waktu dan akan mencapai ketebalan mencapai 0,0145 mm pada jarak 150 m setelah 30 hari simulasi. Apabila terjadi perubahan kondisi temperatur lingkungan pada saat terjadinya hujan dengan temperatur 22 °C, pengendapan *wax* mulai terbentuk lebih awal yaitu pada titik 34 m. Dan saat kondisi temperatur lingkungan panas dengan temperatur 39,75 °C, pengendapan *wax* mulai terjadi pada titik 147,7 m.

Kata Kunci: OLGA, PVTsim, WAT, deposisi *wax*, karakterisasi

THE PREDICTION OF INFLUENCE PARAMETERS WAX DEPOSITION IN DYNAMIC PIPELINES WITH OLGA SIMULATOR WELLS MY # 15 OF SR FIELD

SRI RAHMAYANI

NPM: 143210374

ABSTRACT

Several crude oil type contain a high wax content which can cause wax deposition problem during the transportation process, especially length pipeline. Some parameters are investigated in detail to predict the starting point of the emerging wax deposition.

In this study, the formation of wax deposition was predicted using OLGA simulation. Laboratory tests on samples from MY # 15 well have been carried out to determine fluid composition. The characterization of fluid composition was estimated by PVTsim software without tuning. The results of this characterization are then used as input for OLGA to compute the deposition starting point and calculate the deposition rate.

Based on the modeling that has been done, the parameters that influence the deposition of wax in the flow distribution pipe are fluid temperature decreases under WAT 46,97 °C and conditions of ambient temperature 32 °C, 22 °C dan 39,75 °C. Simulations were carried out on the MY # 15 well at a 480 bpd flow rate for several periods of time (6, 12, 18, 24 and 30 days) under conditions of normal environmental temperature 32 °C. Then carried out also in conditions of environmental temperature during rainy 22 °C and hot 39,75 °C weather to see the effect on the starting point of wax deposition and the level of thickness. Precipitation of wax under conditions of normal ambient temperature, the starting point of wax deposition is formed at a distance of 58,22 m – 64,39 m. The deposition rate will continue to increase over time and will reach a thickness of 0.0145 mm at a distance of 150 m after 30 days. Whereas if there is a change in the condition of the environmental temperature at the time of rain 22 °C, the deposition of wax begins to form earlier, namely at point 34 m. In the conditions of the environmental temperature at the time of hot 39,75 °C, deposition of wax begins to from 147,7 m.

Keywords: OLGA, PVTsim, WAT, wax deposition, characterization

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Crude oil adalah sumber energi pertama dan essential di seluruh dunia. Menurunnya sumber daya minyak konvensional dan meningkatnya permintaan menyebabkan *heavy oil* dan *waxy crude oils* juga diproduksi (Elhadi & Siddig, 2010). *Crude oil* merupakan campuran hidrokarbon yang kompleks, terdiri dari aromatik, parafin, nafta, resin, aspal, merkaptan, dan lain-lain (Kurnianto & Prasetyo, 2018). Parafin dengan berat molekul tinggi akan larut dalam *crude oil* pada kondisi *reservoir*. Namun, ketika *crude oil* mengalir menuju fasilitas pemrosesan dan secara bertahap menjadi lebih dingin, kelarutan molekul parafin menurun. Apabila temperatur fluida menurun di bawah *wax appearance temperature* (WAT), komponen *wax* mengendap dari fasa *liquid*, mengkristalisasi dan mengendap pada dinding pipa (Giacchetta et al., 2018).

Minyak dan gas mengalir dari *reservoir*, menuju sumur dan diangkut ke daratan melalui pipa. Dalam perjalanan dari *reservoir* ke kepala sumur, proses penurunan temperatur fluida berlangsung lambat karena bebatuan yang hangat. Disisi lain penurunan temperatur semakin cepat ketika fluida mulai memasuki pipa, karena transfer atau hilangnya panas ke lingkungan sekitarnya melalui dinding pipa. Temperatur pipa tersebut harus dipertahankan karena minyak dan gas memiliki kecenderungan menumpuk senyawa *wax* atau hidrat. Oleh karena itu dibutuhkan suatu sistem yang memungkinkan untuk menjaga kestabilan temperatur fluida untuk menjaga pembentukan senyawa-senyawa solid yang dapat mengganggu proses pengangkutan fluida tersebut (Sadafule & Patil, 2014). Lapangan SR memiliki karakteristik minyak dengan kandungan parafin yang tinggi terutama pada *reservoir* formasi Sihapas (Hidayat & Abdurrahman, 2018). Pada lapangan SR ini sistem yang digunakan untuk mempertahankan temperatur fluida supaya tidak terjadinya *congeal* (minyak beku) yaitu *water carrier*. *Water carrier* merupakan pengangkutan fluida dengan bantuan air (Manajemen SPR Langgak, 2018)

Salah satu masalah yang dihadapi industri perminyakan adalah deposisi *wax* pada jaringan pipa selama transportasi *crude oil*. Deposisi *wax* dalam jaringan pipa produksi adalah salah satu masalah *flow assurance* yang perlu dipertimbangkan apakah mengembangkan lapang yang baru atau mempertahankan operasi yang ada. Masalah-masalah yang terkait dengan pengendapan *wax* adalah penurunan produktivitas, penurunan tekanan yang drastis, dan risiko *pig* terjebak selama operasi pemeliharaan (Venkatesan & Creek, 2007). Berbagai metode untuk mencegah dan menghilangkan pengendapan *wax* dapat digunakan metode remediasi kimia, mekanik, dan termal (M. Theyab & Diaz, 2017). Sedangkan untuk lapangan di Indonesia metode yang bagus diterapkan dalam masalah *waxy crude oil* ini adalah metode peginjeksian air panas dan kimia (Abdurrahman, Hidayat, Husna, & Pangaribuan, 2018).

Pemodelan fenomena *wax* yang akurat sangat berguna untuk merancang jaringan pipa dan melakukan tindakan perbaikan yang layak secara ekonomi berdasarkan prediksi yang dapat diandalkan. Untuk memprediksi dan menggambarkan fenomena pengendapan *wax* secara benar, berbagai alat komersial telah dikembangkan, seperti salah satunya perangkat lunak OLGA. Perangkat lunak OLGA digunakan untuk menyimulasikan proses pengendapan *wax* yang bertujuan untuk memprediksi perilaku pengendapan *wax*. Perangkat lunak OLGA tersebut dapat memodelkan pengendapan *wax* sebagai fungsi waktu dan lokasi sepanjang pipa (Giacchetta et al., 2018).

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan parameter yang berpengaruh terhadap pengendapan *wax* sepanjang jaringan pipa *crude oil*
2. Mengetahui posisi mulai terbentuknya pengendapan *wax* sepanjang jaringan pipa *crude oil*

1.3 BATASAN MASALAH

Agar penulisan tugas akhir ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang diharapkan, maka penelitian pada tugas akhir ini difokuskan pada:

1. Karakterisasi komposisi fluida dengan perangkat lunak PVTsim tanpa penyetaraan (*tuning*),
2. Pembuatan model jaringan pipa menggunakan perangkat lunak OLGA
3. Melakukan sensitivitas parameter temperatur lingkungan (*ambient temperature*)
4. Tidak membahas mitigasi/ pencegahan terjadinya permasalahan pengendapan wax
5. Zona yang dianalisa hanya zona 3 dengan panjang pipa 449 m

1.4 METODOLOGI PENELITIAN

Adapun objek dan metodologi penelitian serta teknik pengumpulan data diuraikan sebagai berikut:

1. Tempat atau objek penelitian
Lapangan SR sumur “MY#15”
2. Metode penelitian
Metode penelitian yang digunakan penulis pada tugas akhir ini adalah penelitian evaluasi lapangan (*Field Research*) dengan melakukan pemeriksaan terhadap proses yang terjadi, sehingga pada akhirnya diperoleh suatu kesimpulan. Metode penulisan tugas akhir ini berdasarkan hasil studi literatur yang berkaitan dengan *software* Olga, pengendapan wax di sepanjang pipa pada sumur “MY#15”.
3. Teknik Pengumpulan data
Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang diperoleh dari PT. SPR Langgak. Adapun data yang digunakan adalah data lapangan seperti data jenis minyak dan komponennya, tekanan *inlet* dan *outlet* pada pipa, jarak pipa, temperatur fluida dan temperatur lingkungan.



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Allah Subhanahu Wata'ala telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam yang dibutuhkan manusia. Selain sumber daya alam yang dapat diperbaharui, Sang Pencipta juga mencukupi kebutuhan manusia dengan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui. Sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak bumi dan gas. Sifat sumber daya minyak dan gas adalah dapat habis dan punah jika dieksploitasi terus menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam, secara tegas telah mengatur ketentuan kepemilikan dalam Islam. Kepemilikan (*property*) hakikatnya adalah milik Allah secara absolut, Allah Subhanahu Wata'ala berfirman dalam QS. Al-Maidah (5):7 yang artinya kepunyaan Allah-lah kerajaan langit dan bumi serta apa saja yang ada di antara keduanya (Rahmawati, 2014). Oleh karena itu pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan. Pemanfaatan minyak bumi tersebut membutuhkan proses dan teknik untuk dapat memproduksinya. Dalam hal ini proses produksi terkadang memiliki masalah seperti adanya pengendapan wax. Untuk meminimalisasi masalah produksi terkait dengan pengendapan wax dan masalah lingkungan, teknisi atau operator terkait perlu mencegah pembentukan wax dengan mengetahui parameter penyebab terjadinya pengendapan wax tersebut.

2.1 PERILAKU FASA WAX

Crude oil dapat dipisahkan menjadi empat kelas kelompok kimia utama: *saturates* (parafin/ wax), aromatik, resin dan *asphaltenes* (SARA). *Saturates* dapat dibedakan dari tiga kelas lainnya karena satu-satunya kelompok yang hanya terdiri dari karbon non-polar (yaitu alkana) tanpa ikatan rangkap. Diantara komponen-komponen *crude oil* ini, parafin dengan berat molekul tinggi dan *asphaltenes* adalah yang paling bertanggung jawab atas masalah-masalah *flow assurance* yang ditemui selama pengangkutan dan produksi *crude oil*. Masalah *flow assurance* dari waxy

crude oil disebabkan oleh ketergantungan temperatur kelarutan molekul *wax* dalam *crude oil* (Lee, 2008).

Komponen *wax* ini dapat terlarut di *crude oil* dan di kondensat dalam bentuk fasa *liquid*. Kelarutan parafin *wax* ini sangat sensitif terhadap perubahan temperatur. Perubahan temperatur adalah faktor yang mempengaruhi proses pembentukan kristal-kristal *wax*. Parafin *wax* tetap terlarut di *crude oil* pada saat di *reservoir* dan mengalami kesetimbangan dengan *crude oil* secara termodinamika. Parafin mengendap bisa juga disebabkan hilangnya fraksi volatil (*volatile light end*) di *crude oil*, dimana fraksi volatil di dalam *crude oil* seolah-olah bertindak sebagai pelarut bagi parafin *wax*. Ketika fluida campuran ini mulai didinginkan, maka setiap komponen *wax* akan terpisah (menjadi tidak terlarut) sampai akhirnya komponen *wax* yang memiliki berat molekul tinggi akan memadat (*solidify*). Peristiwa dimana pertama kali terbentuknya kristal *wax* pada temperatur tertentu ini disebut dengan *onset of wax crystallization* atau lebih dikenal dengan istilah *cloud point* atau *wax appearance temperature* (WAT) (Ahmed, 2007).

2.2 DEPOSISI WAX PADA PIPA

Pembentukan *wax* di pipa selama produksi fluida dari *bottom hole* sumur ke permukaan (*surface*) dapat membatasi aliran *crude oil*, menciptakan kelainan tekanan dan menyebabkan penyumbatan buatan, yang mengarah pada pengurangan atau bahkan penghentian produksi. Disamping itu deposisi *wax* juga meningkatkan kekasaran (*roughness*) dari pipa serta berkurangnya luas permukaan pipa bagian dalam (*cross sectional area*) sehingga mengakibatkan meningkatnya *pressure drop* di sistem jaringan pipa. Deposisi *wax* dipengaruhi oleh beberapa faktor, seperti: komposisi *crude oil*, laju aliran, gradien temperatur, temperatur dinding pipa, temperatur *crude oil*, *shear stress*, waktu produksi di lapangan dan viskositas minyak (M. A. Theyab & Yahya, 2018).

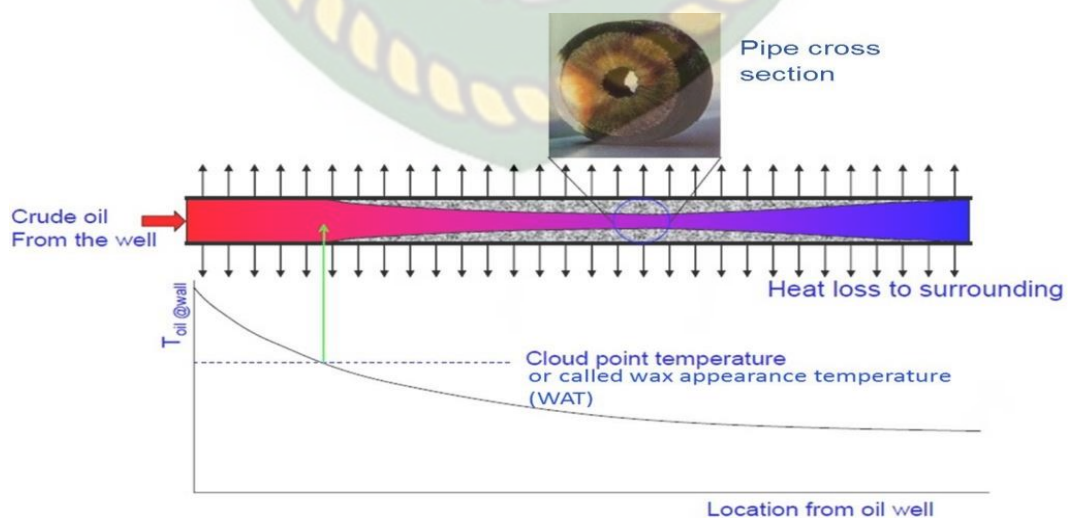
Pembentukan dan deposisi *wax* pada dinding pipa yang mengangkut *waxy crude oil* dimulai ketika temperatur fluida lebih rendah dari *wax appearance temperature* (WAT). Endapan akhirnya mengarah ke gelasi, sebelum *liquid waxy crude oil* melewati tiga fasa perubahan: pengendapan, deposisi dan gelasi. Deposisi

wax terus menerus akan membentuk gel yang akan menyumbat dan mengakibatkan sistem pipa tiba-tiba mati seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.1.



Gambar 2.1 Gel *Crude oil* di pipa (Chala, Sulaiman, & Japper-jaafar, 2017)

Molekul wax yang mengendap dekat dinding pipa mulai membentuk gel baru di permukaan dingin. Gel yang baru terbentuk di dinding pipa adalah stuktur 3-D dari kristal wax dan mengandung sejumlah besar minyak yang terperangkap di dalam pipa. Gel berkembang seiring berjalannya waktu dan adanya gradien perpindahan panas dan massa radial sebagai akibat dari kehilangan panas daerah sekitarnya, seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.2 (Lee, 2008). Aiyejina et al menunjukkan bahwa pengendapan wax adalah fenomena kompleks yang tergantung pada komposisi, tekanan dan temperatur, perpindahan panas dan massa, dan interaksi fasa yang meliputi interaksi *solid-solid* dan *solid-liquid*.



Gambar 2.2 Proses Deposisi Wax pada Pipa Hidrokarbon (Lee, 2008)

2.3 KRISTALISASI WAX

Salah satu masalah penting untuk dicatat adalah bahwa deposisi wax bukanlah wax padat, tetapi gel yang terdiri dari kristal wax padat dan liquid yang terperangkap. Deposisi wax ini mengeras seiring waktu dalam proses yang disebut penuaan. Deposisi komponen wax dari minyak bertanggung jawab untuk perubahan dalam sifat *waxy crude oil*, termasuk gelasi minyak dan peningkatan viskositas. Wax mengandung berat molekul n-parafin yang tinggi dan terdiri dari alkana rantai panjang dengan 20 hingga 50 atom karbon. Wax dapat mengendap sebagai fasa padat ketika temperatur *crude oil* di bawah *wax appearance temperature* (WAT), temperatur dimana kristal wax pertama mulai terbentuk dalam *crude oil* pada proses pendinginan. Kristalisasi umumnya merupakan proses pemisahan fasa padat dari larutan *homogeny*, fasa padat yang terpisah muncul sebagai kristal. Parafin (wax) tetap dalam larutan sebagai komponen alami dari *crude oil* sampai temperatur mencapai atau di bawah batas kelarutannya (M. A. Theyab, 2018). Komponen wax dalam minyak bumi terdiri dari *parafinik wax* dengan jumlah atom karbon 18 hingga 36 (C18 – C36) dan *naphthenic wax* dengan jumlah atom karbon 30 hingga 60 (C30 – C60). Kelarutan dari komponen wax dalam minyak bumi sangat dipengaruhi oleh temperatur dan tekanan sehingga komponen wax dalam minyak dapat berada pada fasa gas, cair, maupun padat/kristal. Kristal yang terbentuk dari *parafinik wax* akan memiliki bentuk kristal wax makrokristal sedangkan bila terbentuk dari *naphthenic wax* akan memiliki bentuk kristal mikrokristal (Elhadi & Siddig, 2010).

2.4 MEKANISME DEPOSISI WAX

Deposisi wax dalam produksi minyak dan transportasi selalu menjadi masalah serius, di mana banyak biaya operasional yang dikeluarkan. Jika *waxy crude oil* diangkut melalui saluran pipa dalam temperatur lingkungan dingin, kristal wax muncul dan deposisi pada dinding pipa dengan berbagai mekanisme. Fenomena ini menyebabkan banyak masalah seperti penyumbatan pipa, penurunan tingkat produksi, peningkatan penurunan tekanan, dan sebagainya (Nazar, Dabir, & Islam, 2001). Mekanisme deposisi wax ini awalnya diusulkan oleh Burger et al. (1981),

Singh et al. (2000) dan kemudian oleh Huang et al. (2015) yaitu *Molecular diffusion*, *Shear dispersion*, *Brownian diffusion*, dan *Gravity settling* (González, Stanko, & Golan, 2018).

Deposisi wax selama transportasi telah dipelajari baru-baru ini. Telah dilaporkan bahwa ada tiga mekanisme pada endapan wax selama pengangkutan *crude oil*, yaitu *molecular diffusion*, *shear dispersion*, dan *Brownian diffusion*. Pengukuran eksperimental (Creek et al., 1999; Hsu et al., 1994) telah menunjukkan bahwa mekanisme *shear dispersion* tidak memiliki kontribusi penting dalam pengendapan wax, terutama pada temperatur tinggi dan kondisi fluks panas. Efek *Brownian diffusion* juga dapat diabaikan (Burger et al., 1981). Oleh karena itu, *molecular diffusion* adalah mekanisme dominan dalam deposisi wax (Tran, Tran, Ly, & Tran, 2015).

2.4.1 Molecular Diffusion

Ketika temperatur pada lokasi axial pipa menurun di bawah WAT, kristal *solid waxy* akan mengendap dan *liquid* akan jenuh pada fasa padat. Gradien konsentrasi wax terlarut akibat gradien temperatur menghasilkan padatan yang mengendap bergereak ke arah dinding pipa dengan *molecular diffusion*. Ketika mencapai *liquid/ solid interface*, wax terlarut akan mengendap dari larutan. Tingkat wax terlarut yang diangkut ke dinding ditentukan dengan menggunakan persamaan *Fick diffusion*:

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_{gel} A_s D_m \frac{dc}{dT} \frac{dT}{dr} \quad (1)$$

Dimana, $\frac{dc}{dT}$ adalah gradien konsentrasi wax. *Molecular diffusion* diakui sebagai mekanisme dominan yang bertanggung jawab untuk pengendapan parafin wax.

2.5 SIMULASI DEPOSISI WAX

Pemodelan deposisi wax dalam pipa diperlukan untuk komposisi *crude oil*, eksperimental rincian rig dan parameter operasional. Untuk mengontrol deposisi wax, jumlah wax dan tingkat deposisi wax pada pipa harus diprediksi secara akurat melalui simulasi numerik. OLGA adalah simulator multiphase dinamis yang digunakan untuk simulasi keadaan *transient* dan *steady state*. OLGA digunakan

untuk jaringan sumur, *pipeline*, jaringan pipa dan proses peralatan yang meliputi sistem produksi dari *bottom hole* ke sistem produksi. OLGA adalah simulator aliran multifasa yang telah banyak digunakan selama beberapa dekade dalam industri *flow assurance* (Huang, Zheng, & Fogler, 2015).

OLGA terstruktur menjadi beberapa modul termasuk deposisi wax yang secara komersial digunakan untuk prediksi presipitasi wax dan perhitungan deposisi wax dalam industri minyak dan gas.

2.5.1 Modul Deposisi Wax OLGA

Modul deposisi wax terdiri dari tiga model diimplementasikan untuk prediksi wax dan perhitungan deposisi. Ini adalah RRR, Matzain, dan *Heat Analogy* (Huang et al., 2015).

2.5.1.1 Model RRR

Model RRR (Rygg, Rydahl, dan Rønningsen) adalah model deposisi wax aliran multifasa yang memprediksi endapan wax dalam sumur dan pipa. Ini adalah model semi-stasioner karena penumpukan endapan wax adalah proses yang lebih lambat daripada gangguan aliran dalam pipa dan itu tidak berlaku untuk aliran laminar. Efek *molecular diffusion* dan *shear dispersion* dianggap satu – satunya mekanisme yang bertanggung jawab untuk deposisi wax. Tingkat volume deposisi wax oleh *molecular diffusion* untuk komponen i pembentuk wax dihitung dengan persamaan (2):

$$Vol_{wax}^{diff} = \sum_{i=1}^{N_{wax}} \frac{D_{wo,i}(C_{wb,i}-C_{ws,i})S_{wet}M_{wax,i}}{\delta_{lam}\rho_{wax,i}} 2\pi r_s L \quad (2)$$

Dimana:

- N_{wax} = Jumlah komponen wax
- $D_{wo,i}$ = Koefisien difusi (m^2/s)
- $C_{wb,i}$, $C_{ws,i}$ = Konsentrasi molar komponen wax (mol/m^3)
- S_{wet} = Keliling dari fraction wetted
- M_{wax-i} = Berat molar dari komponen wax-i (kg/mol)
- δ_{lam} = Ketebalan sub-lapisan laminar (m)
- $\rho_{wax,i}$ = Densitas komponen wax-i (kg/m^3)
- r_s = Radius dalam pipa saat ini (m)

L = Panjang bagian dari pipa (m)

Tingkat volume wax yang disimpan oleh *shear dispersion* diperkirakan dari korelasi Burger et al. (Persamaan 3):

$$Vol_{wax}^{shear} = \frac{K^* C_{ws} \dot{\gamma}}{\rho_{wax}} \quad (3)$$

Dimana:

K^* = Konstanta laju *shear deposition* (kg/m²)

C_{ws} = Fraksi volume dari endapan wax

$\dot{\gamma}$ = *Shear rate* pada dinding (s⁻¹)

A = Luas permukaan yang tersedia untuk deposisi (m²)

ρ_{wax} = Densitas wax rata – rata (kg/m³)

Ketika memperhitungkan kedua mekanisme, tingkat total peningkatan ketebalan untuk lapisan wax, δ , diberikan persamaan (4):

$$\delta = \frac{Vol_{wax}^{diff} + Vol_{wax}^{shear}}{(1 - \phi_{wax}) 2\pi r_s L} \quad (4)$$

ϕ_{wax} mewakili porositas deposisi wax, yang merupakan parameter yang dapat disesuaikan dan biasanya diasumsikan berada pada kisaran 0,6 – 0,9. Ketebalan lapisan wax rata – rata di sekeliling pipa, bahkan jika permukaan pipa bagian dalam hanya dibasahi sebagian dengan *liquid*.

2.5.1.2 Model Matzain

Matzain adalah model semi-empiris, yang menggabungkan mekanisme mengurangi wax, yang dikenal sebagai *shear stripping*, bersama *molecular diffusion* dan *shear dispersion* untuk menyimulasikan pengendapan wax. Dalam model ini, *shear dispersion* dianggap tidak terlalu penting dalam hal model RRR.

2.5.1.3 Model Heat Analogy

Prinsip *Heat Analogy* diasumsikan serupa dengan Singh et al (2000), prinsip deposisi wax menggunakan keseimbangan panas dan massa ditambah dengan keseimbangan energi untuk pengendapan dan deposisi wax. Singh et al (2000) berpendapat bahwa difusi yang tidak seragam terjadi pada deposisi wax sebagai hasil dari gradien konsentrasi yang ada di bagian lapisan deposisi wax. Hal ini, dengan mempertimbangkan mekanisme difusi internal untuk lapisan gel wax yang

menginduksi gelasi fisik di dinding. Pembentukan awal wax di dinding berfungsi sebagai awal dari proses pengendapan, sementara minyak yang terperangkap di antara lapisan wax yang berurutan memberikan kesempatan untuk difusi internal lebih lanjut dan pengendapan wax yang terus menerus (Ajayi, 2013).

2.5.2 Model Termodinamika wax

Pengendapan *solid wax* terjadi ketika campuran hidrokarbon didinginkan di bawah wax *appearance temperature* (WAT). WAT dapat diukur dengan berbagai metode, seperti *crossed polar microscopy* (CPM) dan *differential scanning calometry* (DSC). Berbagai model termodinamika tersedia untuk memperkirakan WAT, atau kurva presipitasi wax (wt% *solid wax* sebagai fungsi temperatur pada tekanan yang berbeda dari standar komposisi minyak). Model wax semacam ini termasuk dalam PVTsim (Labes-carrier, Rønningsen, Kolnes, & Leporcher, 2002). Modul wax di PVTsim digunakan untuk menyesuaikan kurva presipitasi wax sebelum membuat tabel input wax yang diperlukan untuk menjalankan modul pengendapan wax di OLGA. Tabel wax berisi parameter terkait wax seperti: konsentrasi, densitas, C_p , entalpi dan konduktivitas termal wax komponen pembentuk. Prosedur karakterisasi standar pf Pederson et.al dalam PVTsim digunakan untuk menghasilkan sifat fluida lain yang diperlukan untuk perhitungan multifasa (Labes-carrier et al., 2002).

PVTsim adalah perangkat lunak pemodelan persamaan (EOS) yang memungkinkan pengguna untuk menyimulasikan sifat fluida dan data PVT eksperimental. Modul wax mengevaluasi kondisi pembentukan wax dari analisis komposisi biasa, menghitung jumlah endapan wax, menjalankan perhitungan *flash*, dan merencanakan kondisi pembentukan wax melalui kurva PT (A, Ahmed, Mansoure, & Altheory, 2018).

Berdasarkan fraksi *plus* dari fluida, memungkinkan untuk melakukan analisa komposisi menjadi data komposisi *extended* untuk perhitungan PVT dan kesetimbangan fasa yang akurat. Perangkat lunak termodinamika PVTsim dapat melakukan prosedur karakterisasi berdasarkan berat molekul dan densitas fraksi *plus*. PVTsim adalah langkah pertama yang diperlukan untuk menggunakan OLGA dan memiliki pengaruh signifikan pada hasil simulasi (Rahman & Chacko, 2013).

2.6 FAKTOR-FAKTOR YANG MEMPENGARUHI PROSES DEPOSISI WAX

Kecenderungan terjadinya deposisi wax dipengaruhi oleh beberapa faktor yang saling terkait antara lain: komposisi *crude oil*, temperature, tekanan, pengaruh perbedaan temperatur dan laju pendinginan.

2.6.1 Komposisi Crude Oil

Singhal et al. (1991) menyatakan bahwa komposisi *crude oil* adalah salah satu faktor utama yang secara signifikan mempengaruhi deposisi wax dan bertanggung jawab untuk *pour point* dan pengurangan viskositas. Komposisi *crude oil* terdiri dari campuran molekul dari berbagai sifat: ada molekul ringan seperti metana yang bertanggung jawab untuk pembentukan hidrat padat pada tekanan tinggi dan temperatur rendah dan molekul berat seperti alkana linier panjang dan isoparafin yang cenderung mengubah fasa pada temperatur rendah dalam fasa padatan makro dan mikrokristalin. Ada juga transisi menuju senyawa polar lebih karena munculnya senyawa aromatik dan adanya heteroatom (oksigen, sulfur, dan nitrogen) dalam fraksi dikenal sebagai resin dan asphaltenes (M. A. Theyab, 2018).

2.6.2 Temperatur

Temperatur *crude oil* yang diproduksi dari reservoir, selama masa alirnya ke permukaan akan mengalami kehilangan sebagian panasnya yang menyebabkan penurunan temperatur alirnya. Penyebab utama terbentuknya parafin (wax) dan aspal adalah penurunan temperatur, karena kelarutan parafin (wax) dalam *crude oil* menurun saat menurunnya temperatur. Adanya gerakan ekspansi gas pada lubang perforasi dan di dasar sumur dapat menyebabkan terjadinya pendinginan atau penurunan temperatur sampai di bawah titik cair parafin (wax), sehingga timbul parafin (wax) dan aspal (Teknik Produksi Migas, 2015).

2.6.3 Tekanan

Fluida dalam pipa akan mengalir jika terdapat perubahan tekanan dan akan mempengaruhi kecepatan alir serta besarnya hambatan (*friction*) di dalam pipa alir. Selama produksi terjadi penurunan tekanan reservoir akibat fluida diproduksi ke permukaan. Penurunan tekanan ini terjadi pada formasi ke dasar sumur, ke

permukaan dan dari kepala sumur ke tangki pengumpul. Adanya penurunan tekanan ini, maka gas CO_2 jadi terlepas dari ion-ion bikarbonat. Pelepasan CO_2 menyebabkan berubahnya kelarutan ion yang terkandung dalam air formasi sehingga mempercepat terjadinya *scale* dan parafin (*wax*) (Teknik Produksi Migas, 2015).

2.6.4 Perbedaan Temperatur dan Laju Pendinginan

Selain laju pendinginan, perbedaan temperatur antara temperatur bulk minyak dan permukaan yang dingin adalah salah satu faktor terbentuknya *wax* deposisi. *Wax* deposisi meningkat dengan meningkatnya perbedaan temperatur. Cole dan Jessen (1960) beropini bahwa perbedaan temperatur antara *cloud point* minyak dengan sebuah permukaan yang dingin adalah jauh lebih utama dari pada perbedaan temperatur antara bulk *surface* dengan sebuah permukaan yang dingin. *Wax* deposisi akan terbentuk saat temperatur permukaan berada di bawah temperatur minyak dan temperatur *cloud point* minyak.

Awalnya, laju deposisi *wax* sangat besar tapi kemudian secara perlahan melambat ketika semakin banyak *wax* yang terdeposisi di permukaan pipa. Ketebalan lapisan *wax* di permukaan pipa meningkat, dan lapisan ini bertindak seolah-olah sebagai isolasi pipa. Dengan adanya “isolasi” ini akan menurunkan kemampuan *wax* untuk membentuk kristal *wax* lebih jauh lagi (Ahmed, 2007).

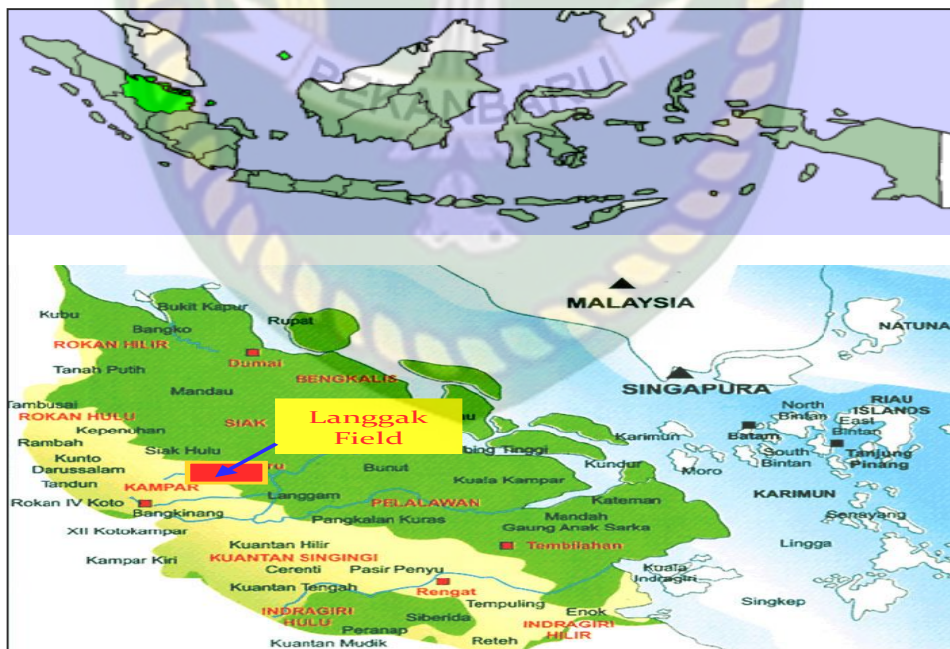
BAB III

GAMBARAN LAPANGAN

Lapangan Langgak memiliki luas $\pm 79,65 \text{ Km}^2$ yang terletak di Cekungan Sumatra Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1976 dan mulai diproduksi pada Januari 1979. Reservoir lapangan ini termasuk kedalam Formasi Bekasap dengan kedalaman 1.200-1.300 kaki.

3.1 SEJARAH LAPANGAN LANGGAK

Blok Langgak terletak di Kabupaten Kampar dan Rokan Hulu, Provinsi Riau, 135 kilometer dari Pekanbaru dan 100 kilometer sebelah barat daya dari Lapangan Minas (gambar 3.1). Area dari Lapangan Langgak seluas $79,65 \text{ km}^2$. Terdapat 33 sumur di Lapangan Langgak dengan 27 sumur aktif (9 ESP, 16 PU, 2 PCP, dan 1 sumur air).



Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan Langgak di Provinsi Riau

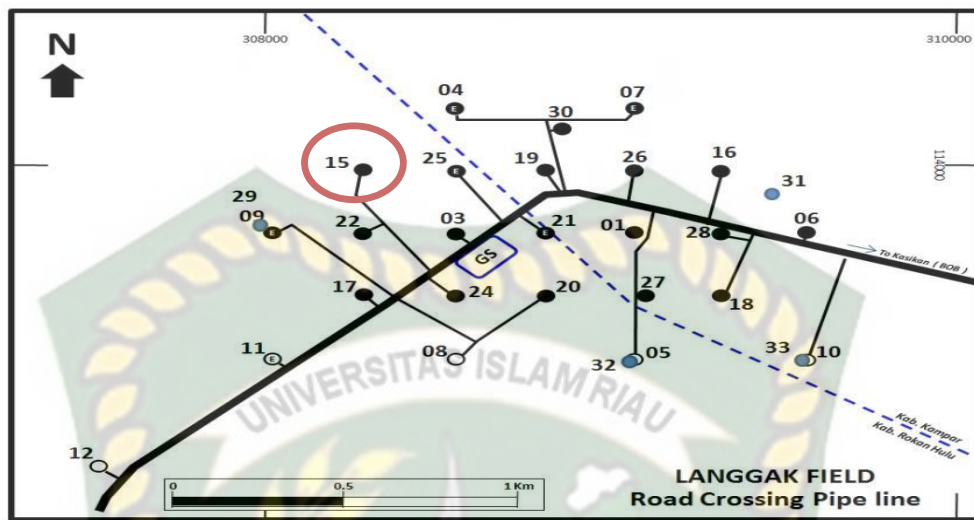
Lapangan Langgak di bor pertama pada tahun 1976 oleh Chevron dan di produksikan pada bulan Januari 1979. Setelah kontraknya berakhir maka lapangan ini di kembalikan ke Negara. Pada Bulan April 2010 PT SPR ditugaskan untuk mengelola lapangan Langgak dengan produksi awal 354 BOPD. Produksi Average 2010-2018: 480 BOPD, 14.000 BOPM, 172.000 BOPY.



Gambar 3.2 Sketsa Lokasi SPR Langgak

3.2 SKETSA LOKASI JARINGAN PIPA

Ada beberapa sumur di Lapangan Langgak yang mengalami penurunan produksi dikarenakan kemungkinan adanya *congeal* ataupun pengendapan wax yang terjadi pada jaringan pipa seperti gambar 3.3 di bawah ini:



Gambar 3.3 Sketsa Lokasi Jaringan pipa (Manajemen SPR Langgak, 2018)

Dua puluh tujuh sumur aktif SPR langgak, dipilih sumur dengan kode MY#15 dikarenakan *pipeline* sering terjadi masalah *congeal* dan tidak ada penanaman pipa kedalam tanah. Berikut ini merupakan data komposisi *crude oil* di SPR Langgak pada sumur MY#15 dalam kondisi normal (Manajemen SPR Langgak, 2018);

Tabel 3.1 Data Komposisi Crude Oil Langgak Field pada Sumur MY#15 Kondisi Normal (Manajemen SPR Langgak, 2018)

No	Data	Keterangan
1.	Oil Gravity	30,8 °API
2.	Viscosity	14,5 CP Temperature 136 °F
3.	Oil Saturation	30-50%
4.	Depth Reservoir	1.100-1.300 ft
5.	Temperature	136 °F
6.	Compotition	90% C7+
7.	Tekanan	532 Psig
8.	Density	870 (kg/m ³)
9.	Clay Content	5-15%
10.	Salinity	50-150 ppm

Berdasarkan UU No.53 tahun 1999 secara geografis Rokan Hulu merupakan Kabupaten di Provinsi Riau, yang terletak di Barat Laut Pulau Sumatra pada 100°-101° 52' BT 0° 15' - 1° 30' LU. Kabupaten Rokan Hulu tergolong daerah beriklim tropis dengan temperatur lingkungan berkisar 22 - 31 °C. Data dari hasil penelitian yang dianalisis pada sumur MY#15 selama 7 hari pada jam 03.00 06.00 09.00 12.00 15.00 18.00 21.00 dan 24.00 (Lampiran 1) adalah parameter temperatur lingkungan. Diperoleh data temperatur lingkungan dengan kisaran 20,55 - 39,75 °C. Untuk lebih jelasnya, perhatikan tabel 3.2 di bawah ini.

Tabel 3.2 Data Temperatur Lingkungan Sumur MY#15

Parameter	Waktu							
	03.00	06.00	09.00	12.00	15.00	18.00	21.00	24.00
Temp. Lingkungan (°C)	21,92	23,12	30,7	35,37	31,69	27,85	24,07	23,12

Pipeline SPR Langgak menggunakan bahan yang terbuat dari *carbon steel*, dengan proteksi eksternal menggunakan *prime coat*. *Pipeline* yang digunakan oleh SPR Langgak merupakan jenis *spiral-welded pipe*, yaitu pipa yang dibuat dengan cara memuntir strip logam (plat panjang dengan lebar sempit seperti pipa) dan menjadi bentuk spiral, kemudian dilas pada ujung-ujung sambungan satu dengan yang lainnya sehingga membentuk sebuah sambungan pada pipa (Lampiran 2).

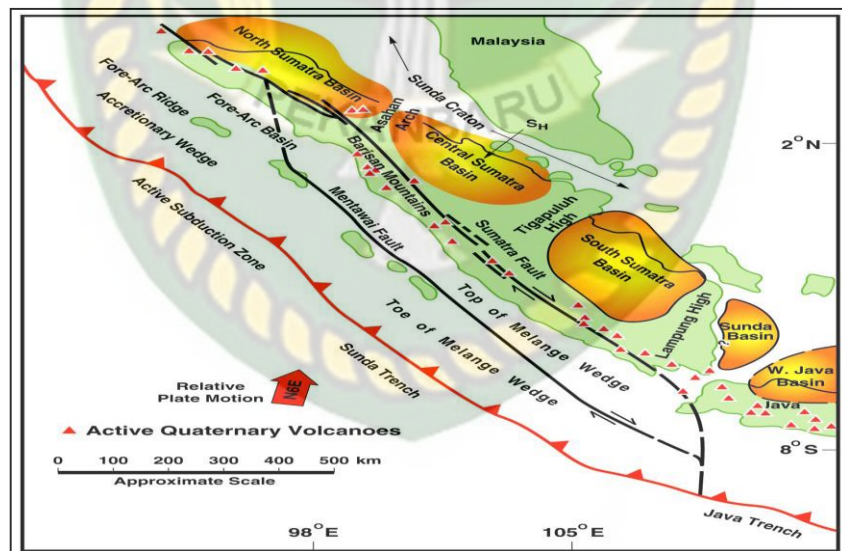
Data perusahaan menyatakan bahwa perbaikan terakhir *pipeline* SPR Langgak khusus sumur dengan kode MY#15 yaitu pada tahun 2012 dengan pengecekan terakhir tahun 2016. *Pipeline* SPR Langgak pada sumur MY#15 beroperasi pertama kali pada tahun 1985, *pipeline* tersebut beroperasi dari *well* menuju *manifold* (pipa utama/ *prodline*). Terdapat 3 zona dari *well* menuju *manifold* (pipa utama menuju *Gathering Station*), yang setiap zona terdapat *materring* untuk dilakukan pengecekan harian.

Zona 1 yaitu dari *well* yang terdapat *valve 1* menuju *valve 2* dengan panjang *pipeline* yaitu 150 m dan diameter pipa 4 inchi, Zona 2 yaitu *valve 2* menuju *valve*

3 dengan panjang 340 m dan diameter pipa 4 inci dan Zona 3 yaitu *valve* 3 menuju *valve* 4 dengan panjang 449 m dan diameter pipa 6 inci (Lampiran 2) serta terdapat satu *fittings* yaitu *elbow* 45°. Setiap Zona memiliki pipa *flushing* (hot water) yang berwarna biru untuk ditembakkan ke dalam *pipeline* jika terjadi permasalahan *congeal* dengan tujuan untuk mendorong dan mengencerkan endapan wax yang membeku (*congeal*) (Manajemen SPR Langgak, 2018).

3.3 GEOLOGI REGIONAL

Tatanan tektonik regional Pulau Sumatra dipengaruhi oleh subduksi menyudut antara lempeng Asia dan lempeng Samudra Hindia di selatan. Struktur-struktur ini umumnya mempunyai kemiringan berarah timur laut dengan jurus berarah barat laut sehingga membentuk sudut yang besar terhadap vektor konvergen (Heidrick dan Aulia, 1993). Gambar 3.4 memperlihatkan adanya beberapa cekungan yang terbentuk di Pulau Sumatra, salah satunya adalah Cekungan Sumatra Tengah.



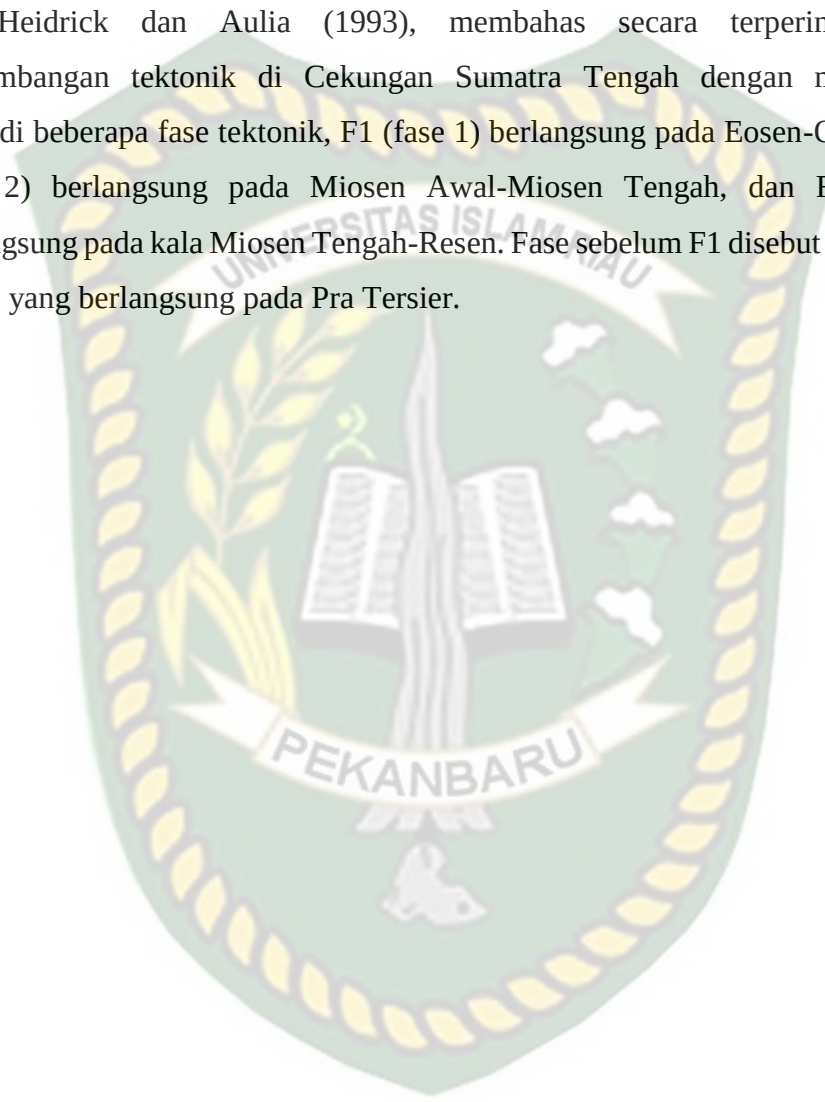
Gambar 3.4 Peta Regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

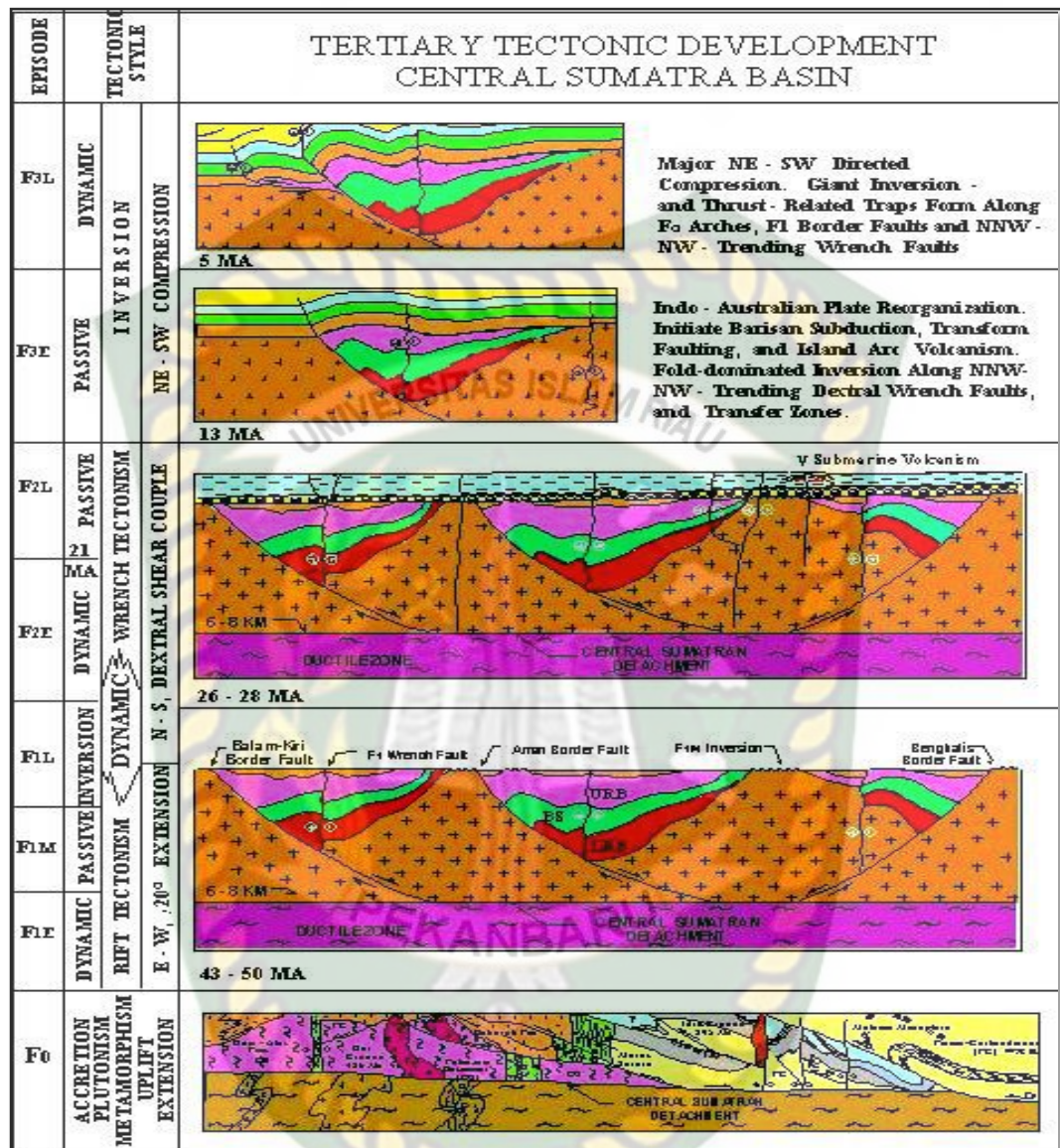
Proses ini mengontrol terbentuknya cekungan-cekungan sedimen seperti Cekungan Sumatra Utara, Cekungan Sumatra Tengah dan Cekungan Sumatra Selatan. Lapangan Langgak merupakan salah satu lapangan minyak yang berada pada Cekungan Sumatra Tengah. Cekungan ini di batasi oleh Tinggian Asahan di

bagian utara dan Tinggian Tigapuluh di bagian selatan. Pada bagian barat dibatasi oleh Bukit Barisan dan di sebelah timur dibatasi oleh Semenanjung Malaysia.

3.3.1 Struktur Geologi Regional

Heidrick dan Aulia (1993), membahas secara terperinci tentang perkembangan tektonik di Cekungan Sumatra Tengah dengan membaginya menjadi beberapa fase tektonik, F1 (fase 1) berlangsung pada Eosen-Oligosen, F2 (fase 2) berlangsung pada Miosen Awal-Miosen Tengah, dan F3 (fase 3) berlangsung pada kala Miosen Tengah-Resen. Fase sebelum F1 disebut sebagai fase 0 (F0) yang berlangsung pada Pra Tersier.





Gambar 3.5 Perkembangan Fase Tektonik Tersier Cekungan Sumatera (Heidrick dan Aulia, 1993)

3.3.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah

Stratigrafi regional Cekungan Sumatra 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.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di lapangan SPR Langgak yang sering mengalami problem di pipa pendistribusian *crude oil* disebabkan oleh aliran minyak yang mengecil, sehingga dapat menurunkan proses produksi *crude oil*. Problematika yang sering terjadi di lapangan SPR langgak tersebut karena pengaruh *congeal* (minyak beku). Adapun penelitian ini melakukan pemodelan pipa dengan menggunakan simulator OLGA untuk dapat mengetahui posisi dimana minyak beku atau wax mulai mengendap di sepanjang pipa produksi.

4.1 MODUL DEPOSISI WAX OLGA

Modul deposisi wax OLGA adalah modul simulator *steady state* karena waktu proses deposisi wax relatif lambat terhadap waktu proses aktif lainnya di dalam pipa. Modul wax terdiri dari tiga model (RRR, Matzain, dan *Heat Analogy*) yang diimplementasikan untuk prediksi wax dan perhitungan deposisi wax yang telah dibahas pada bagian 2.5. Pada skripsi ini model deposisi wax yang digunakan adalah RRR. Model simulasi RRR menggunakan model point multifasa keadaan *steady state* dan model wax multi-komponen untuk memprediksi penurunan tekanan dan terus-menerus memperkirakan presipitasi wax di sepanjang pipa. Dengan integrasi dalam waktu, efek deposisi wax pada penurunan tekanan dan temperatur dihitung. Deposisi wax diperkirakan dari difusi wax *bulk* ke dinding pipa sebagai akibat dari gradien temperatur serta efek *shear dispersion* (Rygg, Rydahl, dan Rønningsen, 1998). Dan simulasi deposisi wax yang dilakukan dalam penelitian ini menggunakan simulator OLGA versi tahun 2017.

OLGA menerima nilai input dari file tab yang dihasilkan dari PVT *package* tab seperti PVTsim. File tab yang diinput ke OLGA berisi nilai tabulasi dari propertis fluida (densitas, kompresibilitas, viskositas, *surface tension*, entalpi, kapasitas panas, dan konduktivitas termal) pada nilai tekanan dan temperatur (Bendiksen, Maines, Moe, & Nuland, 1991). Semua file tab yang dihasilkan untuk

skripsi ini telah diproduksi menggunakan persamaan *soave redlich kwong peneloux* dari simulator PVTsim *package*. Hasil serupa juga bisa diperoleh dari persamaan *peng robinson* dalam PVTsim *package*.

Modul deposisi *wax* di OLGA lebih lanjut membutuhkan file *wax* dalam format tab yang dihasilkan dari *wax interface* PVTsim. File *wax* ini memberikan informasi pada fraksi *wax* sebagai fungsi dari komponen pembentuk *wax*, temperatur, tekanan dan sifat-sifat fisik termo lainnya dari campuran minyak dan *wax*. Penjelasan tentang prosedur simulasi di simulator PVTsim dan OLGA lebih lanjut akan disajikan pada (Lampiran 3).

4.2 KARAKTERISTIK WAX DAN PEMBUATAN FILE OLGA

Hipotesis fluida dari jenis minyak sampel sumur MY#15 ini diinput ke PVTsim untuk karakterisasi, dimana konsentrasi molar fluida yang dikarakterisasikan diperoleh. Komposisi minyak yang dikarakterisasi dari PVTsim ditunjukkan dalam analisis komposisi pada tabel 4.1. Karakterisasi fraksi C_{7+} menggunakan persamaan EOS *soave redilch kwong Peneloux* yang diperlukan untuk memperoleh sifat kritis komponen i dalam campuran *oil-wax* serta diperlukan untuk *lumping* senyawa berat menjadi komponen pseudo.

Tabel 4.1 Komposisi Fluida yang digunakan untuk simulasi PVTsim dan OLGA

Komponen	Mol %	Mol wt	Liquid Density (g/cm ³)
CO ₂	0,56	44,01	
C ₁	0,67	16,043	
C ₂	0,67	30,07	
C ₃	1,51	44,097	
iC ₄	0,90	58,124	
nC ₄	1,57	58,124	
iC ₅	1,56	72,151	
nC ₅	1,50	72,151	
C ₆	0,35	86,178	0,664

Tabel 4.2 Komposisi Fluida yang digunakan untuk simulasi PVTsim dan OLGA
(Lanjutan)

Komponen	Mol %	Mol wt	Liquid Density (gr/cm ³)
C ₇	4,947	96	0,7633
C ₈	4,681	107	0,7741
C ₉	4,43	121	0,7835
C ₁₀ -C ₁₅	22,018	166,531	0,8096
C ₁₆ -C ₁₉	11,116	242,306	0,8367
C ₂₀ -C ₂₄	10,856	302,468	0,855
C ₂₅ -C ₂₉	8,242	372,026	0,8715
C ₃₀ -C ₃₄	6,257	442,459	0,8852
C ₃₅ -C ₄₁	6,313	524,922	0,8988
C ₄₂ -C ₄₉	4,782	628,964	0,9132
C ₅₀ -C ₆₀	3,924	758,333	0,9282
C ₆₁ -C ₈₀	3,145	957,858	0,947

Komponen pseudo antara C₁₀ hingga C₈₀ hadir sebagai komponen campuran seperti yang diungkapkan oleh analisis komposisi tabel 4.1. Nilai densitas dari komposisi minyak menunjukkan sifat parafin yang berkecenderungan terjadinya pengendapan wax saat temperatur dibawah WAT. *Pipeline* dipertimbangkan lebih lanjut untuk tantangan potensial karena sifat minyak dan analisis dari PVTsim memprediksi WAT 46,97 °C dengan jumlah kandungan wax 11,093% dalam *stock tank oil*.

Perhitungan P-T *flash* untuk menentukan berbagai fasa yang ada dalam campuran disimulasikan pada kondisi standar seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.2. Demikian pula fasa *extended* dari perhitungan P-T *flash* diperoleh seperti yang ditunjukkan tabel 4.3, tabel 4.2 dan tabel 4.3 menunjukkan bahwa C₁₀, C₂₀-C₂₄ dan C₂₅-C₂₉ fraksi plus sebagai fraksi berat yang mendominasi dalam campuran. Fraksi C₅₀-C₆₀ yang diperoleh dengan persen molar rendah menunjukkan kontribusi minimum dalam fasa wax. Ini dengan benar mengkonfirmasi karya eksperimental Pedersen *et al* (2007) bahwa senyawa C₅₀₊ tidak berpengaruh besar pada

pembentukan wax dalam produksi minyak dan gas. Sifat perhitungan P-T *flash* fasa minyak dan wax ditunjukkan pada tabel 4.4.

Tabel 4.3 P-T *Flash* Komposisi Minyak mol% pada 1.013 bar, 15 °C

	Total	Vapor	Liquid	Wax
CO ₂	0,56	21,768	0,347	0
C ₁	0,67	44,384	0,214	0
C ₂	0,67	15,49	0,531	0
C ₃	1,51	10,643	1,464	0
iC ₄	0,90	2,607	0,913	0
nC ₄	1,57	2,992	1,611	0
iC ₅	1,56	1,107	1,621	0
nC ₅	1,50	0,769	1,562	0
C ₆	0,35	0,051	0,336	0
C ₇	4,947	0,124	5,173	0,082
C ₈	4,681	0,047	4,896	0,094
C ₉	4,43	0,015	4,633	0,119
C ₁₀	76,652	0,002	76,668	99,705
C ₁₀ Molwt	362,5	166,7	360,9	397,7

Tabel 4.4 *Extended* P-T *Flash* Komposisi mol% pada 1,013 bar, 15 °C

	Total	Vapor	Liquid	Wax
CO ₂	0,56	21,768	0,347	0
C ₁	0,67	44,384	0,214	0
C ₂	0,67	15,49	0,531	0
C ₃	1,51	10,643	1,464	0
iC ₄	0,90	2,607	0,913	0
nC ₄	1,57	2,992	1,611	0
iC ₅	1,56	1,107	1,621	0

Tabel 4.5 *Extended P-T Flash* Komposisi mol% pada 1,013 bar, 15 °C (Lanjutan)

	Total	Vapour	Liquid	Wax
nC ₅	1,50	0,769	1,562	0
C ₆	0,35	0,051	0,336	0
C ₇	4,947	0,124	5,173	0,082
C ₈	4,681	0,047	4,896	0,094
C ₉	4,43	0,015	4,633	0,119
C ₁₀ -C ₁₅	22,018	0,002	22,992	1,51
C ₁₆ -C ₁₉	11,116	0	11,478	4,383
C ₂₀ -C ₂₄	10,856	0	10,56	22,464
C ₂₅ -C ₂₉	8,242	0	7,528	30,729
C ₃₀ -C ₃₄	6,257	0	5,803	20,883
C ₃₅ -C ₄₁	6,313	0	6,077	14,855
C ₄₂ -C ₄₉	4,782	0	4,833	4,817
C ₅₀ -C ₆₀	3,924	0	4,105	0,063
C ₆₁ -C ₈₀	3,145	0	3,292	0

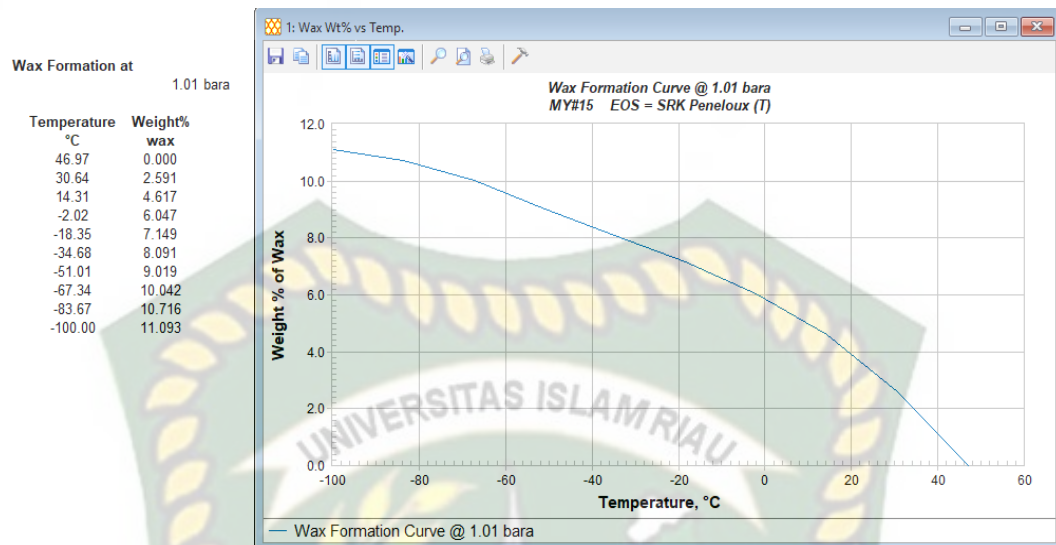
Tabel 4.6 *P-T Flash* Sifat Minyak pada 1,013 bar, 15 °C

	Total	Vapor	Liquid	Wax	Units
<i>Mole%</i>	100	1,05	95,54	3,42	
<i>Weight%</i>	100	0,11	95,35	4,55	
<i>Volume</i>	588,89	23580,51	341,68	448,06	cm ³ /mol
<i>Volume%</i>	100	41,97	55,43	2,6	
<i>Density</i>	0,5063	0,0013	0,8709	0,8858	g/cm ³
<i>Z Factor</i>	0,0248	0,994	0,0144	0,0189	
<i>Molecular Weight</i>	298,16	30,9	297,56	396,88	

Tabel 4.7 P-T Flash Sifat Minyak pada 1,013 bar, 15 °C (Lanjutan)

	Total	Vapour	Liquid	Wax	Units
<i>Enthalpy</i>	-91483,9	648	-88593,1	-200620	J/mol
<i>Entropy</i>	-144,51	15,07	-136,31	-423,02	J/mol C
<i>Heat Capacity</i> (C_p)	575,73	47,16	574,49	772,71	J/mol C
<i>Heat Capacity</i> (C_v)		38,64	455,29		J/mol C
<i>Kappa</i> (C_p/C_v)		1,221	1,262		
<i>JT Coefficient</i>		0,9297	-0,0459		°C/bar
<i>Velocity of Sound</i>		305,8	1674,3		m/s
<i>Viscosity</i>		0,0109	168,9926		cP
<i>Thermal Conductivity</i>		23,591	136,478	200	mW/m C
<i>Surface Tension</i>		24,145	24,145		mN/m
WAT				46,97	°C
Wax in STO	11,093				Weight %
<i>Volume, Enthalpy, C_p and C_v adalah per mole phase</i>					

Wax dalam STO adalah persen berat wax yang diendapkan dari stock tank oil didinginkan hingga 223,15 K/ -50,15 °C, stock tank oil adalah minyak yang diperoleh dari komposisi fluida pada 15 °C dan 1,013 bara (Caslep, PVTsim). Kurva wax formation lebih lanjut diperoleh dari PVTsim seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.1.

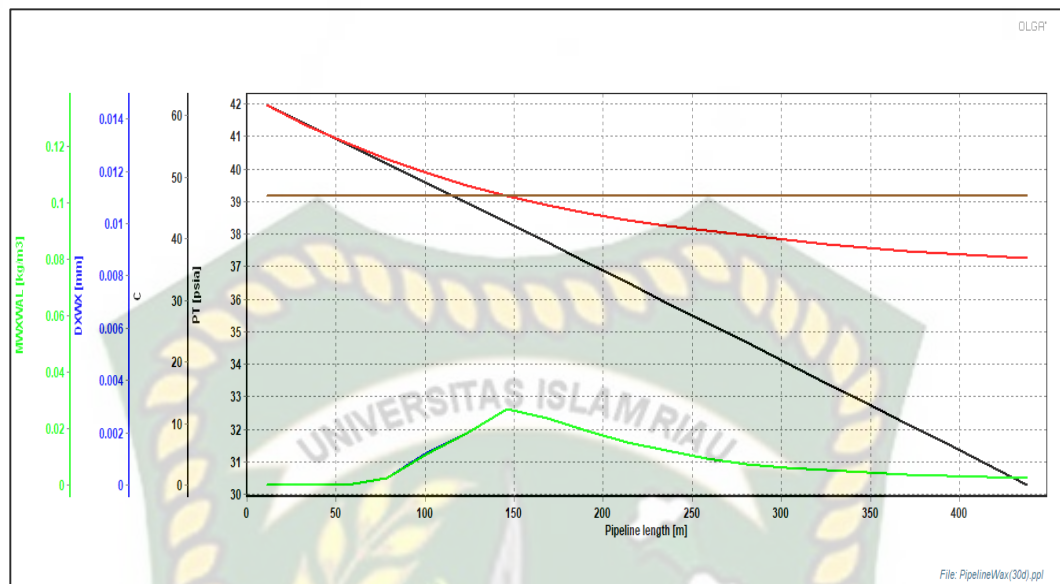


Gambar 4.1 Kurva Wax Formation

Data yang ada pada kurva wax formation gambar 4.1 di atas selanjutnya digunakan sebagai referensi untuk memprediksi lokasi pembentukan endapan wax dengan menggunakan simulasi OLGA. Data tersebut tersimpan dalam file PVTsim dengan format OLGA wax yang selanjutnya akan digunakan untuk simulasi.

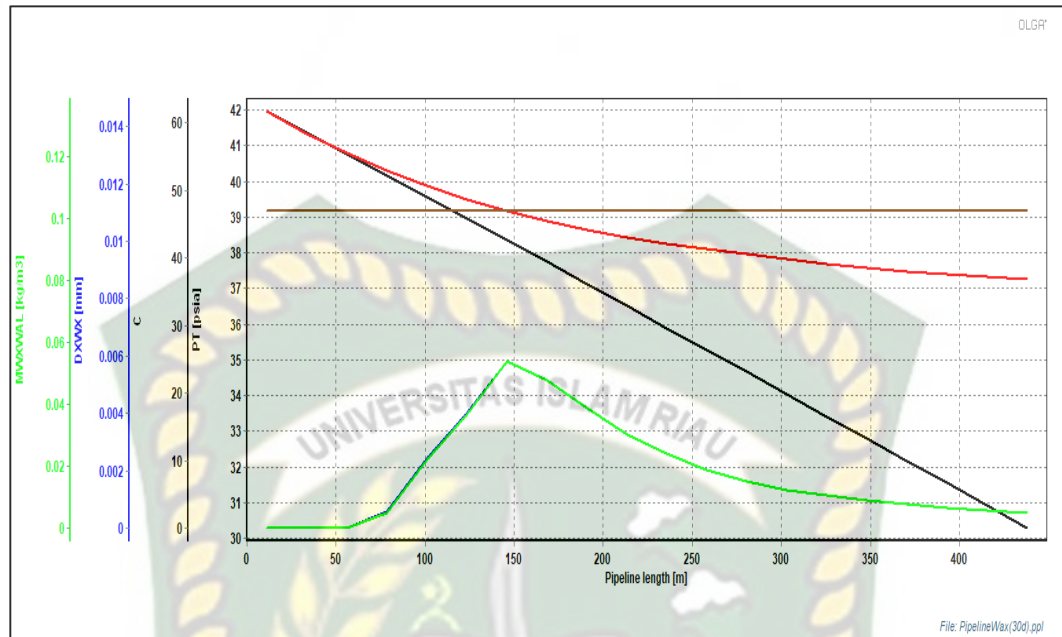
4.3 SIMULASI PEMODELAN WAX DEPOSISI

Berdasarkan modeling yang sudah dilakukan, parameter yang berpengaruh terhadap terjadinya pengendapan wax di pipa distribusi aliran adalah tekanan, temperatur, dan kondisi temperatur lingkungan (*ambient temperature*). Simulasi dilakukan terhadap sumur MY#15 pada laju alir 480 bpd untuk beberapa periode waktu (6, 12, 18, 24 dan 30 hari). Dengan temperatur inlet 65,55 °C sementara temperatur dan tekanan outlet 31,1 °C dan 30 psi pada kondisi temperatur lingkungan 32 °C (cuaca normal). Gambar-gambar di bawah ini merupakan hasil grafik dari modeling yang akan dijelaskan sebagai berikut:



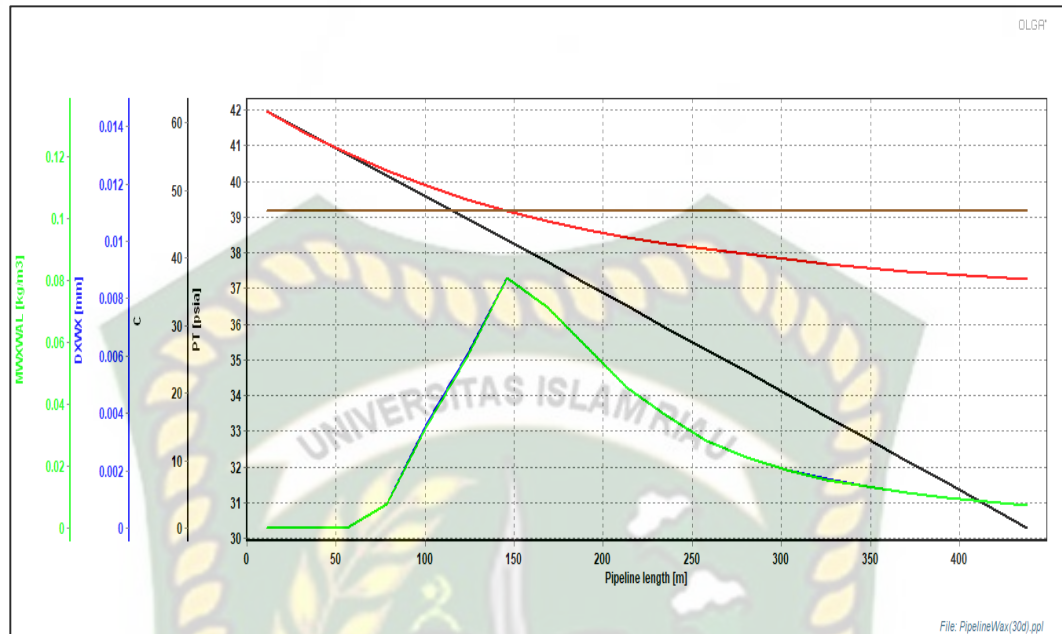
Gambar 4.2 Ketebalan wax setelah 6 hari pada laju alir 480 bpd

Gambar 4.2 menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, dan ketebalan wax, WAT, dan spesifik massa wax di dinding setelah 6 hari simulasi. Pada hulu (sebelah kiri) pipa dapat dilihat wax tidak mengendap dari fluida karena temperatur fluida berada di atas WAT. Ketika temperatur fluida menurun hingga 54,60 °C deposisi wax mulai terbentuk pada jarak 64,39 m. Ketebalan wax meningkat dengan cepat saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C. Ketebalan wax tersebut dapat mencapai 0,0029 mm pada jarak 146,7 m. Dan dapat dilihat spesifik massa wax di dinding menunjukkan hubungan yang sebanding dengan ketebalan wax yang berpotensi digunakan untuk menggambarkan kinerja wax pada pipa (Ajayi, 2013). Lebih jauh ke hilir (sebelah kanan) pipa, ketebalan wax dan spesifik massa wax di dinding secara bertahap berkurang dengan penurunan temperatur fluida hingga 36,7 °C. Ketebalan deposisi wax terus menurun karena gradien temperatur antara dinding internal pipa minyak dan pusat penampang aliran secara bertahap menurun dengan semakin jauh jarak pipa (Jung, Lee, & Lim, 2014).



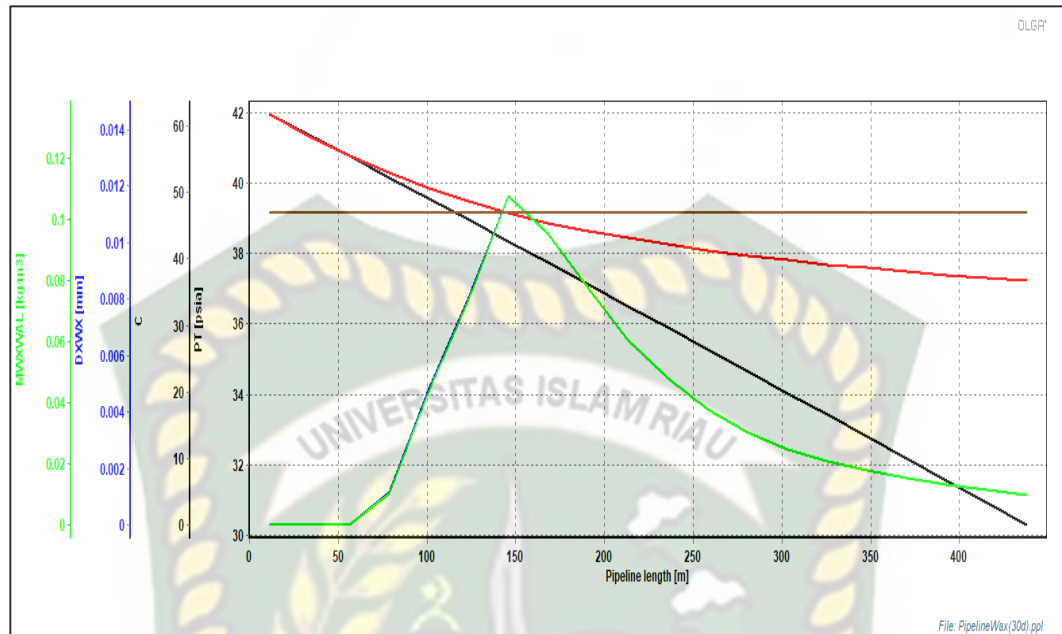
Gambar 4.3 Ketebalan wax setelah 12 hari pada laju alir 480 bpd

Gambar 4.3 menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, dan ketebalan wax, WAT, dan spesifik massa wax di dinding setelah 12 hari simulasi. Pada hulu (sebelah kiri) pipa dapat dilihat wax tidak mengendap dari fluida karena temperatur fluida berada di atas WAT. Ketika temperatur fluida menurun hingga 55,06 °C deposisi wax mulai terbentuk pada jarak 60,42 m. Ketebalan wax meningkat dengan cepat saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C. Ketebalan wax tersebut dapat mencapai 0,0057 mm pada jarak 145,8 m. Lebih jauh ke hilir (sebelah kanan) pipa, ketebalan wax dan spesifik massa wax di dinding secara bertahap berkurang dengan penurunan temperatur fluida hingga 36,7 °C.



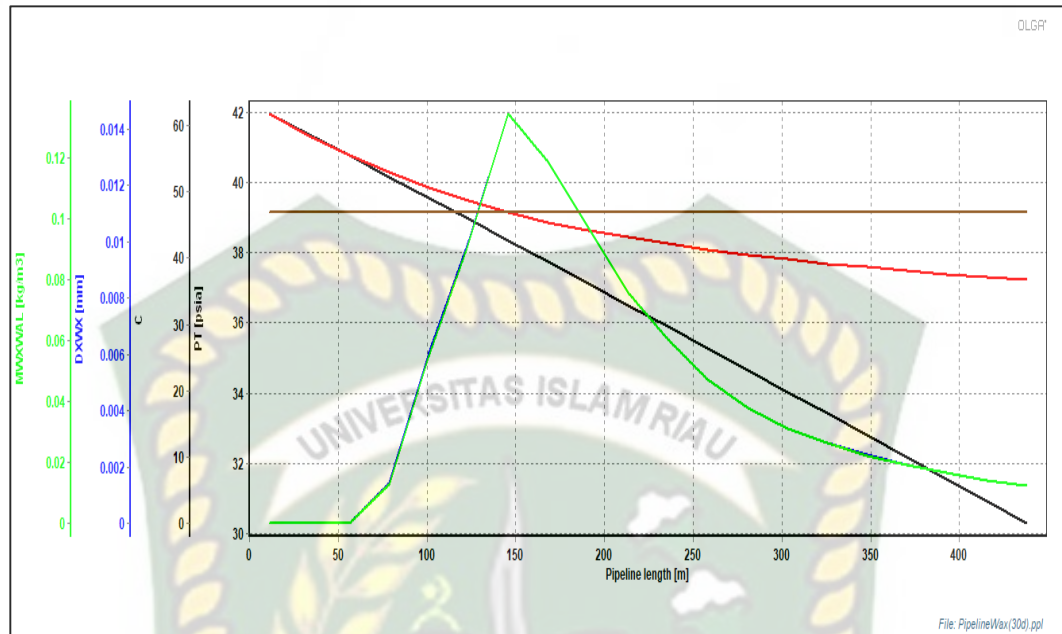
Gambar 4.4 Ketebalan wax setelah 18 hari pada laju alir 480 bpd

Gambar 4.4 di bawah ini menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, dan ketebalan wax, WAT, dan spesifik massa wax di dinding setelah 18 hari simulasi. Pada hulu (sebelah kiri) pipa dapat dilihat wax tidak mengendap dari fluida karena temperatur fluida berada di atas WAT. Ketika temperatur fluida menurun hingga 55,21 °C deposisi wax mulai terbentuk pada jarak 59,10 m. Ketebalan wax meningkat dengan cepat saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C. Ketebalan wax tersebut dapat mencapai 0,0087 mm pada jarak 145,8 m. Lebih jauh ke hilir (sebelah kanan) pipa, ketebalan wax dan spesifik massa wax di dinding secara bertahap berkurang dengan penurunan temperatur fluida hingga 36,7 °C.



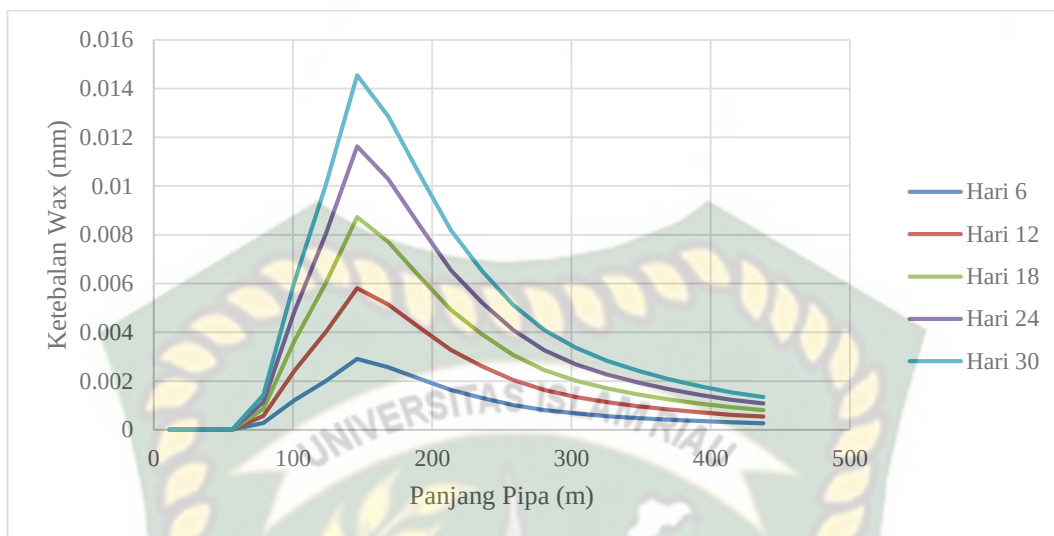
Gambar 4.5 Ketebalan wax setelah 24 hari pada laju alir 480 bpd

Gambar 4.5 menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, dan ketebalan wax, WAT, dan spesifik massa wax di dinding setelah 24 hari simulasi. Pada hulu (sebelah kiri) pipa dapat dilihat wax tidak mengendap dari fluida karena temperatur fluida berada di atas WAT. Ketika temperatur fluida menurun hingga 55,26 °C deposisi wax mulai terbentuk pada jarak 58,66 m. Ketebalan wax meningkat dengan cepat saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C. Ketebalan wax tersebut dapat mencapai 0,0114 mm pada jarak 145,8 m. Lebih jauh ke hilir (sebelah kanan) pipa, ketebalan wax dan spesifik massa wax di dinding secara bertahap berkurang dengan penurunan temperatur fluida hingga 36,7 °C.



Gambar 4.6 Ketebalan wax setelah 30 hari pada laju alir 480 bpd

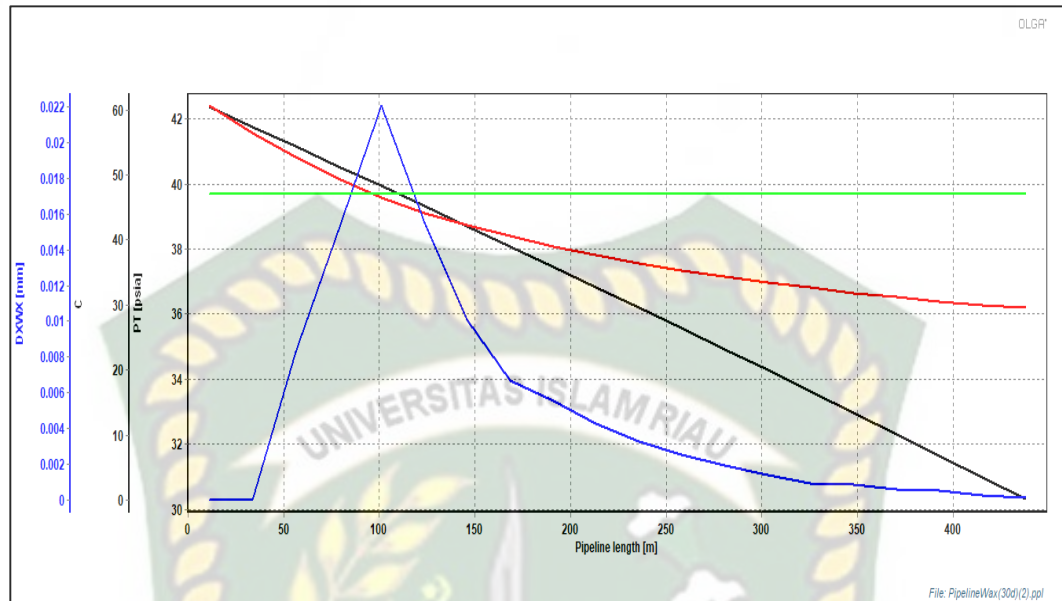
Gambar 4.6 menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, dan ketebalan wax, WAT, dan spesifik massa wax di dinding setelah 30 hari simulasi. Pada hulu (sebelah kiri) pipa dapat dilihat wax tidak mengendap dari fluida karena temperatur fluida berada di atas WAT. Ketika temperatur fluida menurun hingga 55,31 °C deposisi wax mulai terbentuk pada jarak 58,22 m. Ketebalan wax meningkat dengan cepat saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C. Ketebalan wax tersebut dapat mencapai 0,0145 mm pada jarak 145,8 m. Lebih jauh ke hilir (sebelah kanan) pipa, ketebalan wax dan spesifik massa wax di dinding secara bertahap berkurang dengan penurunan temperatur fluida hingga 36,7 °C.



Gambar 4.7 Ketebalan wax untuk beberapa variasi waktu

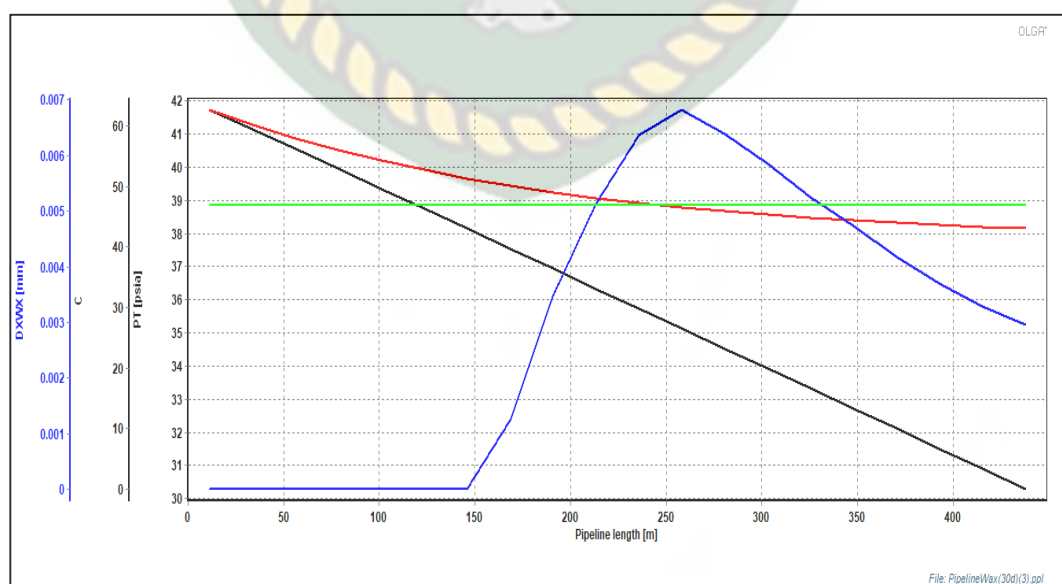
Gambar 4.7 menunjukkan profil pengendapan wax setelah beberapa periode waktu simulasi. Laju pengendapan akan terus meningkat seiring berjalannya waktu. Pada gambar dapat dilihat laju deposisi wax sangat besar pada titik 150 m dengan ketebalan wax 0,0029 mm setelah 6 hari simulasi, 0,0057 mm setelah 12 hari simulasi, 0,0087 mm setelah 18 hari simulasi, 0,0114 mm setelah 24 hari simulasi dan 0,0145 mm setelah 30 hari simulasi. Kemudian secara perlahan melambat ketika semakin banyak wax yang terdeposisi di permukaan pipa. Ketebalan lapisan wax di permukaan pipa meningkat ini bertindak seolah-olah sebagai isolasi pipa. Dengan adanya “isolasi” ini akan menurunkan kemampuan wax untuk membentuk kristal wax lebih jauh lagi (Ahmed, 2007). Ketebalan wax hanya meningkat di titik 150 dan seterusnya menurun karena pengaruh dari volume wax-nya yang hanya 11,093%.

Kemudian simulasi dilakukan terhadap sumur MY#15 pada laju alir 480 bpd. Dengan temperatur inlet 65,55 °C, sementara temperatur dan tekanan outlet 31,1 °C dan 30 psi pada kondisi temperatur lingkungan 22 °C (cuaca hujan) dan 39,75 °C (cuaca panas). Gambar-gambar di bawah ini merupakan hasil grafik dari modeling yang akan dijelaskan sebagai berikut:



Gambar 4.8 Ketebalan wax pada saat kondisi hujan

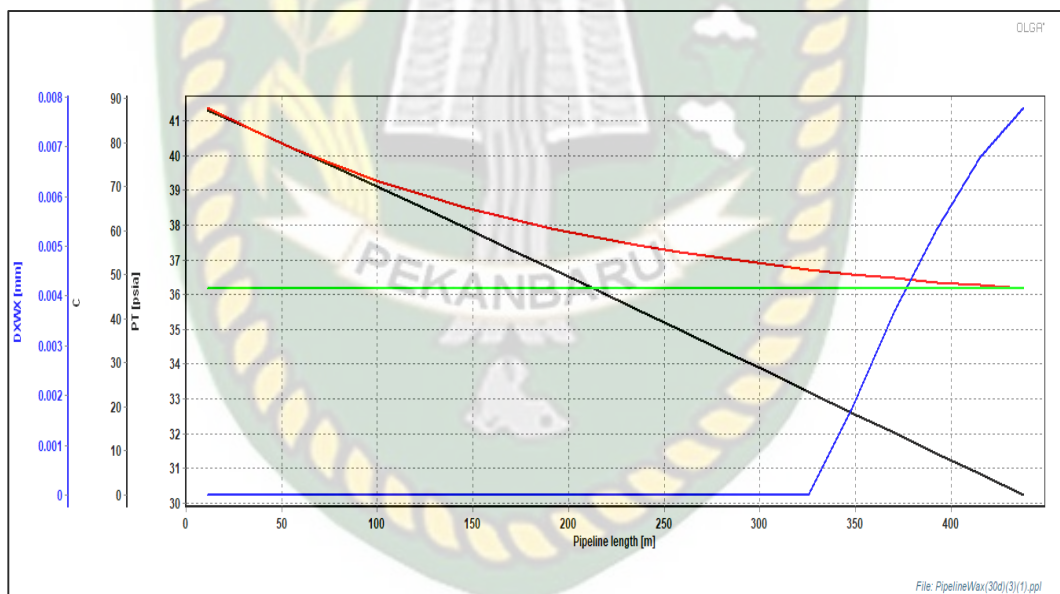
Gambar 4.8 menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, ketebalan wax, dan WAT pada saat kondisi hujan setelah 30 hari simulasi. Ketika temperatur fluida menurun hingga 56,36 °C deposisi wax mulai terbentuk dengan ketebalan wax 0,00015 mm pada jarak 34 m. Ketebalan wax tersebut dapat mencapai 0,022 mm pada jarak 100,6 m saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C.



Gambar 4.9 Ketebalan wax pada saat kondisi panas

Gambar 4.9 menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m. Profil dalam gambar meliputi temperatur fluida, tekanan fluida, ketebalan wax, dan WAT pada saat kondisi panas setelah 30 hari simulasi. Ketika temperatur fluida menurun hingga 51,27 °C deposisi wax mulai terbentuk dengan ketebalan wax 0,000100 mm pada jarak 147,7 m. Ketebalan wax tersebut mencapai 0,0068 mm pada jarak 257,99 m saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C.

Simulasi juga dilakukan terhadap sumur MY#15 pada laju alir 548,12 bpd. Dengan menaikkan temperatur inlet 93,33 °C, sementara temperatur dan tekanan outlet 57 °C dan 30 psi pada kondisi temperatur lingkungan 39,75 °C (cuaca panas). Gambar di bawah ini merupakan hasil grafik dari modeling yang akan dijelaskan sebagai berikut:



Gambar 4.10 Ketebalan wax pada saat temperatur inlet dinaikkan

Gambar 4.10 ini menunjukkan profil pengendapan wax di lokasi pada pipa aliran 449 m setelah 30 hari simulasi. Ketika temperatur fluida menurun hingga 51,16 °C deposisi wax mulai terbentuk pada titik 326,99 m dengan ketebalan wax 0,000113 mm. Ketebalan wax tersebut mencapai 0,0078 mm pada jarak 437,77 m saat temperatur fluida menurun hingga di bawah WAT 46,97 °C.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan dan pembahasan pada bab sebelumnya, maka penulis dapat menarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Parameter yang berpengaruh terhadap terjadinya pengendapan wax di jaringan pipa adalah temperatur fluida menurun di bawah WAT 46,97 °C dan kondisi temperatur lingkungan normal 32 °C, hujan 22 °C dan panas 39,75 °C.
2. Posisi mulai terbentuknya pengendapan wax pada kondisi normal dengan temperatur lingkungan 32 °C adalah 58,22 m, pada kondisi hujan dengan temperatur lingkungan 22 °C adalah 34 m, dan pada kondisi panas dengan temperatur lingkungan 39,75 °C adalah 147,7 m.

5.2 SARAN

Untuk peneliti/pembaca selanjutnya:

Perlu dilakukan PVT lab test untuk lapangan Langgak karena properties komposisi fluida dari hasil karakterisasi perangkat lunak PVTsim sudah berubah.

Untuk industri:

Dari hasil modeling yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa mitigasi yang dapat mencegah terjadinya pengendapan wax adalah dengan melakukan pemanasan atau pemasangan *heater*, sehingga temperatur fluida tetap terjaga di atas WAT dan diharapkan tidak terjadinya *congeal* (minyak beku) di awal-awal jaringan pipa *crude oil*. Mitigasi juga dapat dilakukan dengan menginjeksikan *chemical* berupa PPD ataupun peroksida.

DAFTAR PUSTAKA

- A, W., Ahmed, A. F., Mansoure, M. E., & Altheory, A. (2018). Optimizing Pigging Frequency for dewaxing of Crude Oil Pipelines. *Internasional Journal of Engineering Science Paradigms and Researches (IJESPR)*, 47(02), 1–8.
- Abdurrahman, M. B. D., Hidayat, F., Husna, U. Z., & Pangaribuan, L. (2018). Possibility of Wax Control Techniques in Indonesian Oil Fields. In *AIP Conference Proceedings* (pp. 020001-1-020001-6). AIP Publishing. <https://doi.org/10.1063/1.5028059>
- Ahmed, T. H. (2007). *Equations of State and PVT Analysis: Application for Improved Modeling Reservoir*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Ajayi, O. E. (2013). *Modelling of Controlled Wax Deposition and Loosening in Oil and Gas Production Systems*. Norwegian University of Science and Technology.
- Bendiksen, K. H., Maines, D., Moe, R., & Nuland, S. (1991). The Dynamic Two-Fluid Model OLGA : Theory and Application. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/doi:10.2118/19451-PA>
- Calsep, *PVTsim 20 Method Documentation*.
- Chala, G. T., Sulaiman, S. A., & Japper-jaafar, A. (2017). Flow Star-up and Transportation of Waxy Crude Oil in Pipelines-A review. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2017.11.008>
- Elhadi, M. A. Y., & Siddig, M. H. (2010). The Effect of Thermal and Chemicl Treatments on The Restart of The GNPOC Crude-Oil Pipeline (Waxy Crude). *Sudan Engineering Society Journal*, 56(55), 9–16.
- Giacchetta, G., Marchetti, B., Leporini, M., Terenzi, A., Acqua, D. D., Capece, L., & Grifoni, R. C. (2018). Pipeline Wax Deposition Modeling: A Sensitivity Study on Two Commercial Software. *Petroleum*. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.12.007>
- González, D., Stanko, M., & Golan, M. (2018). Numerical Feasibility Study of a Wax Cold Flow Approach for Subsea Tie-In Flowlines Using a 1D

- Mechanistic Multiphase Flow Simulator. *Engineering*, 10(3), 109–123. <https://doi.org/10.4236/eng.2018.103008>
- Hidayat, F., & Abdurrahman, M. (2018). A Prospective Method to Increase Oil Recovery in Waxy-Shallow Reservoir. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 306(1), 012040. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/306/1/012040>
- Huang, Z., Zheng, S., & Fogler, H. S. (2015). *Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices*. (A. Y. Dandekar, Ed.). London, New York: Taylor & Francis Group.
- Jung, S., Lee, D., & Lim, J. (2014). A Simulation Study of Wax Deposition in Subsea Oil Production System. In *International Ocean and Polar Engineering Conference* (Vol. 3, pp. 25–30). Busan, Korea: Internasional Society of Offshore and Polar Engineers (ISOPE).
- Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia (2015). *Proses Produksi Migas Vol 2: Teknik Produksi Migas*.
- Kurnianto, M., & Prasetyo, A. (2018). Prediksi Kedalaman Terbentuknya Wax Pada Sumur X Lapangan Y. *Jurnal Petro* 18, VII(2), 65–72. Retrieved from <http://trijurnal.lemlit.trisakti.ac.id/index.php/petro>
- Labes-carrier, C., Rønningsen, H. P., Kolnes, J., & Leporcher, E. (2002). Wax Deposition in North Sea Gas Condensate and Oil Systems : Comparison Between Operational Experience and Model Prediction. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/doi:10.2118/77573-MS>
- Lee, H. S. (2008). *Computational and Rheological Study of Wax Deposition and Gelation in Subsea Pipelines*. University of Michigan.
- Manajemen SPR Langgak. (2018). *Data SPR Langgak Bersifat Rahasia*.
- Nazar, A. R. S., Dabir, B., & Islam, M. . (2001). Measurement and Modeling of Wax Deposition in Crude Oil Pipelines. *Society of Petroleum Engineers*, 1–7. <https://doi.org/10.2118/69425-MS>
- OLGA. (2017). *User Manual, Dynamic Multiphase Flow Simulator*. SPT Group, Schlumberger.
- Rahman, S. M. S., & Chacko, S. (2013). Improved Paraffin-Deposition-Profile

- Estimation in Hydrocarbon Pipelines and Effective Mitigation Review. *Society of Petroleum Engineers*, 78–85. <https://doi.org/doi:10.2118/165933-PA>
- Rahmawati, L. (2014). Pengelolaan Sumber Daya Migas Perspektif Islam. *Al-Qanun: Jurnal Pemikiran Dan Pembaharuan Hukum Islam*, 17(1), 104–129.
- Rygg, O. B., Rydahl, A. K., & Ronningsen, H. P. (1998) Wax Deposition in Offshore Pipeline Systems. United Kingdom. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20042386>.
- Sadafule, S., & Patil, K. D. (2014). Study on Effect of Insulation Design on Thermal-Hydraulic Analysis : An Important Aspect in Subsea Pipeline Designing. *Journal of Petroleum Engineering and Technology*, 4(1).
- Theyab, M. A. (2018). Wax Deposition Proess: Mechanisms, Affeting Fators and Mitigation Methods. *Open Acces Journal of Science*, 2(2), 109–115. <https://doi.org/10.15406/oajs.2018.02.00054>
- Theyab, M. A., & Yahya, S. Y. (2018). Introduction to Wax Deposition. *Internasional Journal of Petrochemistry and Research*, 2(1), 126–131. <https://doi.org/10.18689/ijpr-1000122>
- Theyab, M., & Diaz, P. (2017). An Experimental and Simulation Study of Wax Deposition in Hydrocarbon Pipeline. *Global Journal of Engineering Science and Researches*, 4(7), 27–40. <https://doi.org/10.5281/zenodo.821334>
- Tran, N. C., Tran, N. H., Ly, D. V, & Tran, N. T. (2015). A Simulating Application of Well Production Allocation to Optimize Wax Formation and Pigging Frequency in Subsea Pipeline for a Gas-Condensate Field. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/doi:10.2118/176333-MS>
- Venkatesan, R., & Creek, J. L. (2007). Wax Deposition During Production Operations: SOTA. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/18798-MS>