

**OPTIMASI PRODUKSI SUMUR J#61, J#71 DAN J#16 YANG
BERTEMPERATUR RENDAH PADA LAPANGAN JS
DENGAN CARA MENGINJEKSIKAN AIR PANAS MELALUI
ANNULUS**

TUGAS AKHIR

*Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar
Sarjana Teknik*

Oleh

**JETRO
133210695**



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

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Jetro
NPM : 133210695
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Optimasi Produksi Sumur J#61, J#71 Dan J#16 Yang Bertemperatur Rendah Pada Lapangan JS Dengan Cara Menginjeksikan Air Panas Melalui Annulus

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

DEWAN PENGUJI :

Pembimbing : Novia Rita, ST. MT (.....)

Penguji I : Richa Melysa, ST. MT (.....)

Penguji II : Idham Khalid, ST. MT (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 20 April 2020

Disahkan Oleh :

DEKAN
FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. Eng. Muslim, ST., MT

Novia Rita, 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 saya peroleh.

Pekanbaru, 22 Juli 2019

JETRO
133210695

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan penelitian ini. Penelitian ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Peneliti menyadari bahwa banyak yang telah membantu dan mendorong peneliti untuk menyelesaikan penelitian ini, serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu, peneliti ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Novia Rita ST.MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim MT. selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Bapak dan Ibu Dosen, Staff pengajar di Teknik Perminyakan Fakultas Teknik, terimakasih atas ilmu yang telah diberikan.
4. Keluarga yang memberikan dukungan penuh baik material maupun moral.
5. Istri tercinta Novia Panjaitan, SE. yang selalu memberi semangat dan dukungan kepada saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Teman-teman Teknik Perminyakan angkatan 2013 dan angkatan lainnya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa, semoga Tuhan memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga penelitian ini membawa manfaat.

Pekanbaru, 22 Juli 2019

Penulis

Jetro

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK.....	xiii
<i>ABSTRACT</i>	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metodologi Penelitian	2
1.5 Sistematika Penulisan.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Heavy Oil.....	5
2.2 Viskositas Minyak	5
2.3 Metode Pengurasan Hidrokarbon	13
2.4 Perhitungan Temperatur Formasi	17
2.5 Perhitungan Produksi Setelah Injeksi Air Panas	20
2.6 Pengenalan Dynamometer.....	20

BAB III	TINJAUAN LAPANGAN.....	24
3.1	Sejarah Lapangan Heavy Oil JS	24
3.2	Pembagian Area.....	25
3.3	Struktur Geologi	26
3.4	Karakteristik Reservoir.....	27
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN	28
4.1	Prosedur Injeksi Air Panas Kedalam Sumur Produksi	28
4.2	Analisis Hasil Optimasi Sumur J#61.....	28
4.3	Analisis Hasil Optimasi Sumur J#71.....	32
4.4	Analisis Hasil Optimasi Sumur J#16.....	35
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN.....	39
5.1	Kesimpulan.....	39
5.2	Saran.....	39
DAFTAR PUSTAKA	40
LAMPIRAN I	DATA PENELITIAN	42
LAMPIRAN II	PERHITUNGAN.....	44
LAMPIRAN III	DATA PRODUKSI SETELAH INJEKSI	50

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram alir penelitian Tugas Akhir	3
Gambar 2.1	Grafik Pengaruh p , API, T , R_s dan γ_g terhadap viskositas minyak	6
Gambar 2.2	Grafik korelasi beal's dead oil	6
Gambar 2.3	Chew and Connally viscosity correlation	8
Gambar 2.4	Variasi Uto terhadap temperatur tubing.....	20
Gambar 2.5	Rod loading and the pumping cycle.....	22
Gambar 2.6	Downhole dynamometer card shapes	24
Gambar 3.1	Area pengembangan blok rokan	25
Gambar 3.2	Sejarah produksi minyak lapangan JS dari tahun 1973 – 2016	26
Gambar 3.3	Peta pembagian area lapangan JS	27
Gambar 4.1	Grafik temperature sumur J#61.....	30
Gambar 4.2	Grafik produksi sumur J#61	31
Gambar 4.3	Dyno card sumur J#61	32
Gambar 4.4	Grafik produksi sumur J#61 setelah injeksi	33
Gambar 4.5	Dyno card sumur J#61 setelah injeksi	33
Gambar 4.6	Grafik temperatur sumur J#71	34
Gambar 4.7	Grafik produksi sumur J#71	34
Gambar 4.8	Dyno card sumur J#71	35
Gambar 4.9	Grafik produksi sumur J#71 setelah injeksi	36
Gambar 4.10	Dyno card sumur J#71 setelah injeksi	37
Gambar 4.11	Grafik temperatur sumur J#16	37
Gambar 4.12	Grafik produksi sumur J#16	38
Gambar 4.13	Dyno card sumur J#16	39
Gambar 4.14	Grafik produksi sumur J#16 setelah injeksi	40
Gambar 4.15	Dyno card sumur J#16 setelah injeksi	40

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Perbandingan hasil pengujian dead oil viscosity minyak dengan hasil perhitungan.....	12
Tabel 2.2	Perbandingan hasil pengujian saturated oil viscosity minyak dengan hasil perhitungan	12
Tabel 2.3	Perbandingan nilai viskositas undersaturated oil antara hasil pengukuran dengan hasil perhitungan	13
Tabel 2.4	Karakteristik <i>Heavy Oil</i>	13
Tabel 2.5	Fungsi waktu untuk model radiasi	19
Tabel 4.1	Data Wellhead Temperatur dan Produksi Surrounding Well J#61	31
Tabel 4.2	Data Wellhead Temperatur dan Produksi Surrounding Well J#71	34
Tabel 4.3	Data Wellhead Temperatur dan Produksi Surrounding Well J#16	38

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Data Penelitian.....	49
LAMPIRAN II	Perhitungan.....	51
LAMPIRAN III	Data Produksi Setelah Injeksi.....	58



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

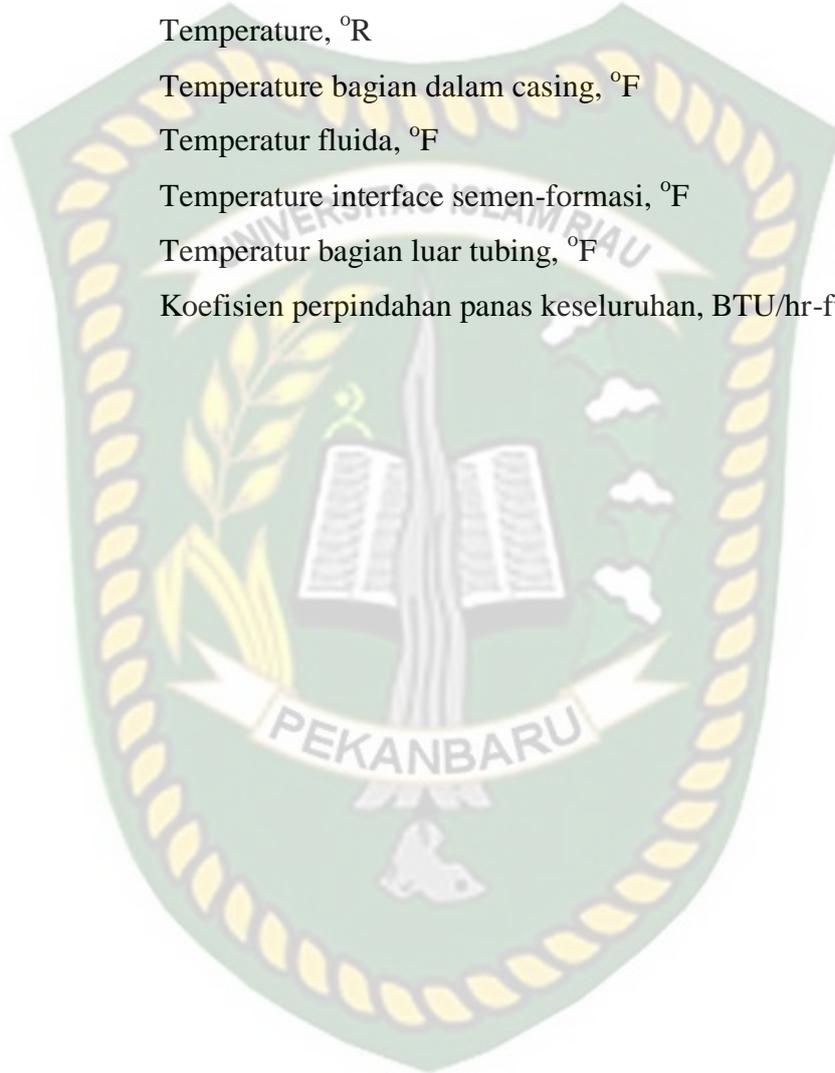
AWT	Automatic Well Test
BOPD	Barrel Oil Per Day
cp	centipoise
EOR	Enhanced Oil Recovery
ft	feet
MBSPD	Million Barrel Steam Per Day
OOIP	Original Oil In Place
psia	Pounds square inch absolute
scf/STB	standard cubic feet/Stock Tank Barrel
SRP	Sucker Rod Pump
SV	Standing Valve
TV	Travelling Valve



DAFTAR SIMBOL

$^{\circ}\text{F}$	Fahrenheit
μ_{od}	Viscosity of Dead Oil, cp
μ_{ob}	Viscosity of oil at bubble point pressure, cp
γ_{g}	Specific gravity of Gas
γ_{o}	Specific gravity of Oil
μ_{o}	Viscosity of oil above the bubble point pressure, cp
ϕ	Porositas, Fraksi
S_{o}	Saturasi Minyak, Fraksi
ρ	Densitas, lbm/ft ³
α	Difusivitas panas bumi, ft ² /hr
A	Luas, ft ²
B_{o}	Faktor volume formasi, RB/STB
C_{o}	Kapasitas panas minyak, BTU/lb- ^o F
C_{r}	Kapasitas panas batuan, BTU/lb- ^o F
C_{w}	Kapasitas panas air, BTU/lb- ^o F
D	Difusivitas panas, ft ² /hr
$f(t)$	Fungsi konduksi panas transien
h	Ketebalan formasi minyak, ft
K	Konduktivitas panas, BTU/hr-ft- ^o F
k_{cem}	Thermal conductivity cement, BTU/hr-ft- ^o F
k_{cas}	Thermal conductivity casing, BTU/hr-ft- ^o F
K_{e}	Konduktivitas panas dari formasi, BTU/hr-ft- ^o F
k_{o}	Permeability minyak, darcy
P	Pressure, psi
P_{b}	Bubble Point Pressure, psi
P_{e}	Tekanan reservoir, psi
P_{w}	Tekanan dasar sumur, psi
q_{o}	Laju alir minyak
Q_{td}	Laju perpindahan panas konduksi, BTU/hr
r_{ci}	Diameter dalam casing, ft
r_{co}	Diameter luar casing, ft

r_e	Radius pengurasan efektif, ft
r_h	Diameter lubang bor, ft
r_{to}	Diameter luar tubing, ft
r_w	Radius sumur, ft
t	Waktu, hr
T	Temperature, °R
T_{ci}	Temperature bagian dalam casing, °F
T_f	Temperatur fluida, °F
T_h	Temperature interface semen-formasi, °F
T_{to}	Temperatur bagian luar tubing, °F
U_{to}	Koefisien perpindahan panas keseluruhan, BTU/hr-ft-°F



OPTIMASI PRODUKSI SUMUR J#61, J#71 DAN J#16 YANG BERTEMPERATUR RENDAH PADA LAPANGAN JS DENGAN CARA MENGINJEKSIKAN AIR PANAS MELALUI ANNULUS

JETRO
133210695

ABSTRAK

Minyak dari lapangan JS tergolong kedalam *heavy oil*, sehingga masalah yang sering terjadi pada sumur J#61, J#71 dan J#16 adalah produksi yang sangat kecil karena minyak sulit mengalir ke lubang sumur yang disebabkan viskositas minyak tinggi. Untuk mengurangi viskositas minyak pada sumur maka diinjeksikan air panas melalui *annulus* sumur produksi. Dengan turunnya nilai viskositas minyak diharapkan produksi minyak akan bertambah.

Metode untuk analisis nilai viskositas minyak adalah menggunakan perhitungan, sementara laju produksi sumur dianalisis menggunakan perhitungan dan juga berdasarkan hasil uji sumur (well testing).

Hasil perhitungan viskositas minyak sumur J#61 setelah dilakukan pemanasan lubang sumur mengalami penurunan dari 157 cp menjadi 29 cp, produksi meningkat dari 6,8 BOPD ke 34 BOPD, kenaikan produksi sumur J#61 berdasarkan perhitungan ini diperkuat dengan hasil pengetesan sumur menggunakan fasilitas AWT yaitu 35,2 BOPD. Hasil perhitungan viskositas minyak sumur J#71 setelah dilakukan pemanasan lubang sumur mengalami penurunan dari 157 cp menjadi 29 cp, produksi meningkat dari 14,4 BOPD ke 58 BOPD, kenaikan produksi sumur J#71 berdasarkan perhitungan ini diperkuat dengan hasil pengetesan sumur menggunakan fasilitas AWT yaitu 56 BOPD. Hasil perhitungan viskositas minyak sumur J#16 setelah dilakukan pemanasan lubang sumur mengalami penurunan dari 157 cp menjadi 29 cp, produksi meningkat dari 4,8 BOPD ke 33 BOPD, kenaikan produksi sumur J#16 berdasarkan perhitungan ini diperkuat dengan hasil pengetesan sumur menggunakan fasilitas AWT yaitu 36,8 BOPD. Dari hasil yang diperoleh dapat dilihat injeksi air panas dapat menurunkan viskositas minyak dan menaikkan produksi minyak.

Kata Kunci : *Heavy Oil*, injeksi air panas, Viskositas

**PRODUCTION OPTIMIZATION IN WELL J#61, J#71 and J#16 WITH
LOW TEMPERATURE IN THE JS FIELD BY INJECTING HOT
WATER THROUGH ANNULUS**

**JETRO
133210695**

ABSTRACT

Oil from JS field is classified into heavy oil, so the problem that often occurs in wells J#61, J#71 and J#16 is very small production because oil is difficult to flow into the wellbore due to high oil viscosity. To reduce the oil viscosity in the well, hot water is injected through the annulus of the production well. With the decline in the value of oil viscosity, oil production is expected to increase. The method for analyzing oil viscosity values using calculations, while the well production rate is analyzed using calculations and also based on the results of well testing.

The results of J#61 well oil viscosity calculation after heating the wellbore decreased from 157 cp to 29 cp, production increased from 6.8 BOPD to 34 BOPD, the increase in J#61 well production based on this calculation was strengthened by the results of well testing using AWT facilities which was 35.2 BOPD. The results of the calculation of J#71 well oil viscosity after heating the wellbore decreased from 157 cp to 29 cp, production increased from 14.4 BOPD to 58 BOPD, the increase in J#71 well production based on this calculation was reinforced by the results of well testing using AWT facilities which was 56 BOPD. The results of J#16 well oil viscosity calculation after heating the wellbore decreased from 157 cp to 29 cp, production increased from 4.8 BOPD to 33 BOPD, the increase in J#16 well production based on this calculation was strengthened by the results of well testing using the AWT facility which was 36.8 BOPD. From the results obtained can be seen hot water injection can reduce oil viscosity and increase oil production.

Key Words : Heavy Oil, Viscosity, BOPD

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pemerintah Indonesia masih memiliki harapan tinggi untuk memulihkan kekuatan sektor minyak, karena negara ini masih memiliki cadangan minyak yang besar, dan permintaan minyak (terutama domestik) yang meningkat. Sementara itu, industri minyak tetap industri yang menguntungkan (walaupun harga telah sangat menurun di 2015) seperti yang dibuktikan oleh angka-angka laba bersih Pertamina. Kendati begitu, akan dibutuhkan usaha-usaha serius dari semua pemangku kepentingan terutama pemerintah Indonesia untuk kembali mencapai kuantitas produksi dan ini merupakan sebuah target ambisius yang masih ditargetkan Pemerintah (Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2017).

Dalam penelitian ini, peneliti akan secara khusus membahas usaha-usaha yang dilakukan untuk mencapai target optimal dalam *lifting* minyak bumi pada lapangan JS dengan karakteristik minyak tergolong *heavy oil* yang memiliki lebih dari 6000 sumur aktif yang terdiri dari sumur *producer*, *injector* dan *observation*.

Jenis pompa yang digunakan pada lapangan JS adalah Sucker Rod Pump (SRP) dengan metode EOR yang digunakan adalah *steam injection*. Pada tugas akhir ini peneliti tertarik untuk menganalisis lebih dalam langkah-langkah apa saja yang diambil untuk meningkatkan produksi di lapangan JS yang telah berproduksi sejak tahun 1958 ini.

Minyak yang dihasilkan dari lapangan JS tergolong minyak berat dengan viskositas 157 cp pada temperatur reservoir 100 °F (I.E.Sisyantoputro, B.T.Gael, L.J.Lederhos, 1993), oleh sebab itu dipilih metode EOR *steam injection* untuk menaikkan temperatur reservoir yang kemudian seiring kenaikan temperatur minyak maka viskositas minyak akan menurun dan memudahkan minyak mengalir menuju sumur produksi (Donaldson, Chilingarian, & Yen, 1989). Namun tidak semua sumur akan terpanasi sesuai target injeksi karena ada beberapa faktor, sehingga sumur yang temperaturnya masih rendah produksi minyaknya tidak akan maksimal.

Dalam penelitian ini peneliti melakukan percobaan penginjeksian air panas yang dihasilkan dari *Gathering Station* menuju ke annulus sumur produksi yang masih bertemperatur rendah dan melihat respon produksi sumur setelah dilakukan stimulasi.

Penelitian ini akan fokus membahas 3 sumur produksi yang berada di lapangan JS, yaitu sumur J#61, J#71 dan J#16. Dimana ketiga sumur tersebut memiliki produksi minyak yang rendah di bandingkan sumur sekitarnya.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan besarnya kenaikan temperatur menggunakan persamaan Willhite dan penurunan viskositas setelah injeksi air panas dilakukan menggunakan persamaan Beggs-Robinson.
2. Mengetahui penambahan produksi minyak setelah injeksi air panas dilakukan menggunakan perhitungan, hasil *Automatic Well Testing* (AWT) dan data dynograph.

1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini membahas metode optimasi produksi pada sumur-sumur dengan temperatur wellhead yang masih rendah atau dingin $< 110^{\circ}\text{F}$ dengan cara menginjeksikan air panas untuk memanasi lubang sumur. Penelitian ini dilakukan pada lapangan *heavy oil* JS pada sumur J#61, J#71 dan J#16. Optimasi produksi dengan metode lain seperti *cyclic steam*, stimulasi *acid*, *solvent treatment* dan masalah keekonomian tidak dibahas dalam penelitian ini.

1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada 3 sumur produksi yang diidentifikasi memiliki temperatur wellhead yang rendah yaitu sumur J#61, J#71 dan J#16 yang ada di lapangan *heavy oil* JS di perusahaan PT. Chevron Pasific Indonesia. Penelitian ini dilakukan menggunakan metode *field research* dengan mengumpulkan data-data lapangan (data primer).



Gambar 1.1 Diagram alir penelitian Tugas Akhir

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan penelitian ini dirangkum dalam beberapa bab, di mana setiap bab menjelaskan bagian – bagian dari penelitian ini.

BAB I : PENDAHULUAN

Menerangkan tentang latar belakang, maksud dan tujuan, batasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB II : TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini menerangkan teori dasar yang mendukung pekerjaan penginjeksian air panas untuk optimasi produksi

BAB III : GAMBARAN LAPANGAN

Bab ini membahas tinjauan umum pada lapangan tempat dilakukan penelitian.

BAB IV : HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Bab ini menerangkan hasil dari pengumpulan data temperatur *wellhead* dan data produksi. Hasil analisis akan memberikan gambaran *opportunity* untuk optimasi produksi.

BAB V : KESIMPULAN DAN SARAN

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Heavy Oil

Heavy oil adalah minyak bumi atau cairan seperti minyak bumi yang terjadi dalam formasi berpori - terutama pasir, tapi bisa juga terdiri dari karbonat yang tidak mudah mengalir ke sumur produksi pada kondisi reservoir dikarenakan kekentalan minyaknya. Pada konferensi UNITAR 1982 di venezuela, beberapa definisi disepakati seperti yang terangkum di bawah ini (Ali, Jones, & Meldau, 1997) :

Tabel 2.4 Karakteristik *Heavy Oil*

Classification	Viscosity (cp at res. Temp)	Density at 15,6 °C (kg/m ³)	API Gravity
Heavy Crude	100 – 10000	943 – 1000	20 – 10
Tar Sand Crude	>10000	1000	<10

Sumber : Konferensi UNITAR (1997)

Minyak ini dibedakan oleh viskositas, densitas dan API Gravity, dengan densitas digunakan hanya jika pengukuran viskositas tidak tersedia (Santos, Loh, Bannwart, & Trevisan, 2014).

Perolehan minyak berat terkendala oleh viskositas minyak sehingga minyak sulit mengalir pada temperature awal reservoir. Pemanasan minyak dengan injeksi fluida panas terbukti dapat meningkatkan mobilitas minyak dan efektivitas produksi. Pemanasan dapat diaplikasikan dengan cara menginjeksikan steam atau air panas ke dalam reservoir (Haynes, Thrasher, Katz, & Eck, 1976)

2.2 Viskositas Minyak

Viskositas merupakan besarnya keengganan fluida untuk mengalir yang merupakan fungsi dari tekanan dan temperatur. Fluida yang berviskositas besar akan sukar untuk mengalir dari pada fluida dengan viskositas yang kecil. Viskositas minyak dipengaruhi oleh tekanan, temperatur dan kelarutan gas (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007).

Viskositas digunakan sebagai koefisien dalam persamaan apa pun yang menggambarkan aliran fluida. Viskositas minyak biasanya menggunakan satuan

centipoise, meskipun unit lain juga digunakan. Viskositas cairan berhubungan langsung dengan jenis dan ukuran molekul yang membentuk cairan. Variasi viskositas cairan dengan struktur molekul tidak diketahui dengan tepat. Pada tekanan di atas titik gelembung, viskositas minyak dalam reservoir menurun hampir secara linier saat tekanan menurun. Pada tekanan yang lebih rendah, molekul-molekul itu terpisah lebih jauh dan oleh karena itu bergerak lebih mudah melewati satu sama lain (McCain, 1990).

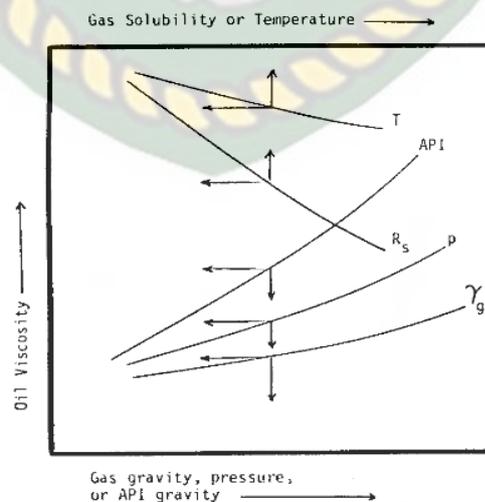
Ketika cadangan minyak habis, penurunan produksi tidak hanya karena tekanan reservoir yang tersedia untuk mendorong minyak ke sumur menurun, tetapi juga karena viskositas minyak telah meningkat (McCain, 1990).

Panas yang diinjeksikan ke dalam reservoir melalui media uap/air akan menurunkan viskositas dan saturasi minyak sisa, serta mobilitas minyak akan bertambah besar. Dengan bertambah kecilnya harga perbandingan mobilitas rasio maka laju aliran minyak akan bertambah besar

Sutton dan Farashad (1986), dan baru-baru ini Khan et al (1987), mengevaluasi dan mempresentasikan tinjauan terhadap korelasi viskositas yang paling banyak digunakan. Berdasarkan pressure, viskositas minyak mentah dapat dikelompokkan menjadi tiga kategori (Ahmed, 1946) :

1. Dead Oil Viscosity

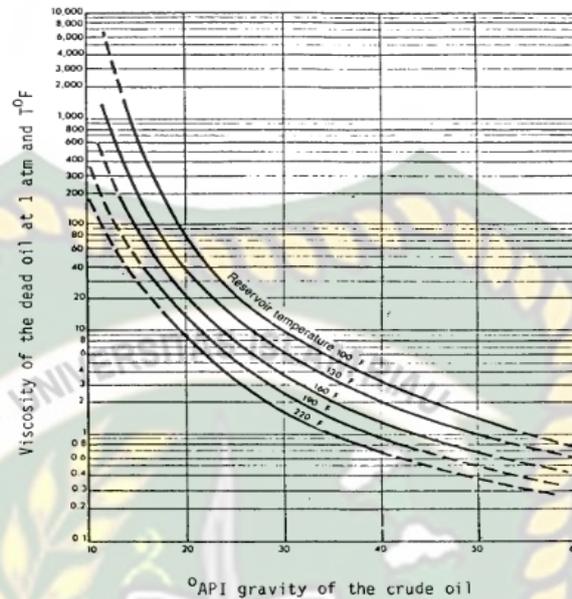
Dead oil viscosity didefinisikan sebagai viskositas minyak mentah pada tekanan atmosfer (tidak ada gas terlarut) dan suhu sistem



Gambar 2.1 Grafik Pengaruh p , API, T , R_s dan γ_g terhadap viskositas minyak (Tarek Ahmad, 1946)

Metode perhitungan viskositas dead oil

a. Beal's Correlation



Gambar 2.2 Grafik korelasi beal's dead oil (Beal, 1946)

Dari total 753 nilai viskositas Dead Oil dengan temperature lebih dari 100 °F, Beal (1946) mengembangkan grafik korelasi untuk menentukan viskositas dead oil sebagai fungsi temperatur dan API gravity dari minyak mentah. Korelasi grafis ini ditunjukkan pada Gambar 2.2. Standing (1981) mengemukakan grafik korelasi yang diajukan dalam hubungan matematis sebagai berikut:

$$\mu_{od} = \left(0,32 + \frac{1,8(10)^7}{API^{4,53}}\right) \left(\frac{360}{T-260}\right)^a \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$a = 10^{\left(0,43 + \frac{8,33}{API}\right)} \quad \dots\dots\dots (2)$$

Dimana :

μ_{od} : viscosity of the dead oil as measured at 14,7 psia and reservoir temperature, cp

T : temperature, °R

Grafik korelasi Beal terdiri dari lima isoterm meliputi rentang suhu dari 100 °F.

b. Beggs-Robinson Correlation

Beggs dan Robinson (1975) mengembangkan korelasi empiris untuk menentukan viskositas dead oil. Korelasi tersebut berasal dari analisis 460

pengukuran viskositas dead oil. Hubungan yang diusulkan dinyatakan secara matematis sebagai berikut:

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad \dots\dots\dots (3)$$

dimana :

$$X = Y(T - 460)^{-1,163} \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$Y = 10^Z \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$Z = 3,0324 - 0,02023^\circ API \quad \dots\dots\dots (6)$$

c. Glaso's Correlation

Glaso (1980) mengusulkan sebuah hubungan matematis yang umum untuk menghitung viskositas Dead Oil. Hubungan tersebut dikembangkan dari pengukuran eksperimental pada 26 sampel minyak mentah. Korelasi tersebut memiliki bentuk sebagai berikut:

$$\mu_{od} = [3,141(10^{10})](T - 460)^{-3,444}[\text{Log}(API)]^a \quad \dots\dots\dots (7)$$

Dimana :

$$a = 10,313[\text{Log}(T - 460)] - 36,447 \quad \dots\dots\dots (8)$$

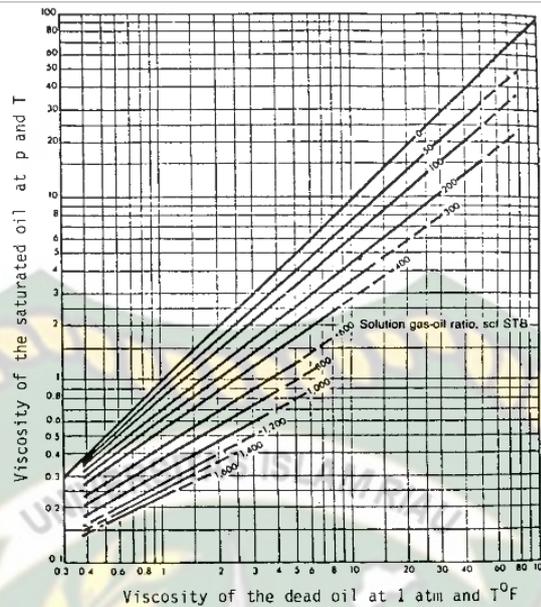
Ekspresi di atas dapat digunakan dalam kisaran 50-300 °F untuk suhu sistem dan 20,1-48,1 °API untuk API minyak mentah.

2. Saturated oil viscosity

Saturated Oil Viscosity didefinisikan sebagai viskositas minyak mentah pada kondisi tekanan reservoir lebih rendah atau sama dengan tekanan bubble-point dan temperatur reservoir.

Metode perhitungan viskositas pada saturated oil

a. Chew-Conally Correlation



Gambar 2.3 Chew and Connally viscosity correlation (Chew and Connally, 1959)

Chew dan Conally (1959) mengemukakan sebuah korelasi dalam bentuk grafik untuk menyesuaikan viskositas dead oil berdasarkan kelarutan gas pada tekanan saturasi minyak tersebut. Korelasinya seperti ditunjukkan pada gambar 2.3, dikembangkan dari 457 sampel minyak mentah. Standing (1981) menampilkan korelasi tersebut dalam bentuk matematik berikut :

$$\mu_{ob} = (10)^a(\mu_{od})^b \dots\dots\dots (9)$$

dengan

$$a = R_s[2,2(10^{-7})R_s - 7,4(10^{-4})] \dots\dots\dots (10)$$

$$b = \frac{0,68}{10^c} + \frac{0,25}{10^d} + \frac{0,062}{10^e} \dots\dots\dots (11)$$

$$c = 8,62(10^{-5})R_s \dots\dots\dots (12)$$

$$d = 1,1(10^{-3})R_s \dots\dots\dots (13)$$

$$e = 3,74(10^{-3})R_s \dots\dots\dots (14)$$

dimana :

μ_{ob} : viscosity of the oil at the bubble-point pressure, cp

μ_{od} : viscosity of the oil at 14,7 psia and reservoir temperature, cp

Data pengembangan Chew and Conally mencakup rentang nilai untuk beberapa variabel berikut:

Pressure, psia : 132 – 5645

- Temperature, °F : 72 – 292
- Gas Solubility, scf/STB : 51 – 3544
- Dead oil viscosity, cp : 0,377 – 50

b. Beggs – Robinson Correlation

Dari 2073 pengukuran viskositas saturated oil, Beggs and Robinson (1975) mengajukan korelasi empiris untuk memperkirakan viskositas saturated oil. Bentuk matematis yang diajukan adalah sebagai berikut :

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \dots\dots\dots (15)$$

dimana,

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515} \dots\dots\dots (16)$$

$$b = 5,44(R_s + 150)^{-0,338} \dots\dots\dots (17)$$

Rentang data yang digunakan untuk mengembangkan persamaan Beggs and Robinson adalah:

- Pressure, psia : 132 – 5265
- Temperature, °F : 70 – 295
- API gravity : 16 – 58
- Gas solubility, scf/STB : 20 – 2070

c. Khan’s Correlation

Berdasarkan data minyak Arab Saudi, Khan (1987) mengajukan persamaan empiris untuk memperkirakan viskositas minyak pada tekanan bubble-point atau dibawah tekanan bubble-point. Total 75 bottom hole sampel dengan 1841 data viskositas dari 62 lapangan digunakan dalam mengembangkan persamaan berikut:

Viskositas pada tekanan sama dengan tekanan bubble-point

$$\mu_{ob} = \frac{0,09(\gamma_g)^{0,5}}{(R_s)^{1/3} \theta r^{4,5} (1-\gamma_o)^3} \dots\dots\dots (18)$$

Viskositas jika tekanan dibawah tekanan bubble-point

$$\mu_b = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b}\right)^{-0,14} EXP(-2,5(10^{-4})(p - p_b)) \dots\dots\dots (19)$$

dimana,

- μ_{ob} : oil viscosity at the bubble-point, cp
- μ_b : oil viscosity below the bubble-point, cp
- θ_s : T/460
- γ_o : specific gravity of the stock tank oil

γ_g : specific gravity of the solution gas

P_b : bubble point pressure, psia

Korelasi yang diajukan Khan dan partner bisa digunakan dalam rentang nilai berikut :

Pressure, psia : 100 – 4315

Temperature, °F : 75 - 240

API gravity : 14,3 – 44,6

Gas solubility, scf/STB : 24 – 1901

3. Undersaturated Oil Viscosity

Undersaturated oil viscosity didefinisikan sebagai viskositas minyak mentah pada kondisi tekanan diatas tekanan bubble-point dan temperatur reservoir.

Metode perhitungan viskositas undersaturated oil

Pada tekanan yang lebih besar dari tekanan bubble-point minyak, penyesuaian lebih lanjut harus dilakukan pada viskositas minyak bubble point, μ_{ob} , untuk memperhitungkan kompresi dan tingkat undersaturasi di reservoir.

a. Beal’s Correlation

Beal (1946) menyajikan grafik korelasi seperti ditunjukkan gambar di bawah untuk memperkirakan viskositas dari undersaturated oil. Korelasi dihasilkan dari analisa 52 viskositas dari 26 sampel minyak mentah. Standing (1981) menampilkan Beal’s chart dalam bentuk matematis berikut :

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0,001(p - p_b) / (0,024\mu_{ob}^{1,6} + 0,038\mu_{ob}^{0,56}) \dots\dots\dots (20)$$

μ_o : viscosity of the undersaturated oil, cp

b. Vasquez – Beggs Correlation

Dari total 3593 data, Vasquez and Beggs (1976) mengajukan persamaan berikut untuk memperkirakan viskositas undersaturated oil :

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \dots\dots\dots (21)$$

dimana,

$$m = 2,6 p^{1,187} 10^a \dots\dots\dots (22)$$

$$a = -3,9(10^{-5})p - 5 \dots\dots\dots (23)$$

Data yang digunakan dalam pengembangan korelasi ini memiliki rentang nilai sebagai berikut :

Pressure, psia	: 141 - 9515
API gravity	: 15,3 – 59,5
Gas solubility, scf/STB	: 9,3 – 2199
Gas gravity	: 0,511 -1351
Viscosity, cp	: 0,117 – 148

c. Khan's Correlation

Dari 1503 data percobaan pada crude oil Arab Saudi, Khan (1987) mengembangkan persamaan berikut untuk menentukan viskositas undersaturated oil :

$$\mu_o = \mu_{ob} \text{EXP}[9,6(10^{-5})(p - p_b)] \dots\dots\dots (24)$$

Secara umum semua korelasi tersebut diatas memberikan hasil yang memuaskan untuk memperkirakan nilai viskositas dari minyak dengan tekanan diatas tekanan saturasi (undersaturated oil)

Berikut perbandingan akurasi setiap persamaan untuk menentukan nilai viskositas dead oil, viskositas saturated oil dan viskositas undersaturated oil dengan hasil pengukuran viskositas 6 jenis minyak pada laboratorium (Ahmed, 2006) :

- Viskositas dead oil

Tabel 2.1 Perbandingan hasil pengujian dead oil viscosity minyak dengan hasil perhitungan

Oil	Measured μ_{od}	Beal's	Beggs-Robinson	Glaso's
1	0,765	0,322	0,568	0,417
2	0,286	0,638	1,02	0,775
3	0,686	0,275	0,493	0,363
4	1,014	0,545	0,917	0,714
5	1,009	0,512	0,829	0,598
6	4,166	4,425	4,246	4,536
% Error		44,90%	17,32%	35,26%

Tabel 2.1 menunjukkan perbandingan nilai viskositas dead oil antara hasil pengukuran dengan hasil perhitungan menggunakan beberapa persamaan. Dari data tersebut hasil persamaan Beggs-Robinson memiliki nilai error yang lebih kecil dibanding persamaan Beal's dan persamaan Glaso's.

- Viskositas saturated oil

Tabel 2.2 Perbandingan hasil pengujian saturated oil viscosity minyak dengan hasil perhitungan

Oil	Measured μ_{ob}	Chew-Connally	Beggs-Robinson
1	0,224	0,313	0,287
2	0,373	0,426	0,377
3	0,221	0,308	0,279
4	0,377	0,311	0,297
5	0,305	0,316	0,3
6	0,95	0,842	0,689
% Error		21%	17%

Dari data tersebut hasil persamaan Beggs-Robinson memiliki nilai error yang lebih kecil dibanding persamaan Chew-Connally.

- Viskositas Undersaturated oil

Tabel 2.3 Perbandingan nilai viskositas undersaturated oil antara hasil pengukuran dengan hasil perhitungan

Oil	Measured μ_o	Beal's	Vasquez-Beggs
1	0,281	0,273	0,303
2	0,45	0,437	0,485
3	0,292	0,275	0,318
4	0,414	0,434	0,472
5	0,396	0,373	0,417
6	1,008	0,945	1,016
% Error		3,80%	7,50%

Tabel 2.3 menunjukkan perbandingan nilai viskositas dead oil antara hasil pengukuran dengan hasil perhitungan menggunakan beberapa persamaan. Dari data tersebut hasil persamaan Beal's memiliki nilai error yang lebih kecil dibanding persamaan Vasquez-Beggs.

2.3 Metode Pengurusan Hidrokarbon

Proses pengurusan hidrokarbon di dalam reservoir terdiri dari tiga tahapan, yaitu primary recovery, secondary recovery dan tertiary recovery. Klasifikasi tersebut bisa dilihat pada gambar berikut.

Primary recovery merupakan proses untuk memproduksi hidrokarbon dengan memanfaatkan energi alami yang terkandung dalam reservoir itu sendiri.

Tahap pertama dari produksi hidrokarbon adalah pada saat energi alami yang ada dalam reservoir bertindak sebagai pendorong hidrokarbon dari batuan reservoir ke lubang sumur sampai akhirnya kepermukaan. Energi alami bisa berupa dorongan dari gas, air, atau bahkan gaya gravitasi yang ada. Awalnya tekanan reservoir yang ada selalu lebih tinggi dari tekanan lubang sumur yang paling bawah.

Perbedaan yang cukup tinggi inilah yang mendorong hidrokarbon ke lubang sumur, akan tetapi dengan bertambah turunnya tekanan reservoir akibat produksi, perbedaan tekanan yang ada sebelumnya juga akan semakin berkurang. Untuk menaikkan perbedaan tekanan yang ada sehingga mampu menaikkan produksi, sangatlah perlu untuk menggunakan sistem pengangkatan buatan (artificial lift system).

Pada tahap secondary recovery dilakukan untuk meningkatkan nilai recovery factor bilamana tingkat produksi sumur tersebut terindikasi menurun, ini dikarenakan hilangnya tekanan setelah primary recovery. Pengangkatan minyak pada tahap ini biasanya dibantu dengan injeksi yang terdiri dari waterflooding dan pressure maintenance. Keduanya bertujuan untuk mempertahankan tekanan reservoir yang telah turun secara alamiah.

Pada tahap tertiary recovery merupakan perolehan lanjut peningkatan laju produksi, ini bisa langsung diterapkan apabila primary recovery dan secondary recovery tidak ekonomis lagi atau bahkan tidak mampu memproduksinya seperti dalam kasus heavy oil. Teknik tertiary digolongkan pada tiga bagian yaitu, thermal, gas dan chemical. Pada penelitian yang saya lakukan ini, difokuskan untuk membahas bagian thermal untuk memperoleh peningkatan produksi lanjut (Naqvi, 2012)

2.3.1 Injeksi Thermal

- a. Injeksi thermal adalah salah satu metode EOR dengan cara menginjeksikan energi panas ke dalam reservoir untuk mengurangi viskositas minyak yang tinggi yang akan menurunkan mobilitas minyak, sehingga akan memperbaiki efisiensi pendesakan dan efisiensi penyapuan (Szasz & Berry, 1965).
- b. Penggunaan proses thermal dalam EOR sangatlah luas, hal ini disebabkan oleh reservoir yang mengandung minyak berat tidak dapat diproduksi secara ekonomis oleh injeksi air atau injeksi gas (Szasz & Thomas, 1965).

- c. Reservoir ini umumnya mengandung minyak dengan API gravity 10 – 20, dengan viskositas pada temperatur reservoir 100 – 10000 cp (Ali et al., 1997).
- d. Kenaikan temperatur mengakibatkan penurunan viscositas yang cukup besar dan inilah yang merupakan dasar dari proses thermal, yaitu dengan cara memberi energi panas pada reservoir agar temperaturnya naik (Harmsen, 2010).

Berikut ini penjelasan mengenai injeksi air panas melalui anullus :

Variabel-variabel yang mempengaruhi injeksi panas (Ali, 1982).

1. Kapasitas panas

Kapasitas panas pada beberapa komponen reservoir harus diketahui untuk menentukan berapa banyak panas yang harus diberikan untuk mencapai temperatur reservoir yang diinginkan. Besarnya kapasitas dari beberapa macam batuan telah diketahui berdasarkan percobaan yang dilakukan Sumerton. Kapasitas panas akan bertambah dengan naiknya temperatur. Marx-langenheim telah mengembangkan sebuah persamaan untuk menghitung besarnya kapasitas panas volumetric dari batuan berpori yang berisi minyak dan air, yaitu :

$$M_v = \emptyset S_o \rho_o C_o + \emptyset S_w C_w + (1 - \emptyset) \rho_r C_r \dots\dots\dots (25)$$

Dimana :

\emptyset : Porositas, Fraksi

S_o : Saturasi Oil, Fraksi

ρ : Densitas, lbm/ft³

C_o : Kapasitas panas minyak, BTU/lb-⁰F

C_w : Kapasitas panas air, BTU/lb-⁰F

C_r : Kapasitas panas batuan, BTU/lb-⁰F

M_v : Kapasitas panas volumetric, BTU/lb-⁰F

Kapasitas panas untuk jenis minyak menurut Farough Ali (1970) dapat diperkirakan dengan menggunakan persamaan berikut :

$$C_o = \frac{0,388+0,00045T}{(0,016 \times \rho_o)^{0,5}} \dots\dots\dots (26)$$

Dimana :

C_o : Kapasitas panas minyak, BTU/lb-⁰F

T : Temperatur, ⁰F

ρ_o : Densitas minyak, gr/cc

2. Konduktivitas panas

Konduktivitas panas merupakan kemampuan dari suatu benda padat untuk mengalirkan 1 BTU energi panas dalam 1 jam melewati area dengan luas 1 ft² pada temperatur 0°F untuk ketebalan 1 ft. Jadi konduktivitas panas adalah sebuah parameter yang menunjukkan kemampuan suatu bahan untuk memindahkan energi panas. Konduktivitas panas dapat dinyatakan dengan rumus :

$$K = \frac{Q_{td}}{A \left(\frac{dt}{dx} \right)} \dots\dots\dots (27)$$

Dimana :

K : Konduktivitas panas, BTU/Jam-ft-⁰F

A : Luas penampang, ft²

Qtd : Laju perpindahan panas konduksi, BTU/Jam

3. Difusivitas panas

Difusivitas panas didefinisikan sebagai perbandingan antara konduktivitas panas dengan hasil kali antara densitas dengan kapasitas panas. Persamaan difusivitas panas dapat dinyatakan dengan rumus :

$$D = \frac{K_h}{M} \dots\dots\dots (28)$$

Dimana :

D : Difusivitas panas, ft²/jam

Kh : konduktivitas panas, BTU/Jam-ft-⁰F

M : Kapasitas panas, BTU/Jam-ft-⁰F

4. Oil gravity dan Viskositas

Fluida yang memiliki viskositas tinggi dan gravity rendah adalah target yang baik untuk metode ini. Oleh karena fungsi utama dari metode ini adalah menurunkan viskositas minyak. Secara spesifik metode ini akan memberikan hasil yang maksimal untuk fluida dengan viskositas 20 cps atau lebih dan API gravity 25 atau lebih rendah.

5. Kedalaman

Hal yang berkaitan dengan kedalaman adalah tekanan injeksi dan berkurangnya energi panas. Untuk proses steam flood kedalaman optimum reservoir berkisar dari 200 ft hingga 5000 ft.

6. Ketebalan lapisan

Secara praktis minimum ketebalan lapisan untuk steam flood adalah 20 ft

7. Macam batuan

Untuk aplikasi steam flood tidak dibatasi oleh macam batuan. Hanya saja untuk batuan yang mengandung swelling clay akan mempengaruhi transmissibility.

8. Karakteristik geologi

Untuk kegiatan injeksi steam faktor geologi merupakan pertimbangan terakhir apabila faktor-faktor di atas sudah terpenuhi.

2.3.2 Injeksi air panas melalui annulus sumur produksi

Sistem ini diterapkan untuk meningkatkan produksi minyak pada sumur produksi yang temperatur wellheadnya masih rendah dan diasumsikan steam yang diinjeksikan melalui sumur injector tidak sampai ke sumur ini. Air yang digunakan adalah air terproduksi dari lapangan yang sama setelah melalui proses pemisahan dengan minyak di gathering station. Air ini juga digunakan untuk killing fluid / killing water untuk pekerjaan well service. Injeksi air panas akan memanaskan batuan reservoir disekitar lubang sumur.

Teknik penginjeksian air panas ini adalah, mengalirkan air panas dari killing water line ke casing line sumur produksi sehingga air panas tersebut akan masuk ke dalam formasi melalui annulus casing sumur produksi yang akan di stimulasi.

2.4 Perhitungan Temperatur Formasi

Perhitungan koefisien radiasi dan konveksi alami harus mengetahui nilai temperatur tubing dan casing. Asumsikan temperatur tubing sudah diketahui atau dapat dihitung. Temperatur casing dapat dihitung menggunakan persamaan berikut (Green & Willhite, 1998), (Willhite, 1967) :

$$T_{ci} = T_h + \left(\frac{\ln \frac{r_h}{r_{co}}}{k_{cem}} + \frac{\ln \frac{r_{co}}{r_{ci}}}{k_{cas}} \right) r_{to} U_{to} (T_f - T_h) \dots\dots\dots (29)$$

Dimana :

T_{ci} : Temperatur bagian dalam casing, °F

T_h : Temperatur interface semen-formasi, °F

r_h : Diameter lubang bor, ft

r_{co} : Diameter luar casing, ft

r_{ci} : Diameter dalam casing, ft

r_{to} : Diameter luar tubing, ft

k_{cem} : Thermal conductivity semen, Btu/hr.ft. $^{\circ}$ F

k_{cas} : Thermal conductivity casing, Btu/hr.ft. $^{\circ}$ F

U_{to} : Koefisien perpindahan panas keseluruhan berdasarkan permukaan luar tubing dan perbedaan temperatur antara fluida dan interface semen-formasi, Btu/hr.ft 2 . $^{\circ}$ F

T_f : Temperatur fluida, $^{\circ}$ F

T_h : Temperatur interface semen-formasi, $^{\circ}$ F

Dengan mengabaikan hambatan panas dari tubing dan casing, maka persamaan diatas menjadi :

$$T_{ci} = T_h + \frac{r_{to} U_{to} \ln \frac{r_h}{r_{co}}}{k_{cem}} (T_{to} - T_h) \dots\dots\dots (30)$$

T_{to} : Temperatur permukaan luar tubing, $^{\circ}$ F

Untuk mendapatkan nilai T_h persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut :

$$T_h = \frac{T_f f(t) + \frac{k_e}{r_{to} U_{to}} T_e}{f(t) + \frac{k_e}{r_{to} U_{to}}} \dots\dots\dots (31)$$

Dimana :

T_e : Undisturbed Temperature dari formasi pada kedalaman z, $^{\circ}$ F

k_e : Thermal conductivity dari formasi pada kedalaman z, Btu/hour.ft. $^{\circ}$ F

$f(t)$: Fungsi konduksi panas transient

Fungsi konduksi panas transient $f(t)$ masuk dalam perhitungan wellbore heat loss karena aliran panas disekeliling formasi bervariasi terhadap waktu. Kehilangan panas pada formasi ini pada awalnya besar, tetapi menurun seiring waktu sebagai ketahanan termal terhadap aliran panas yang terbentuk dalam formasi. Metode untuk evaluasi $f(t)$ telah dijelaskan secara rinci oleh Ramey. $f(t)$ dapat diperoleh dari tabel berikut untuk waktu injeksi yang singkat. Tabel 2.5 dipersiapkan menggunakan data dan prosedur perhitungan Jessop.

Tabel 2.5 Fungsi waktu untuk model radiasi

$\frac{r_{to}U_{to}}{k_o} = \frac{\alpha t}{r_h^2}$	0.01	0.02	0.05	0.1	0.2	0.5	1.0	2.0	5.0	10	20	50	100	∞
0.1	0.313	0.313	0.314	0.316	0.318	0.323	0.330	0.345	0.373	0.396	0.417	0.433	0.438	0.445
0.2	0.423	0.423	0.424	0.427	0.430	0.439	0.452	0.473	0.511	0.538	0.568	0.572	0.578	0.588
0.5	0.616	0.617	0.619	0.623	0.629	0.644	0.666	0.698	0.745	0.772	0.790	0.802	0.806	0.811
1.0	0.802	0.803	0.806	0.811	0.820	0.842	0.872	0.910	0.958	0.984	1.00	1.01	1.01	1.02
2.0	1.02	1.02	1.03	1.04	1.05	1.08	1.11	1.15	1.20	1.22	1.24	1.24	1.25	1.25
5.0	1.36	1.37	1.37	1.38	1.40	1.44	1.48	1.52	1.56	1.57	1.58	1.59	1.59	1.59
10.0	1.65	1.66	1.66	1.67	1.69	1.73	1.77	1.81	1.84	1.86	1.86	1.87	1.87	1.88
20.0	1.96	1.97	1.97	1.99	2.00	2.05	2.09	2.12	2.15	2.16	2.16	2.17	2.17	2.17
50.0	2.39	2.39	2.40	2.42	2.44	2.48	2.51	2.54	2.56	2.57	2.57	2.57	2.58	2.58
100.0	2.73	2.73	2.74	2.75	2.77	2.81	2.84	2.86	2.88	2.89	2.89	2.89	2.89	2.90

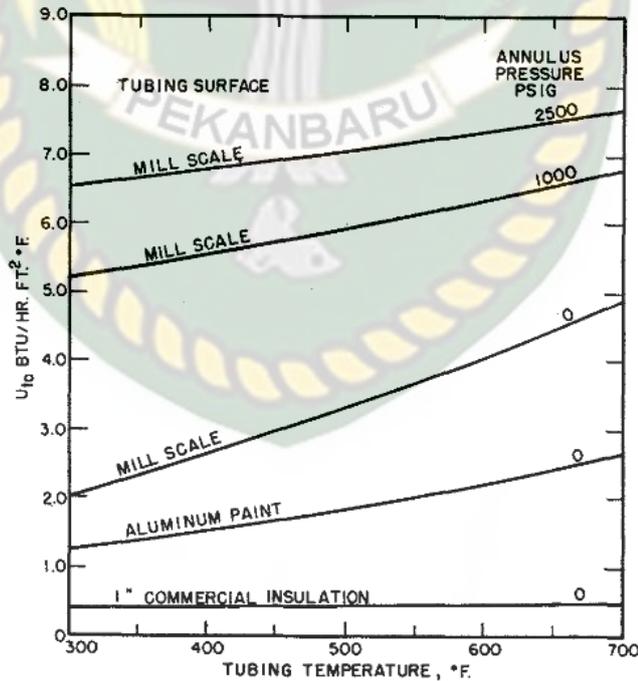
Sumber : *Enhanced Oil Recovery – SPE Series (1998)*

Nilai perkiraan dapat dihitung menggunakan persamaan di bawah ini untuk waktu yang lebih lama. Waktu injeksi singkat biasanya dianggap kurang dari 7 hari.

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h} - 0,29 \dots\dots\dots (32)$$

Dimana :

- α : Thermal diffusivity bumi, ft²/hr
- t : Waktu, hour



Gambar 2.4 Variasi U_{10} terhadap temperatur tubing

2.5 Perhitungan Produksi Setelah Injeksi Air Panas

Untuk memperkirakan radius drainage/pengurasan efektif adalah sebagai berikut : (Green & Willhite, 1998)

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}} (43.560 \text{ ft}^2/\text{acre}) \dots\dots\dots (33)$$

Dimana :

A = Luas satu pola injeksi, ft

Laju alir produksi minyak pada saat tekanan dasar sumur dijaga pada tekanan P_w , dapat diperhitungkan menggunakan persamaan berikut (menggunakan oil field unit : stock tank barrel, days, darcies, feet, centipoise and psi) : (Green & Willhite, 1998)

$$q_o = \frac{7,082 k_o h (P_e - P_w)}{B_o \mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (34)$$

Dimana :

Q_o : Laju alir minyak pada kondisi sebelum pemanasan

k_o : Permeabilitas, darcy

h : Ketebalan formasi minyak, ft

P_e : Tekanan reservoir, psi

P_w : Tekanan dasar sumur, psi

B_o : Faktor Volume Formasi minyak, RB/STB

μ_o : Viskositas minyak sebelum pemanasan, cp

r_e : Jari-jari pengurasan, ft

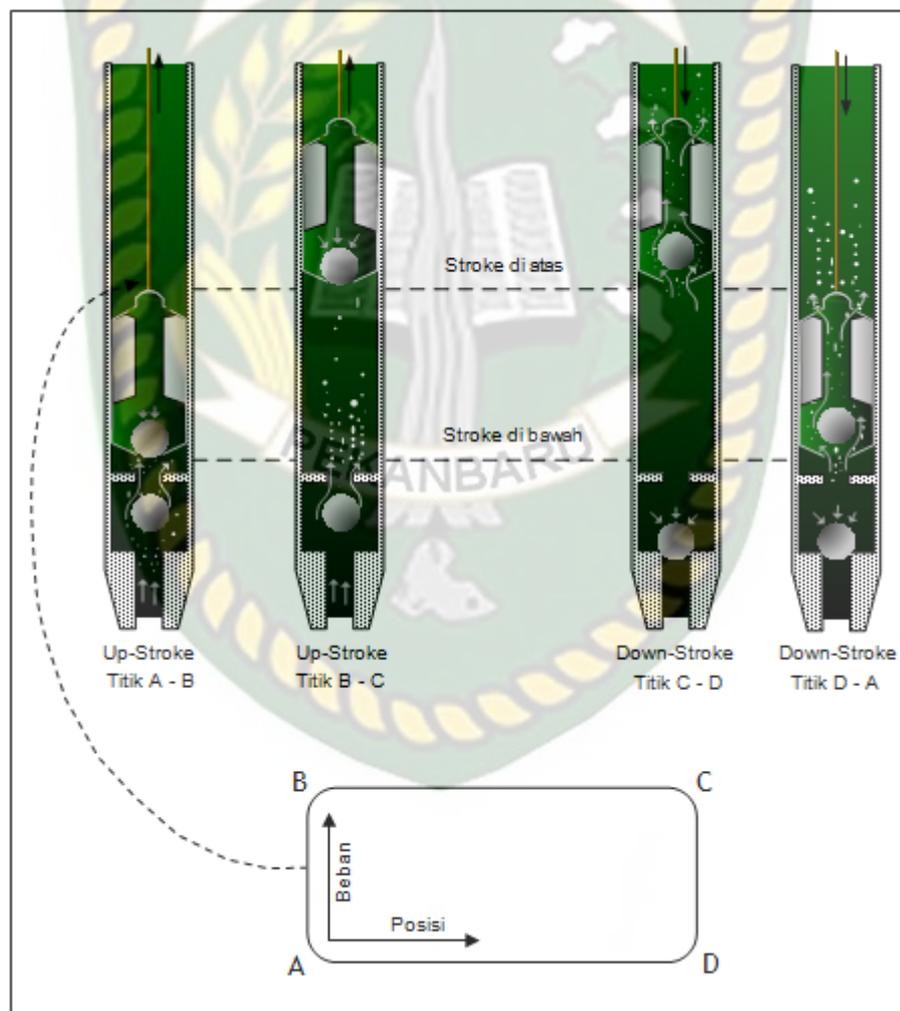
r_w : Jari-jari sumur, ft

Selanjutnya, pertimbangkan pengaruh dari pemanasan pada area disekitar lubang sumur dengan menginjeksikan air panas. Kita asumsikan air injeksi bergerak secara radial (pada gambar ditandai dengan simbol “rn”). Area panas ditandai dengan “Tn”, dan daerah yang tidak tercapai digambarkan dengan “Tc” (Boberg & Lantz, 1966).

2.6 Pengenalan Dynamometer

Dynamometer adalah alat yang digunakan untuk mencatat beban dari *sucker rod string* dan beban lainnya. *Dynamometer* digunakan untuk mencatat gerakan beban *polished rod* selama siklus pompa berlangsung. Dengan alat *dynamometer* ini, maka dapat diketahui *performance* dari *sucker rod pump*. *Dynamometer*

sendiri pada prinsipnya adalah alat pengukur beban pada *polished rod* yang merupakan batang paling atas dari rangkaian pompa. Data hasil analisa *dynamometer* berupa *surface card* dan *pump card*. *Surface card* menunjukkan kerja dari *polished rod* sehingga dapat diketahui nilai maksimum dan minimum beban *polished rod*, sedangkan *pump card* merekam siklus dari gerakan *up stroke* dan *down stroke* pompa. Dengan adanya data *dynamometer* ini, maka masalah-masalah yang dapat mengganggu kinerja pompa dapat diatasi atau dapat diukurangi, sehingga nantinya tidak akan meggangu kinerja laju produksi pompa (Brown, 1980).



Gambar 2.5 Rod loading and the pumping cycle (Sumber : O&TC Module 4 PT. CPI,2005)

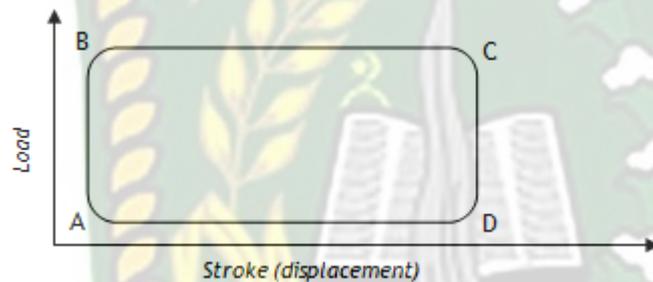
Dari berbagai bentuk data *dynamometer card* yang terekam di lapangan maka dapat dianalisa berbagai masalah yang dapat mengganggu kinerja pompa.

Beberapa masalah yang dapat mengganggu performa pompa seperti berikut ini (Gilbert, 1991):

1. *leaking standing valve*
2. *leaking traveling valve* atau *plunger*
3. *fluid pound*
4. *unanchored tubing*
5. *bent* atau *sticking pump barrel*
6. *worn* atau *split pump barrel*

Dynamometer Chart

- ***Tubing anchored***



Titik A adalah permulaan *up-stroke*, *traveling valve* tertutup

A – B *Rod string* mengambil alih beban dari *tubing*

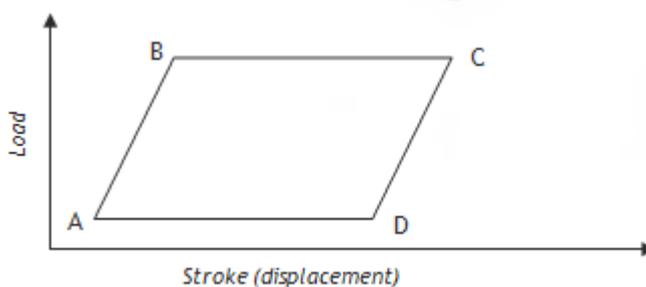
B – C Beban pada *rod string* tetap hingga akhir *up-stroke* (C)

C Adalah akhir *up-stroke* (TV terbuka dan SV tertutup)

C – D Beban dialihkan dari *rod string* ke *tubing*

D – A Beban pada *rod string* tetap hingga akhir *down-stroke*

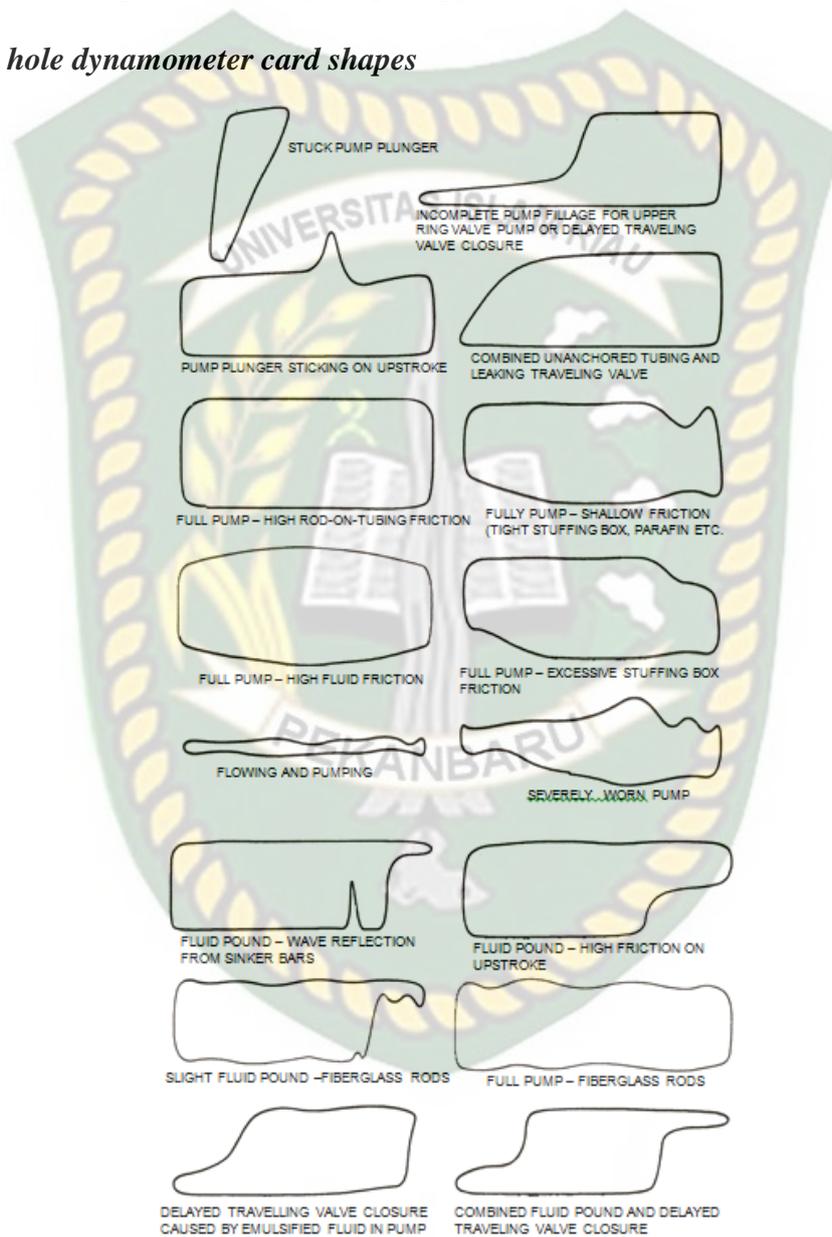
- ***Tubing unanchored***



Pada awal *up-stroke* (A), beban pada *rod string* bertambah berangsur karena kontraksi atau penyusutan tubing.

- B Akhir pengalihan beban dari tubing ke polish rod
 B – C Beban pada *prod. string* (tubing) tetap hingga akhir *up-stroke* (C)
 C TV terbuka, SV tertutup
 C – D Beban dialihkan berangsur dari *rod string* ke tubing karena *tubing stretch*
 D – A Beban pada *rod string* tetap hingga akhir *down stroke*

Down hole dynamometer card shapes



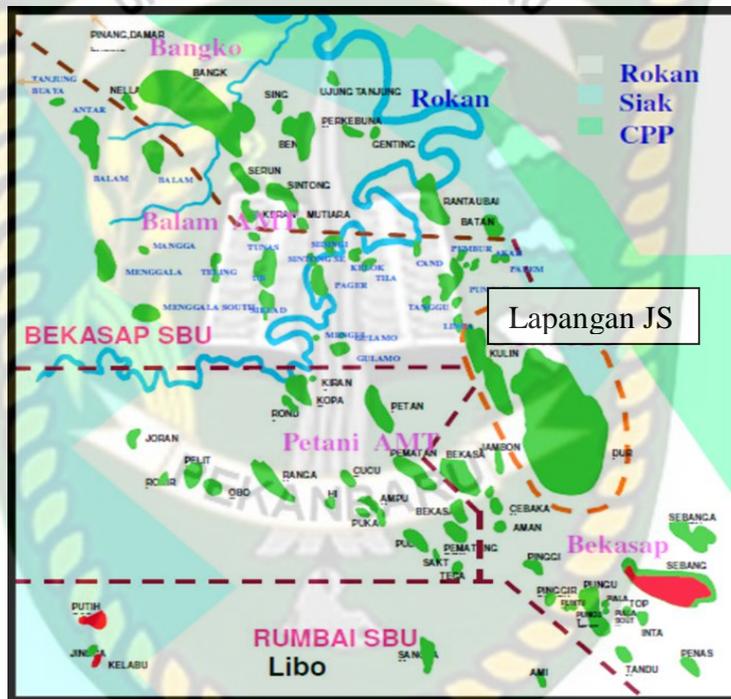
Gambar 2.6 *Down hole dynamometer card shapes*
 (Sumber : (Eickmeier, 1966))

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1 Sejarah Lapangan Heavy Oil JS

Lapangan minyak JS yang dioperasikan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia terletak di Provinsi Riau kurang lebih 120 km ke utara kota Pekanbaru dan 5 km ke arah selatan kota Dumai. Lapangan minyak JS berbentuk memanjang dari arah utara keselatan agak simetris dengan estimasi lebar 8 km dan panjang sekitar 18 km (gambar 3.1) (Pearce & Megginson, 1991).



Gambar 3.1 Area pengembangan blok rokan (Chevron report ke ssk migas, 2015)

Lapangan ini ditemukan pada tahun 1941 dengan luas 34.730 hektar dan mulai beroperasi pada tahun 1958. Minyak ditemukan pada kedalaman antara 300 – 700 ft ketika sumur # 1 dibor pada tahun 1941. Dari total cadangan minyak yang ada di lapangan JS, hanya 7,5 % saja yang dapat diproduksi pada tahap pengurusan primer (*primary recovery*) (Fuaadi, 1991).

Produksi minyak JS mengalami hambatan karena sifat-sifat fisik antara lain pada kondisi awal temperatur mempunyai densitas 18 °API, dan viskositas 157 cp, karena minyak JS bersifat kental (*heavy oil*) maka kini

eksploitasinya diusahakan dengan menggunakan sistem injeksi uap, sehingga lapangan ini disebut dengan Lapangan *Steam Flood JS* (I.E.Sisyantoputro, B.T.Gael, 1993).

JS field memiliki perangkat antiklin dengan 5.7 miliar *barrel Original Oil In Place (OOIP)*, produksi kumulatif 1.9 miliar *barrel oil* dengan cadangan 1.3 miliar *barrel oil*. *JS Steam Flood* terdiri dari 2 reservoir produksi utama yaitu Rindu dan Pertama. *JS Steam Flood* memproduksi diatas 100.000 BOPD dengan sekitar 6.600 sumur produksi. Besar *specific gravity oil* berkisar antara 18-22°API, minimal gas, melalui mekanisme *Gravity Drainage* untuk mencapai fasa *breakthrough* pada sumur produksinya.

Sebelum mencapai fasa *breaktrough* terlebih dahulu terjadi fasa *steam chest* dimana panas sudah menyebar rata diatas *heavy oil*. Hal tersebut dapat mengurangi *Initial Oil Saturation*, yang diperkirakan 9 %. Uap yang diinjeksikan pada saat ini lebih kurang 1.04 MMBSPD.

Sejarah produksi minyak lapangan JS mulai dari pertama kali beroperasi sampai tahun 2016 dapat dilihat pada gambar 3.2



Gambar 3.2 Sejarah produksi minyak lapangan JS dari tahun 1973 – 2016

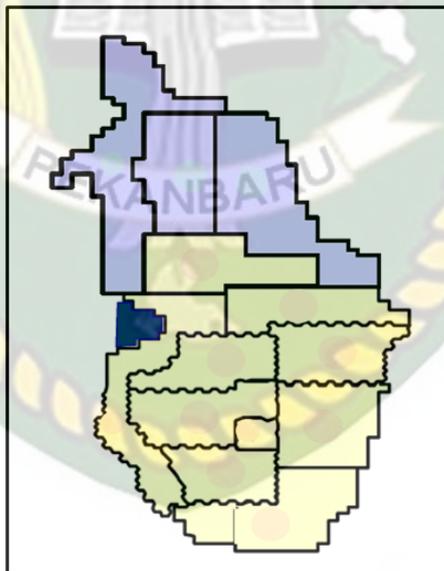
3.2 Pembagian Area

Pembagian proyek *JS Steamflood* dibagi menjadi 14 area pengembangan. Pengembangan 14 area secara bertahap merupakan hasil studi pengembangan lapangan JS yang dilakukan pada tahun 1980. Hingga saat ini injeksi uap masih

dilakukan di semua area yang ada pada JS *Field*, yakni Area AS-2 sampai AS-12. Sedangkan Area-AS1 sudah dihentikan program *steamflood*-nya. Pada gambar 3.3, menunjukkan peta lokasi setiap area dan rencana pengembangan area. Area AS 1,3,4 dan 5 dikerjakan dengan *pattern 7 spot inverted* yang memiliki luas area masing-masing 11,625 hektar. Area AS-6, 7, 8, 9, 10 dan 11 menggunakan *pattern 9 spot inverted* dengan luas area masing-masing 15,5 hektar.

Tipe komposisi yang digunakan bervariasi seperti perforasi *case hole completion* tetapi sebagian besar produksi diselesaikan dengan *open hole gravel pack completion*. *Injection completion* dilakukan dengan menyelesaikan setengah *well* dengan *commingle packer completion* dan setengah lagi diselesaikan dengan *slim hole injector*.

Puncak produksi pada April 1995 mencapai hasil 296 MBOPD dengan 1.200 MBSPD *steam injection* dari 7 area. Pada November 2004 JS *field* telah memproduksi 212,5 MBOPD dengan 1.035 MBSPD *steam injection*, *recovery factor* 39%.



Gambar 3.3 Peta pembagian area lapangan JS

3.3 Struktur Geologi

Struktur geologi dari lapangan JS adalah sebuah antiklin berarah Utara Selatan dengan panjang 18 km dan lebar 8 km dengan relief puncak struktur reservoir kira-kira 300 kaki. Reservoir produktif utama terdapat pada kedalaman 300 ft sampai 700 ft. Sisi timur lapangan umumnya homoklin dengan

kemiringan 3 sampai 5 derajat, sedangkan sisi tengah sampai barat kemiringannya menjadi naik dan rumit serta terdapat patahan.

3.4 Karakteristik Reservoir

Sesar geser mendatar Sebang *Fault* membatasi struktur JS sepanjang sisi barat. Sesar-sesar lapangan minyak JS memiliki kemiringan yang curam (65 derajat sampai vertical) dengan pergeseran semu dari 10 -100 ft.

Lapangan minyak JS merupakan struktur antiklin yang hampir simetris, membentang dari arah utara keselatan sepanjang 18 km dengan lebar 8 km. Patahan-patahan dengan arah Timur Laut – Barat Daya terdapat dibagian Utara, dan yang berarah Utara – Selatan dibagian selatan daerah lapangan minyak JS ini.

Reservoir minyak ditemukan pada lapisan-lapian batu pasir berumur *Early Miocene* pada kedalaman 300 sampai 700 ft, yaitu formasi-formasi J dan Bekasap dimana satu dengan yang lain dipisahkan dengan lapisan shale yang hampir menerus. Lapisan-lapisan batu pasir dari kedua formasi ini dapat dikelompokkan dalam tiga kelompok besar.

Dua kelompok paling atas adalah T1 dan T2 yang merupakan kelompok terpenting karena mengandung sekitar dua pertiga dari seluruh cadangan minyak dilapangan minyak JS. Kelompok yang paling bawah adalah kelompok T3, T4 dan T5 yang penyebarannya hanya terdapat dibagian Selatan struktur JS saja.

Ketebalan (h) rata-rata dari gabungan seluruh lapisan anggota formasi J dan Bekasap adalah 140 feet. Jebakan gas (*Gas Cap*) ditemui pada lapisan-lapisan T1 dan T2 di beberapa daerah lapangan minyak JS. Batas air-minyak (*Oil Water Contact*) pada lapisan-lapisan utama, T1 dan T2 mempunyai elevasi yang berlainan pada daerah yang berbeda.

Sifat fisik batuan reservoir lapangan JS untuk setiap area tidak jauh berbeda, untuk harga porositas pada lapangan JS berkisar antara 34 %, dengan range permeabilitas 200 mD - 3000 mD, Soi range 35% - 70%, Sors 10%, Sorw: 20%, Oil viscosity: 157 cp at 100°F dan untuk T res (*mature condition*): 300 °F. Solution gas-oil ratio : 15 scf/STB (Gael, Gross, & McNaboe, 1995).

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

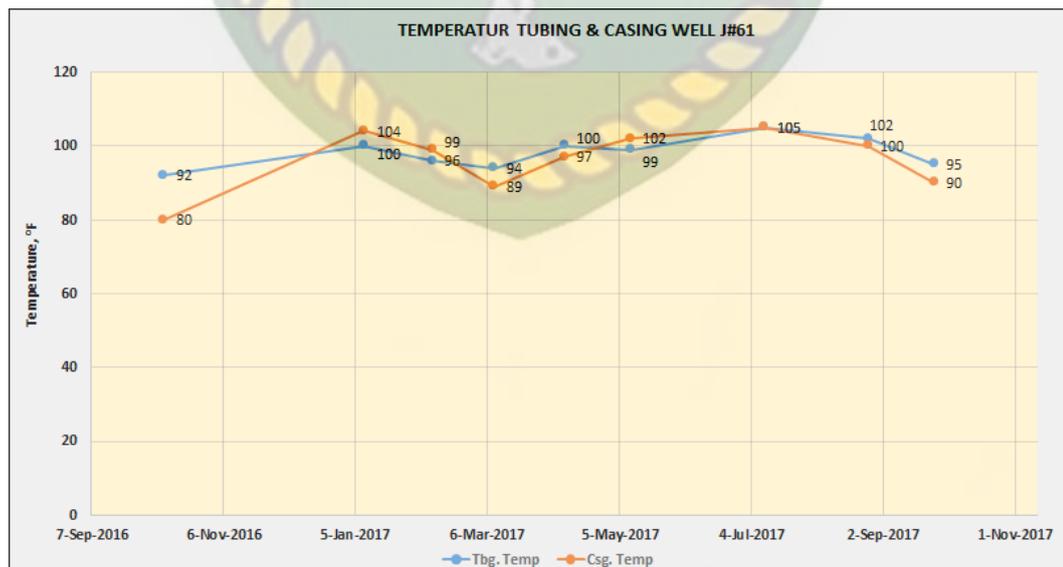
Tantangan dalam produksi minyak di lapangan JS adalah karakteristik minyak yang tergolong dalam minyak berat sehingga diperlukan stimulasi panas untuk menurunkan viskositas minyak sehingga lebih mudah mengalir ke sumur produksi. Berikut ini perhitungan produksi 3 sumur yaitu J#61, J#71 dan J#16 setelah dilakukan injeksi air panas.

4.1 Prosedur Injeksi Air Panas Kedalam Sumur Produksi

Air panas yang akan diinjeksikan berasal dari air terproduksi yang telah terlebih dahulu diproses di Gathering Station. Air panas ini digunakan untuk keperluan pekerjaan RIG sebagai killing fluid. Dikarenakan temperaturnya yang panas sehingga penulis memanfaatkan untuk memanaskan area sekitar wellbore sumur yang masih memiliki wellhead temperature relative rendah (<110 F). Air panas ini diinjeksikan kedalam sumur melalui annulus dalam waktu 24 jam, setelah 24 jam diinjeksi sumur di POP kembali dan dilakukan pengujian produksi sumur menggunakan fasilitas Automatic Well Test (AWT).

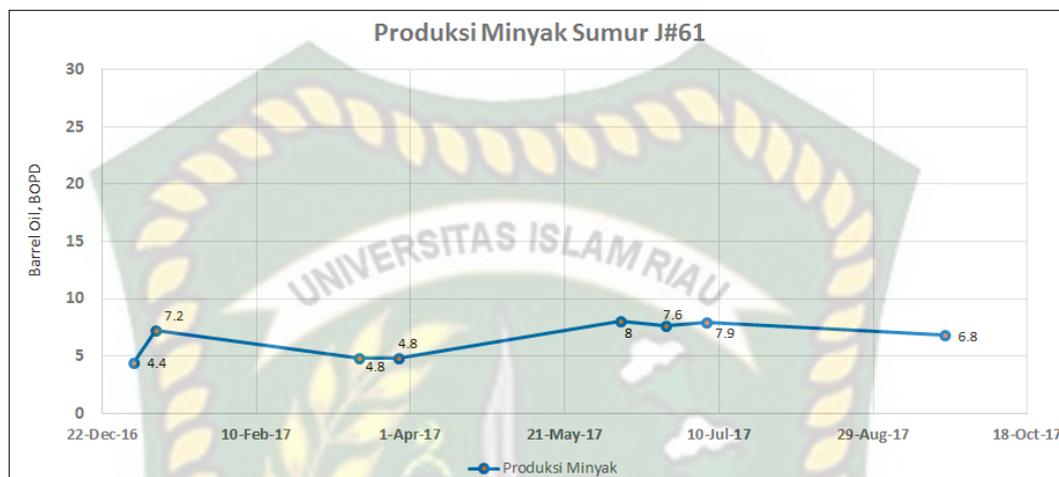
4.2 Analisis Hasil Optimasi Sumur J#61

4.2.1 Data temperatur, produksi dan dyno card sumur J#61 sebelum injeksi



Gambar 4.1 Grafik temperatur Sumur J#61 (Data PT. CPI, 2017)

Gambar 4.1 merupakan grafik temperatur tubing dan casing sumur J#61. Dari grafik tersebut dapat dilihat temperatur sumur J#61 berada pada rentang nilai 80 °F sampai 104 °F yang terbilang masih rendah jika dibandingkan dengan sumur disekitarnya yaitu temperatur paling rendah 184 °F (Tabel 4.1)



Gambar 4.2 Grafik produksi sumur J#61

Gambar 4.2 merupakan grafik produksi minyak sumur J#61. Dari grafik tersebut dapat dilihat produksi rata-rata sumur J#61 adalah 6,4 BOPD. Produksi sumur J#61 masih lebih rendah jika dibandingkan dengan produksi sumur-sumur disekitarnya yaitu rata-rata produksi 15 – 41 BOPD (Tabel 4.1).

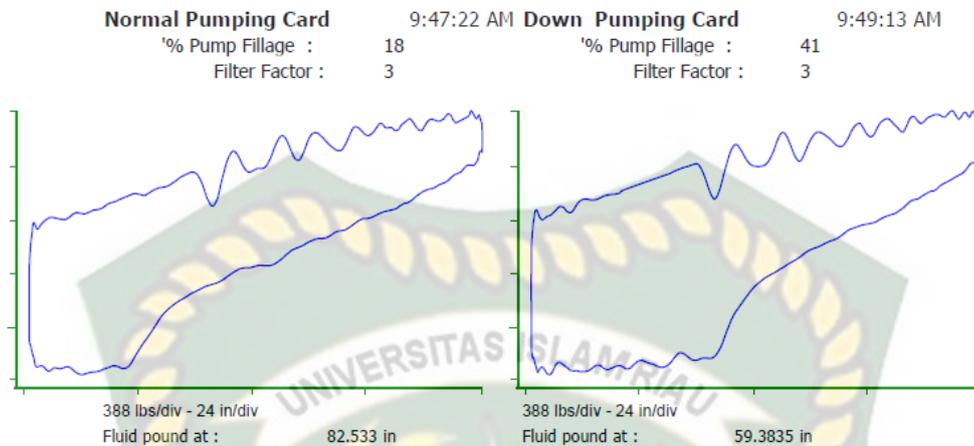
Tabel 4.1 Data wellhead temperatur dan produksi surrounding well

Well Name	Wellhead Temperature	Oil Production
Well #71D	184	17
Well #73A	241	39
Well #73B	195	41
Well #12A	188	20
Well #12B	184	16
Well #12C	187	15

Hal ini yang menjadi alasan peneliti untuk melakukan injeksi air panas agar temperatur well bore sumur J#61 bisa ditingkatkan dan juga akan menaikkan produksi minyak.

Sebelum melakukan injeksi air panas, kondisi pompa juga perlu diperhatikan. Berdasarkan data dyno card sumur J#61 (Gambar 4.3), pompa yang

terpasang masih dalam kondisi baik, namun pump fillage masih rendah yaitu 18% yang disebabkan kurangnya aliran ke well bore.



Gambar 4.3 Dyno Card Sumur J#61 (Data PT. CPI, 2017)

4.2.2 Hasil Optimasi Produksi Sumur J#61

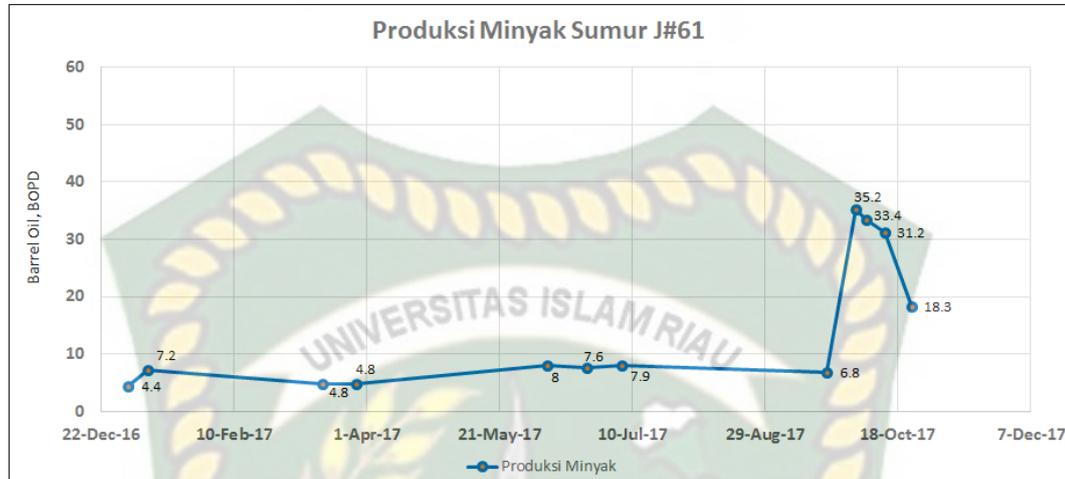
Data berikut digunakan untuk perhitungan temperatur wellbore, viskositas dan produksi :

- Temperatur Reservoir : 100° F
- Luas area pengurasan (9 Spot) : 15,5 Acre
- Permeabilitas Minyak : 0,43 Darcy
- Faktor Volume Formasi Minyak : 1,02 stb/bbl
- Viskositas Minyak sebelum Injeksi : 157 cp
- Radius Pengurasan : 463,71 ft
- Radius Sumur : 0,9 ft

Berikut adalah hasil optimasi sumur J#61 :

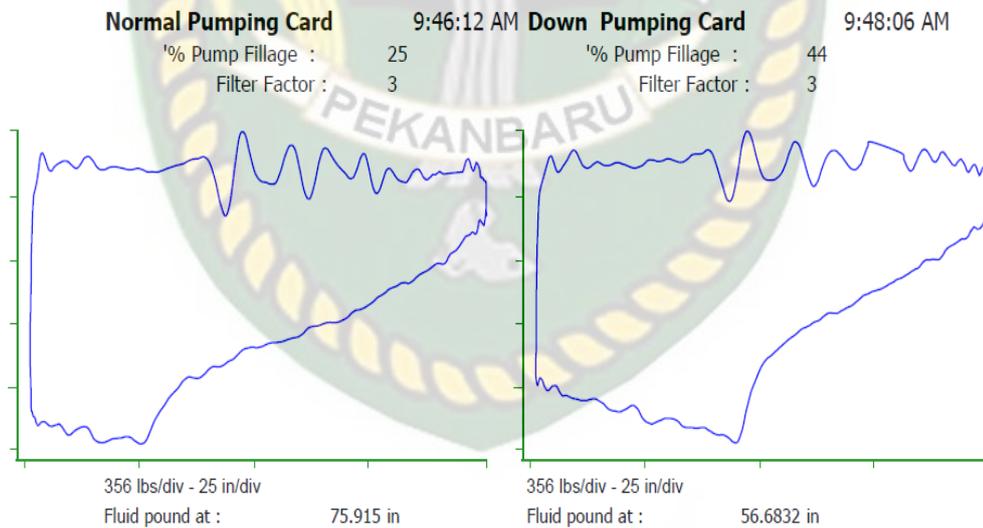
Setelah dilakukan injeksi air panas dengan temperatur 170 °F melalui annulus, berdasarkan perhitungan didapat temperatur wellbore adalah 119 °F. Karena temperature sumur mengalami kenaikan sehingga viskositas minyak juga akan menurun, dari hasil perhitungan didapat viskositas minyak setelah injeksi adalah 29 cp. Penurunan viskositas minyak juga akan berpengaruh pada laju produksi minyak sumur J#61. Berdasarkan hasil perhitungan didapat laju produksi setelah injeksi adalah 34 BOPD.

Berikut ini adalah grafik produksi sumur J#61 berdasarkan hasil well testing menggunakan fasilitas Automatic Well Test (AWT) setelah dilakukan injeksi air panas :



Gambar 4.4 Grafik Produksi Sumur J#61 Setelah Injeksi

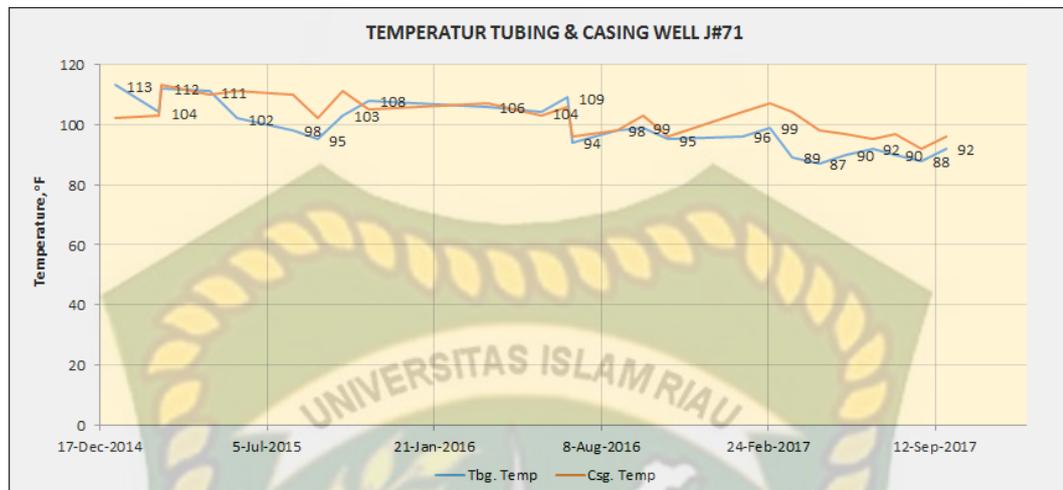
Pump Fillage dari bacaan dyno card juga terlihat kenaikan dari 18% sebelum injeksi air panas menjadi 25% yang mengindikasikan bahwa fluida yang mengalir ke dalam wellbore meningkat.



Gambar 4.5 Dyno Card Sumur J#61 Setelah Injeksi (Data PT. CPI, 2017)

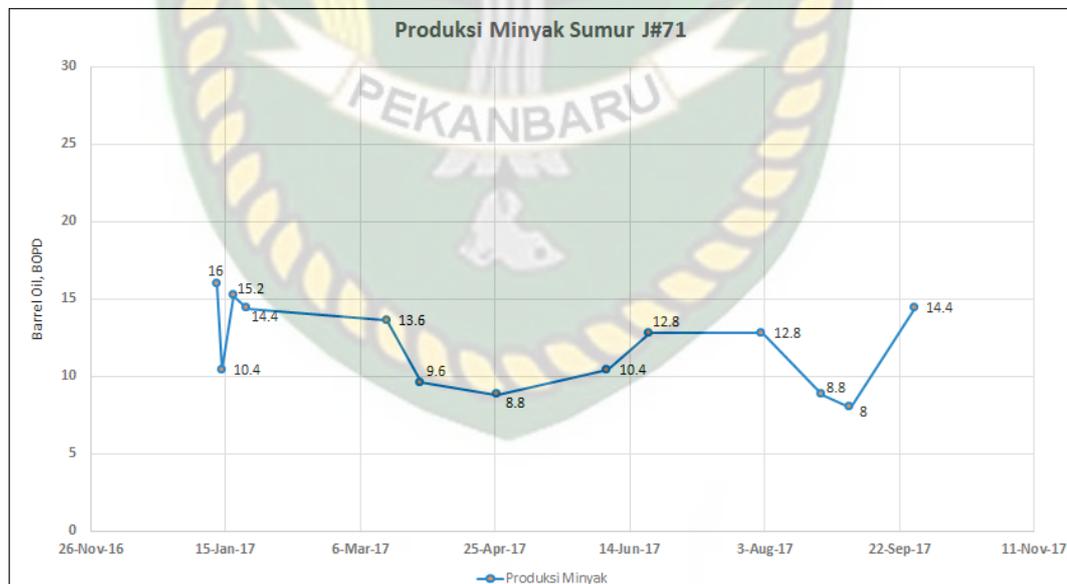
4.3 Analisis Hasil Optimasi Sumur J#71

4.3.1 Data temperatur, produksi dan dyno card sumur J#71 sebelum injeksi



Gambar 4.6 Grafik temperatur Sumur J#71 (Data PT. CPI, 2017)

Gambar 4.6 merupakan grafik temperatur tubing dan casing sumur J#71. Dari grafik tersebut dapat dilihat temperatur sumur J#71 berada pada rentang nilai 87 °F sampai 113 °F yang terbilang masih rendah jika dibandingkan dengan sumur disekitarnya yaitu temperatur paling rendah 153 °F (Tabel 4.2)



Gambar 4.7 Grafik produksi sumur J#71

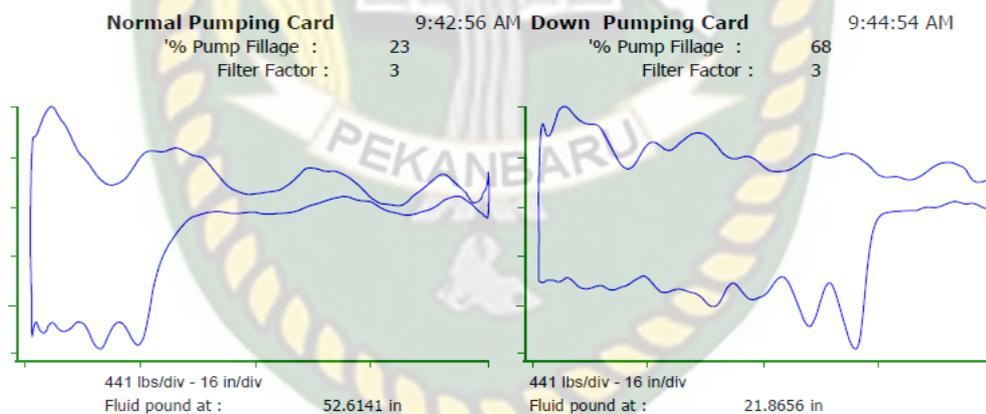
Gambar 4.7 merupakan grafik produksi minyak sumur J#71. Dari grafik tersebut dapat dilihat produksi rata-rata sumur J#71 adalah 12 BOPD. Produksi sumur J#71 masih lebih rendah jika dibandingkan dengan produksi sumur-sumur disekitarnya yaitu rata-rata produksi 21 – 34 BOPD (Tabel 4.2).

Tabel 4.2 Data wellhead temperatur dan produksi surrounding well

Well Name	Wellhead Temperature	Oil Production
Well #62A	168	23
Well #62C	198	22
Well #63A	238	33
Well #63C	193	26
Well #53A	153	21
Well #53B	210	34

Hal ini yang menjadi alasan peneliti untuk melakukan injeksi air panas agar temperatur well bore sumur J#71 bisa ditingkatkan dan juga akan menaikkan produksi minyak.

Berdasarkan data dyno card sumur J#71 (Gambar 4.8), pompa yang terpasang masih dalam kondisi baik, namun pump fillage masih rendah yaitu 23% yang disebabkan kurangnya aliran ke well bore.

**Gambar 4.8** Dyno Card Sumur J#71 (Data PT. CPI, 2017)

4.3.2 Hasil Optimasi Produksi Sumur J#71

Data berikut digunakan untuk perhitungan temperatur wellbore, viskositas dan produksi :

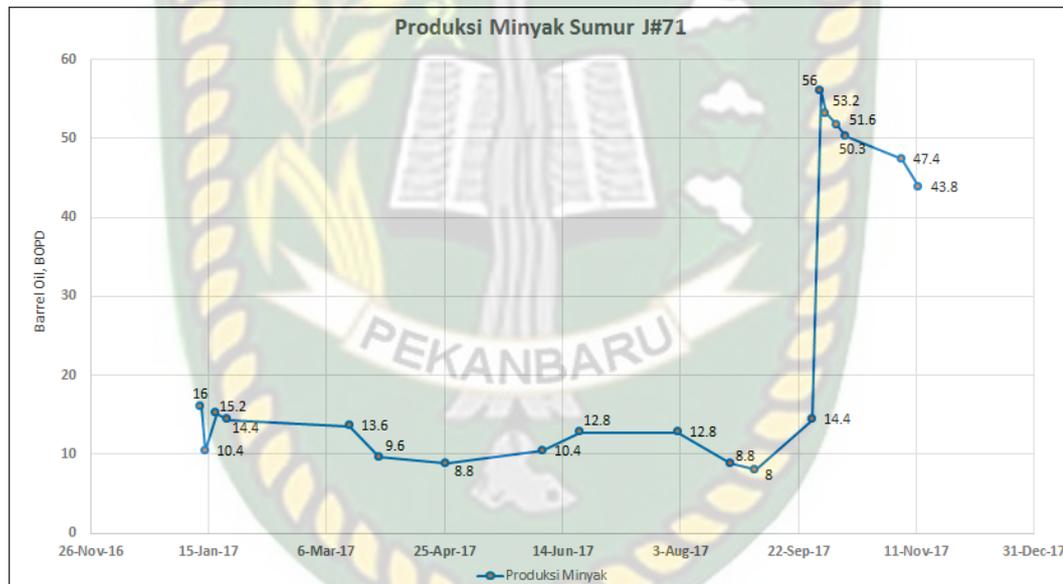
- Temperatur Reservoir : 100° F
- Luas area pengurasan (9 Spot) : 15,5 Acre
- Permeabilitas Minyak : 0,86 Darcy
- Faktor Volume Formasi Minyak : 1,02 stb/bbl
- Viskositas Minyak sebelum Injeksi : 157 cp

- f. Radius Pengurasan : 463,71 ft
g. Radius Sumur : 0,9 ft

Berikut adalah hasil optimasi ketiga sumur yaitu sumur J#71 :

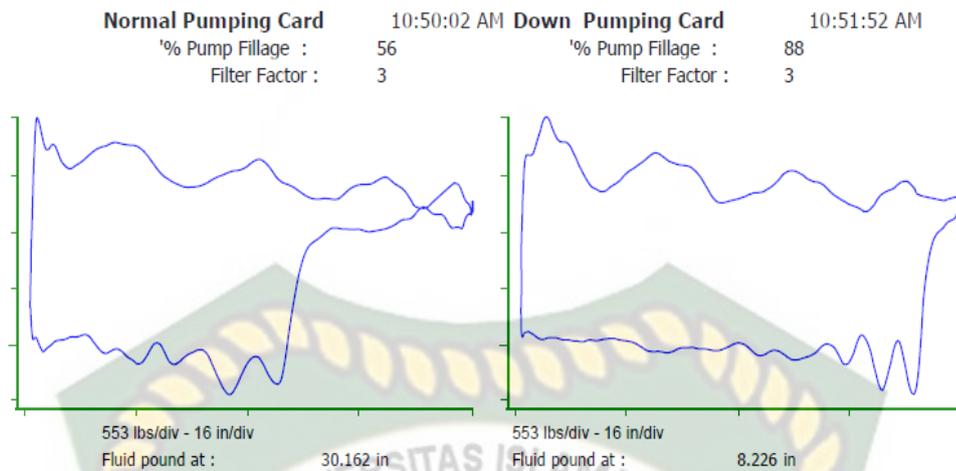
Setelah dilakukan injeksi air panas dengan temperatur 170 °F melalui annulus, berdasarkan perhitungan didapat temperatur wellbore adalah 119 °F. Karena temperature sumur mengalami kenaikan sehingga viskositas minyak juga akan menurun, dari hasil perhitungan didapat viskositas minyak setelah injeksi adalah 29 cp. Penurunan viskositas minyak juga akan berpengaruh pada laju produksi minyak sumur J#71. Berdasarkan hasil perhitungan didapat laju produksi setelah injeksi adalah 58 BOPD.

Berikut ini adalah grafik produksi sumur J#71 berdasarkan hasil well testing menggunakan fasilitas AWT setelah dilakukan injeksi air panas :



Gambar 4.9 Grafik Produksi Sumur J#71 Setelah Injeksi

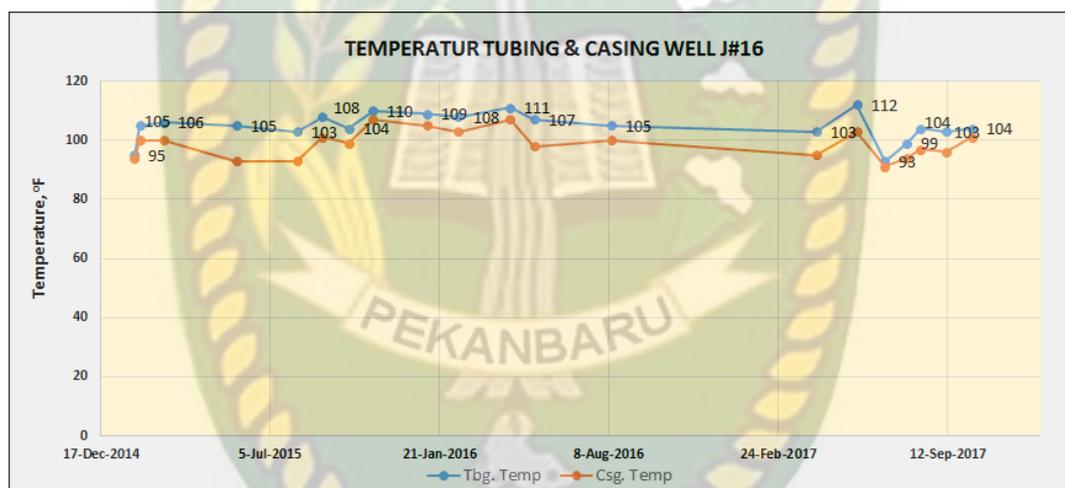
Pump Fillage dari bacaan dyno card juga terlihat kenaikan dari 23% sebelum injeksi air panas menjadi 56% yang mengindikasikan bahwa fluida yang mengalir ke dalam wellbore meningkat.



Gambar 4.10 Dyno Card Sumur J#71 Setelah Injeksi (Data PT. CPI, 2017)

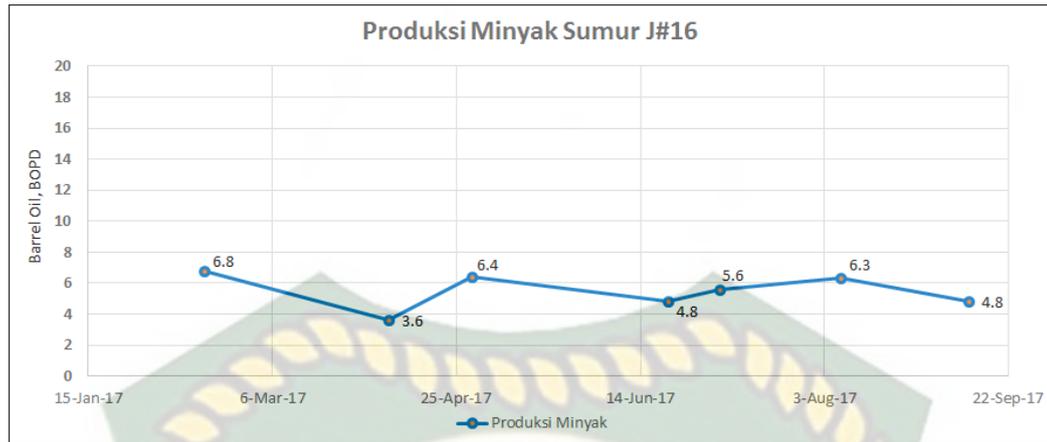
4.4 Analisis Hasil Optimasi Sumur J#16

4.4.1 Data temperatur, produksi dan dyno card sumur J#16 sebelum injeksi



Gambar 4.11 Grafik temperatur Sumur J#16 (Data PT. CPI, 2017)

Gambar 4.11 merupakan grafik temperatur tubing dan casing sumur J#16. Dari grafik tersebut dapat dilihat temperatur sumur J#16 berada pada rentang nilai 93 °F sampai 112 °F yang terbilang masih rendah jika dibandingkan dengan sumur disekitarnya yaitu temperatur paling rendah 153 °F (Tabel 4.3)



Gambar 4.12 Grafik produksi sumur J#16

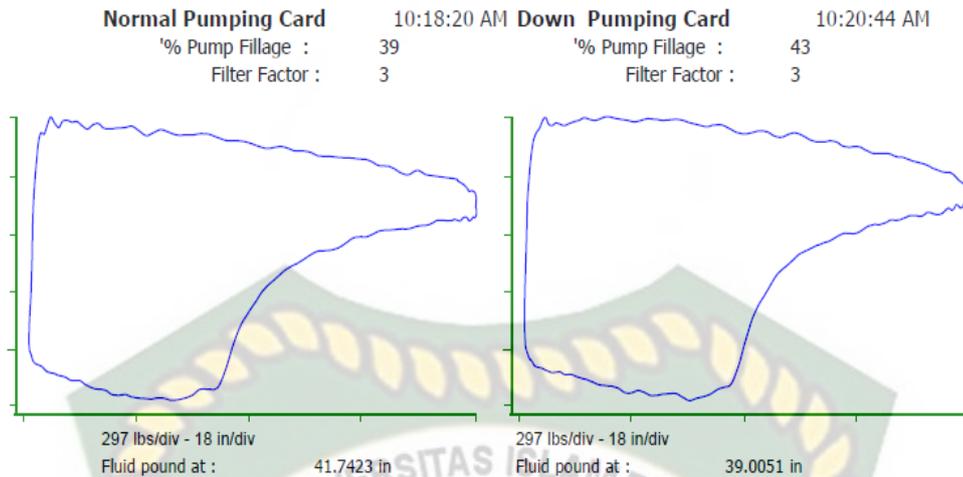
Gambar 4.12 merupakan grafik produksi minyak sumur J#16. Dari grafik tersebut dapat dilihat produksi rata-rata sumur J#16 adalah 5,4 BOPD. Produksi sumur J#16 masih lebih rendah jika dibandingkan dengan produksi sumur-sumur disekitarnya yaitu rata-rata produksi 20 – 34 BOPD (Tabel 4.3).

Tabel 4.3 Data wellhead temperatur dan produksi surrounding well

Well Name	Wellhead Temperature	Oil Production
Well #27C	204	20
Well #28A	156	34
Well #29A	208	32
Well #36A	153	27
Well #37B	196	16
Well #37E	242	23

Hal ini yang menjadi alasan peneliti untuk melakukan injeksi air panas agar temperatur well bore sumur J#16 bisa ditingkatkan dan juga akan menaikkan produksi minyak.

Berdasarkan data dyno card sumur J#16 (Gambar 4.13), pompa yang terpasang masih dalam kondisi baik, namun pump fillage masih rendah yaitu 39% yang disebabkan kurangnya aliran ke well bore.



Gambar 4.13 Dyno Card Sumur J#16 (Data PT. CPI, 2017)

4.4.2 Hasil Optimasi Produksi Sumur J#16

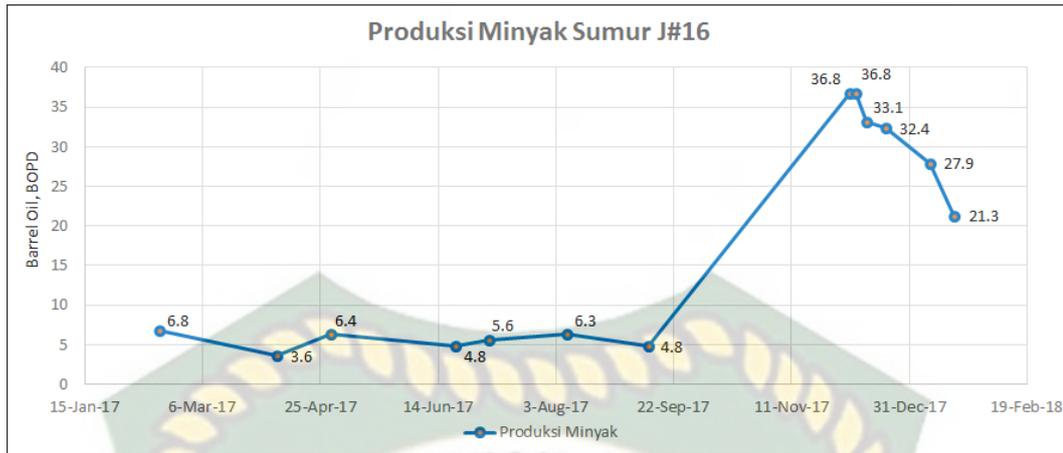
Data berikut digunakan untuk perhitungan temperatur wellbore, viskositas dan produksi :

- a. Temperatur Reservoir : 100° F
- b. Luas area pengurasan (9 Spot) : 15,5 Acre
- c. Permeabilitas Minyak : 0,70 Darcy
- d. Faktor Volume Formasi Minyak : 1,02 stb/bbl
- e. Viskositas Minyak sebelum Injeksi : 157 cp
- f. Radius Pengurasan : 463,71 ft
- g. Radius Sumur : 0,9 ft

Berikut adalah hasil optimasi sumur J#16 :

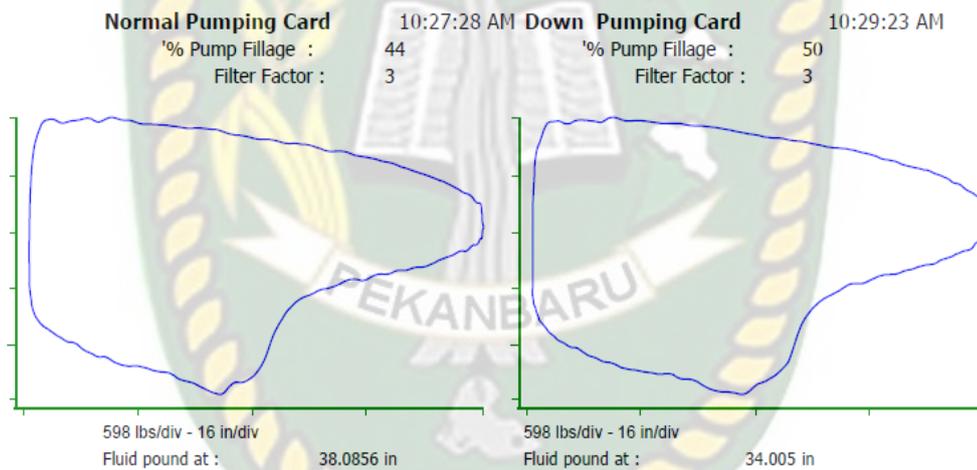
Setelah dilakukan injeksi air panas dengan temperatur 170 °F melalui annulus, berdasarkan perhitungan didapat temperatur wellbore adalah 119 °F. Karena temperature sumur mengalami kenaikan sehingga viskositas minyak juga akan menurun, dari hasil perhitungan didapat viskositas minyak setelah injeksi adalah 29 cp. Penurunan viskositas minyak juga akan berpengaruh pada laju produksi minyak sumur J#16. Berdasarkan hasil perhitungan didapat laju produksi setelah injeksi adalah 33 BOPD.

Berikut ini adalah grafik produksi sumur J#16 berdasarkan hasil well testing menggunakan fasilitas AWT setelah dilakukan injeksi air panas :



Gambar 4.14 Grafik Produksi Sumur J#16 Setelah Injeksi

Pump Fillage dari bacaan dyno card juga terlihat kenaikan dari 39% sebelum injeksi air panas menjadi 44% yang mengindikasikan bahwa fluida yang mengalir ke dalam wellbore meningkat.



Gambar 4.15 Dyno Card Sumur J#16 Setelah Injeksi (Data PT. CPI, 2017)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis pekerjaan injeksi air panas melalui annulus sumur produksi J#61, J#71 dan J#16, maka didapat kesimpulan :

1. Berdasarkan perhitungan viskositas minyak pada sumur J#61, J#71 dan J#16 setelah dilakukan injeksi air panas mengalami penurunan dari 157 cp menjadi 29 cp.
2. Produksi ketiga sumur yang dianalisis mengalami kenaikan setelah dilakukan injeksi air panas. Produksi sumur J#61 naik dari 6.8 BOPD menjadi 34 BOPD. Produksi sumur J#71 naik dari 14.4 BOPD menjadi 58 BOPD. Produksi sumur J#16 naik dari 4.8 BOPD menjadi 33 BOPD.

5.2 Saran

Disarankan penelitian berikutnya dapat melanjutkan topik tugas akhir ini dengan melihat pengaruh waktu penginjeksian terhadap hasil perolehan minyak, dan dapat dilakukan simulasi reservoir untuk melihat kinerja injeksi air panas terhadap berbagai jenis minyak.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (1946). *Hydrocarbon Phase Behavior*. Gulf Publishing Company.
- Ahmed, T. (2006). *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK*. Gulf Professional Publishing.
- Ali, S. M. F. (1982). *Steam Injection Theories - A Unified Approach*. *Society of Petroleum Engineers*.
- Ali, S. M. F., Jones, J. A., & Meldau, R. F. (1997). *Practical Heavy Oil Recovery*.
- Boberg, T. C., & Lantz, R. B. (1966). Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. *Society of Petroleum Engineers*.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology Of Artificial Lift Methods*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. (2017). *Laporan Tahunan Capaian pembangunan 2017*.
- Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., & Yen, T. F. (1989). *Enhance Oil Recovery II - Processes and Operations*. Elsevier Science Publishing Company.
- Eickmeier, J. R. (1966). Diagnostic Analysis of Dynamometer Cards. *Canadian Institute of Mining and Metallurgy*.
- Fuaadi, I. M. (1991). *Evaluation of Steam-Injection Designs for the Duri Steamflood Project*.
- Gael, B. T., Gross, S. J., & Mcnaboe, G. J. (1995). Development Planning and Reservoir Management in the Duri Steam Flood. *Society of Petroleum Engineers*.
- Gilbert, E. (1991). *An Oil-Well Pump Dynagraph*. (4).
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science & Technology Books.
- Harmsen, G. J. (2010). *Oil recovery by hot-water and steam injection*.
- Haynes, H. J., Thrasher, L. W., Katz, M. L., & Eck, T. R. (1976). *An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States*. National Petroleum Council.
- I.E.Sisyantoputro, B.T.Gael, L. J. L. (1993). *Reservoir Management in DSF.pdf*.
- Marx, J. W., Langenheim, R. H. (1959). Reservoir Heating By Hot Fluid Injection.

- McCain, W. D. (1990). *The Properties Of Petroleum Fluids*. PennWell Publishing Company.
- Naqvi, S. A. A. (2012). *Enhanced Oil Recovery Of Heavy Oil By Using Thermal And Non-Thermal Methods*. DALHOUSIE UNIVERSITY.
- Pearce, J. C., & Megginson, E. A. (1991). CURRENT STATUS OF THE DURI STEAMFLOOD PROJECT SUMATRA , INDONESIA. *Society of Petroleum Engineers*.
- Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). AN OVERVIEW OF HEAVY OIL PROPERTIES AND ITS RECOVERY AND TRANSPORTATION METHODS. *Brailian Journal of Chemical Engineering*, 31(03), 571–590.
- Szasz, S. E., & Berry, V. J. (1965). *Oil Recovery By Thermal Methods*.
- Szasz, S. E., & Thomas, G. W. (1965). Principles of Heavy Oil Recovery. *The Journal o Canadian Petroleum*.
- Thomas, G. W. (1967). Approximate Methods For Calculating The Temperature Distribution During Hot Fluid Injection.
- Vogel, J. V. (1984). Simplified Heat Calculations For Steamfloods.
- Willhite, G. P. (1967). *Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam And Hot Water Injection Wells*.