

**SIMULASI NUMERIK UNTUK MEMPREDIKSI PENURUNAN
TEMPERATUR PADA LAPANGAN MINYAK BERAT DI
LAPANGAN DTW DENGAN POLA *INVERTED 7-SPOT***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh :

DIMAS TOPAN WICAKSANA

153210542



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 30 April 2021



Dimas Topan Wicaksana

NPM : 153210542

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada ALLAH SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya, sehingga 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 mendukung saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua saya, serta saudara dan saudari saya atas segala kasih sayang, doa, dan dukungannya, baik moril maupun materil hingga penyelesaian tugas akhir ini.
2. Pak Dike Fitriansyah Putra, S.T., M.Sc. MBA. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan masukan, nasihat, dan semangat selama menjalani perkuliahan dan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Bang Ilymy S.T., selaku *Petroleum Engineer Advisor* yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melaksanakan Penelitian Tugas Akhir di PT. Chevron Pacific Indonesia.
4. Mas Udin S.T. selaku pembimbing lapangan yang telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan selama penelitian tugas akhir ini.
5. Teman-teman jurusan Teknik Perminyakan UIR angkatan 2015, khususnya kelas E dan Rekan-rekan seperjuangan selama kegiatan penelitian di PT. Chevron Pacific Indonesia yang selalu memberikan dukungan dan semangat selama masa perkuliahan dan penelitian ini.

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

Pekanbaru, 30 April 2021

Dimas Topan Wicaksana

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 EOR Termal	4
2.2 Jenis – jenis EOR Termal.....	4
2.3 <i>Flashing</i> atau kondensasi di zona uap.....	5
2.4 <i>Steam Oil Ratio</i>	6
2.5 Simulator CMG	6
2.6 Karakteristik Lapangan DTW	6
2.7 <i>State of The Arts</i>	7
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	10
3.1 Metode Penelitian.....	10
3.2 Model Simulasi Reservoir	10
3.3 Data-data yang dibutuhkan.....	12
3.3.1 EOS Modelling	12

3.3.2	Reservoir Modelling.....	12
3.4	Tempat Penelitain.....	12
3.5	Jadwal Penelitian.....	12
3.6	Alur Penelitian.....	13
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASN		14
4.1	Reservoir <i>Modelling</i>	14
4.2	<i>History matching</i>	14
4.2.1	<i>History matching</i> Pada <i>Pressure</i> Reservoir	14
4.2.2	<i>History matching</i> pada <i>oil production</i>	16
4.2.3	<i>History matching</i> pada <i>rate</i> injeksi	19
4.2.4	<i>History matching</i> pada Temperatur Reservoir	21
4.3	Penyebaran <i>Steam</i> di Lapangan DTW.....	22
4.4	Korelasi Antara <i>Steam Rate</i> dan Prediksi Penurunan Temperatur	23
4.5	Membandingkan Dengan <i>Heat Mining Tool</i> Dan Hasil Simulator.....	28
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		30
5.1	Kesimpulan.....	30
5.2	Saran.....	30
DAFTAR PUSTAKA.....		31
LAMPIRAN.....		35

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Efek dari Temperatur	7
Gambar 2.2 Efek dari laju injeksi terhadap recovery	8
Gambar 3.1 Model Reservoir	11
Gambar 3.2 kr vs Sw	11
Gambar 4. 1 <i>Pressure P3</i>	15
Gambar 4. 2 <i>Pressure P4</i>	15
Gambar 4. 3 <i>Pressure P5</i>	15
Gambar 4. 4 <i>Oil Production Well actual vs simulasi</i>	16
Gambar 4. 5 <i>Oil Production actual vs simulasi</i>	16
Gambar 4. 6 Hasil penambahan <i>Oil Injector</i> sekitar <i>well 2</i> dan <i>4</i>	17
Gambar 4. 7 <i>Oil Production actual vs simulasi</i>	17
Gambar 4. 8 <i>Oil Production actual vs simulasi well 4</i>	18
Gambar 4. 9 Hasil penambahan <i>pseudo oil injector</i> sekitar <i>well 2</i> dan <i>4</i>	18
Gambar 4. 10 <i>Oil Production Well 5</i>	19
Gambar 4. 11 <i>Oil Production well 6</i>	19
Gambar 4. 12 Skenario pada <i>steam rate injection</i>	20
Gambar 4. 13 hasil simulasi setelah penambahan <i>steam producer</i>	20
Gambar 4. 14 Temperatur P3	21
Gambar 4. 15 Temperatur P4	21
Gambar 4. 16 Temperatur P5	22
Gambar 4. 17 Penyebaran <i>Steam (temperature view)</i>	22
Gambar 4. 18 Temperatur P3	24
Gambar 4. 19 Temperaute P4	25
Gambar 4. 20 Temperatur P5	25
Gambar 4. 21 Steam Rate vs Peak Temperatur (P3)	26
Gambar 4. 22 Steam Rate vs Peak Temperatur (P4)	27
Gambar 4. 23 Steam Rate vs Peak Temperatur (P5)	27
Gambar 4. 24 Steam Rate vs dT/dt	28
Gambar 4. 25 dT/dZ actual	29
Gambar 4. 26 dT/dZ simulasi	29

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Karakteristik Lapangan DTW	6
Tabel 2.2 <i>steam quality vs cum oil production</i>	9
Tabel 4. 1 Skenario Steam Rate	23
Tabel 4. 2 Avg Steam Rate, Peak Temperatur, dT/dt	26



SIMULASI NUMERIK UNTUK MEMPREDIKSI PENURUNAN TEMPERATUR PADA LAPANGAN MINYAK BERAT DI LAPANGAN DTW DENGAN POLA *INVERTED 7-SPOT*

DIMAS TOPAN WICAKSANA

153210542

ABSTRAK

Primary depletion/waterflooding seringkali tidak efisien apabila digunakan untuk produksi cadangan minyak berat karena memiliki viskositas tinggi. Injeksi uap dapat dijadikan metode untuk produksi minyak berat. Metode konvensional yang digunakan untuk mendapatkan profil Temperatur dengan menjalankan log wireline melintasi interval yang diinginkan. Dikembangkan sebuah simulasi reservoir untuk menemukan persamaan korelasi antara perubahan temperatur reservoir terhadap parameter steam flood. Persamaan digunakan sebagai alternatif untuk pattern yang tidak punya sumur observasi. Selanjutnya, persamaan bisa digunakan untuk prediksi penurunan temperatur reservoir tanpa membutuhkan data survey sumur observasi.. Simulasi dilakukan dengan history matching terhadap data temperatur actual Lapangan DTW. Simulasi dibatasi pada lingkup 1 pola injeksi dengan pola inverted 7- spot. Area sand Pertama merupakan target injeksi utama dengan waktu produksi/injeksi selama 10 Tahun dari 2009 sampai 2019. Tujuan dari penulisan ini yaitu melakukan simulasi injeksi pada lapangan DTW pada 1 pola injeksi inverted 7-spot untuk melihat penyebaran steam dan laju penurunan temperatur terhadap waktu. Selain itu menentukan korelasi antara laju penurunan temperatur terhadap laju injeksi uap serta membandingkan antara *heat mining tool* dengan hasil simulator CMG sehingga dapat diketahui apakah hasil CMG dapat dijadikan alternatif bagi pengelola lapangan DTW. Metode untuk mencapai tujuan yaitu dengan mengumpulkan data dan melakukan analisis data menggunakan simulasi software komersial CMG (Computer Modelling Group). Model CMG pada penelitian ini adalah close boundary model dan untuk mencapai match pada data lapangan dilakukan penambahan pseudo well. Pseudo well dibuat sebagai oil injector diantara well 2 dan 4 pada tahapan history matching untuk produksi. Sedangkan pada tahapan history matching steam rate, penambahan pseudo well dibuat sebagai steam producer diantara well 3 dan 5 karena diasumsikan pergerakan steam mengarah ke daerah tersebut karena daerah tersebut lebih tinggi dibanding daerah pada well 2 dan 4. Dapat dilihat pada rate injeksi steam mempengaruhi temperatur dari reservoir.

Kata Kunci: Minyak berat, CMG, temperatur, history matching, termal

**NUMERICAL SIMULATION TO PREDICT TEMPERATURE
REDUCTION IN HEAVY OIL FIELD IN DTW FIELD WITH
INVERTED 7-SPOT PATTERN**

DIMAS TOPAN WICAKSANA

153210542

ABSTRACT

Primary depletion/waterflooding is often inefficient when used for the production of heavy oil reserves because it has a high viscosity. Steam injection can be used as a method for heavy oil production. The conventional method used to obtain a Temperature profile is by running a wireline log across the desired interval. A reservoir simulation was developed to find the correlation equation between changes in reservoir temperature and steam flood parameters. Equations are used as an alternative to patterns that do not have observation wells. Furthermore, the equation can be used to predict the decrease in reservoir temperatur without requiring observation well survey data. Simulations are carried out by histoy matching to the actual temperatur data in the DTW field. The simulation is limited to the scope of 1 injection pattern with an inverted 7-spot pattern. The first sand area is the main injection target with a production/injection time of 10 years from 2009 to 2019. The purpose of this paper is to simulate injection in the DTW field in 1 inverted 7-spot injection pattern to see the spread of steam and the rate of temperatur decline with time. In addition, it determines the correlation between the rate of temperatur reduction and the rate of steam injection and compares the heat mining tool with the results of the CMG simulator so that it can be seen whether the CMG results can be used as an alternative for DTW field managers. The method to achieve the goal is to collect data and perform data analysis using commercial simulation software CMG (Computer Modeling Group). The CMG model in this study is a close boundary model and to achieve a match on the field data, pseudo wells are added. Pseudo wells are made as oil injectors between wells 2 and 4 in the history matching stage for production. While at the historical matching steam rate stage, the addition of a pseudo well is made as a steam producer between wells 3 and 5 because it is assumed that the steam movement leads to that area because the area is higher than the area at wells 2 and 4. It can be seen that the steam injection rate affects the temperatur of reservoir

Keywords: Heavy oil, CMG, temperatur, history matching, thermal

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sebagian besar cadangan minyak dunia ada dalam bentuk minyak berat (Zhu et al., 2011). Total perkiraan volume minyak berat yang dapat diperoleh (434 miliar barel) dan bitumen (651 miliar barel) hampir sama dengan sisa cadangan minyak ringan di dunia (Zhou et al., 2018). Pengembangan cadangan semacam itu dengan metode tradisional (*primery depletion, waterflood*) seringkali tidak efisien karena viskositas tinggi dari minyak berat (Zhu et al., 2011). Dikatakan minyak berat karena memiliki densitas lebih tinggi dibandingkan dengan minyak ringan. Minyak berat memiliki derajat API dibawah 20 (Temizel et al., 2016). Proyek injeksi uap terbesar di dunia terletak di Indonesia, tepatnya di Riau (Ali et al., 2002).

Viskositas merupakan salah satu parameter penting yang mempengaruhi minyak untuk mengalir melalui media berporos dan pipa. Pada umumnya viskositas didefinisikan sebagai hambatan internal fluida untuk mengalir (Ahmed, 1993). Metode pemulihan termal telah digunakan selama beberapa dekade terakhir untuk mengeksploitasi reservoir minyak berat karena viskositas minyak berat berubah dengan cepat dengan temperatur (He et al., 2017).

Injeksi uap dapat diaplikasikan pada reservoir dengan *screening criteria* yang dikutip dari (Taber et al., 1997), dimana jenis batuan reservoir adalah *sandstone*, karakteristik dari minyak memiliki $API = 8 - 13.5$, viskositas < 2000 , saturasi minyak $> 50\%$, dan memiliki kedalaman dibawah 4500ft, pada lapangan DTW memiliki kedalaman 625 ft yang tergolong reservoir dangkal dan jenis minyak *heavy oil*.

Lapangan DTW memiliki 3 *producing sands*, yaitu Rindu, Pertama, Kedua. *Sand* Rindu merupakan *sand* terdangkal. *Sand* Pertama dan Kedua yang lebih dalam memiliki *pay thickness* sekitar 140 ft dan bekisar pada 400 – 700 ft *true vertical depth* (TVD). Pertama dan Kedua *sand* adalah penghasil minyak utama, terhitung

dari dua pertiga dari *oil in place* (OIP). Kedua *sand* ini merupakan target injeksi uap utama (Nath & Energy, 2005).

Di lapangan termal, temperatur biasanya diperoleh sebagai bagian dari rencana pengawasan reservoir untuk mengelola panas. Metode konvensional yang digunakan untuk mendapatkan profil temperatur adalah dengan menjalankan log *wireline* melintasi interval yang diinginkan, biasanya melalui pipa atau *tubing* di *observation well*, satu sumur observasi Temperatur di - *set* dalam satu pola untuk memantau respon Temperatur pembentukan terhadap *steamflood* (Nath & Energy, 2005).

Heat mining tool merupakan sebuah metode perhitungan yang digunakan oleh PT Chevron Pasific Indonesia untuk memprediksi temperatur reservoir terhadap waktu berdasarkan data survey di sumur observasi. Survey pada sumur observasi untuk mendapatkan data *heat loss*, data ini diambil setiap tahun dan mendapatkan korelasi antara *heat loss* terhadap waktu yang kemudian digunakan untuk memprediksi penurunan temperatur kedepannya.

Pada Tugas Akhir ini, dikembangkan sebuah simulasi reservoir untuk menemukan persamaan korelasi antara perubahan temperatur reservoir terhadap parameter *steam flood*. Persamaan nantinya bisa digunakan sebagai alternatif untuk *pattern* yang tidak punya sumur observasi. Selanjutnya, persamaan bisa digunakan untuk prediksi penurunan temperatur reservoir tanpa membutuhkan data survey sumur observasi sehingga bisa ada potensi penurunan biaya *lifting cost* dari sisi pengambilan data survey.

Pada penelitian ini, penulis akan melakukan simulasi *steam flooding* pada lapangan DTW untuk memprediksi penurunan temperatur terhadap waktu. Simulasi dilakukan dengan melakukan *histoy matching* terhadap data temperatur *actual* Lapangan DTW. Simulasi dibatasi pada lingkup 1 pola injeksi dengan pola *inverted 7- spot*. Dipilih area ini karena terdapat *sand* Pertama yang merupakan target injeksi utama pada lapangan ini. Waktu produksi/injeksi selama 10 Tahun dari 2009 sampai 2019.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Melakukan simulasi injeksi pada lapangan DTW pada 1 pola injeksi *inverted 7-spot* guna melihat penyebaran *steam* dan laju penurunan temperatur terhadap waktu.
2. Mencari korelasi antara laju penurunan temperatur terhadap laju injeksi uap.
3. Membandingkan antara *heat mining tool* dengan hasil simulator CMG sehingga dapat diketahui apakah hasil CMG dapat dijadikan alternatif bagi pengelola lapangan DTW.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang diharapkan dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Memberikan informasi berupa persamaan berbasis empiris untuk memprediksi Temperatur reservoir berdasarkan parameter *steam flooding* sebagai alternatif bagi pengelola lapangan DTW.
2. Memberikan alternatif skenario *steam rate* yang optimum kepada pengelola lapangan DTW.
3. Pengkayaan materi akademik untuk mahasiswa guna mengetahui skenario optimum pada lapangan DTW menggunakan simulasi reservoir.

1.4 Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan penelitian yang dimaksud, maka dalam penelitian ini hanya membatasi mengenai beberapa hal sebagai berikut:

1. Hanya menginvestigasi Temperatur reservoir dengan berbagai skenario injeksi.
2. Hanya menerapkan 1 jenis *well pattern inverted 7-spot*.
3. Grid model berdasarkan static model (go-cad) yang digunakan pengelola lapangan DTW.
4. Data injeksi dan produksi aktual (primer).
5. Tidak membahas keekonomisan.
6. Menggunakan CMG-STAR tahun 2015.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Al qur'an surat Al-Jatsiyah ayat 29

Allah berfirman : "*Inilah kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan benar. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan*".

Allah menyatakan firman-Nya kepada seluruh umat manusia bahwa kita (manusia) diperintah oleh Allah SWT untuk mencatat apa yang kita kerjakan, dan selalu mengerjakan hal baik harus dicatat. Salah satu contoh dari mencatat hal baik adalah membuat laporan dari Tugas Akhir ini dan diniatkan karena Allah.

2.1 EOR Termal

Metode termal merupakan salah satu metode yang sudah dilakukan sejak tahun 1950-an (Thomas, 2008). Metode termal menginjeksikan panas ke reservoir dan menguapkan sebagian minyak (Thomas, 2008). Mekanisme utama adalah dengan menurunkan viskositas. Metode termal telah berhasil di Kanada, Amerika Serikat, Venezuela, Indonesia dan negara- negara lain (Thomas, 2008).

2.2 Jenis – jenis EOR Termal

Tiga metode umum EOR menggunakan injeksi uap adalah *cyclic steam stimulation (huff and puff)*, *steam flooding* dan *steam assisted gravity drainage (SAGD)* (Mozaffari et al., 2013).

1. *Steam flooding*

Proses ini menginjeksikan uap ke dalam reservoir melalui sumur injeksi, yang mentransfer panas ke fluida dan ke batuan, menciptakan peningkatan Temperatur reservoir dan menyebabkan penurunan viskositas minyak, yang memungkinkan minyak untuk mengalir ke arah sumur produksi dan kemudian ke permukaan (Edwin Rodríguez, Wilson Barrios, Roy Sandoval, 2008).

Salah satu kelemahan dari *steam flooding* adalah heat loss. Terjadi pada formasi yang dalam akan terjadi heat loss yang signifikan mengakibatkan penurunan kualitas *steam* atau dalam beberapa kasus menjadi *hot water injection* (Gunadi et al., 2013).

2. *Cyclic Steam Stimulation (huff and Puff)*

Pada metode CSS *steam* diinjeksikan pada sumur produksi. Pada metode ini memiliki 3 tahap (Edwin Rodríguez, Wilson Barrios, Roy Sandoval, 2008) :

- Tahap injeksi : Selama tahap ini panas disuplai sebagai uap ke formasi produksi, selama beberapa hari atau minggu sesuai dengan perkiraan kebutuhan. Tujuannya adalah untuk mengurangi viskositas minyak mentah yang mengelilingi sumur, hingga jarak yang ditentukan.
- Tahap Perendaman : Setelah periode injeksi, sumur ditutup untuk membangun homogenisasi area yang dipanaskan di sekitar sumur
- Tahap Produksi : sumur dibuka dan mulai menghasilkan sejumlah besar air pada Temperatur tinggi yang dihasilkan dari kondensasi uap yang disuntikkan. Tingkat produksi air akan mulai berkurang sedikit demi sedikit, sementara produksi minyak mentah meningkat. Karena alasan inilah respons sumur terhadap stimulasi sangat tergantung pada viskositas minyak, permeabilitas, radius panas, tekanan reservoir awal dan kehilangan panas.

3. *Steam Assisted Gravity Drainage*

Dua sumur horizontal paralel dibor di reservoir (terpisah sekitar 5 m secara vertikal). Setelah *steam chamber* terbentuk, *steam* secara terus menerus diinjeksikan dari sumur atas dan minyak yang dipanaskan serta air yang terkondensasi diproduksi dari sumur bawah. Uap, berbentuk gas dan memiliki kepadatan lebih rendah, cenderung naik dan memanaskan minyak, dan dengan demikian memobilisasi bitumen. Bitumen yang dimobilisasi yang lebih padat daripada uap cenderung bergerak ke bawah menuju sumur horizontal yang kemudian diproduksi (Sood, 2016).

2.3 *Flashing* atau kondensasi di zona uap

Jika ada perubahan tekanan di zona uap, air akan mengalami *flashing* atau mengembun sehingga Temperatur batuan dan hidrokarbon yang tersisa di zona uap masuk ke keseimbangan dengan Temperatur uap baru (O'Dell, 2012). *Flashing* dapat diartikan sebagai bagian fasa liquid, karena terjadi penurunan tekanan pada fasa liquid di bawah tekanan saturasi (Nigim et al., 2019). Kondensasi terjadi

karena adanya kehilangan panas di zona uap (O'Dell, 2012). Uap merambat ke atas karena perbedaan densitas dan uap yang terkondensasi pada permukaan dengan minyak berat cenderung mengalir ke bawah (Alajmi et al., 2008).

2.4 *Steam Oil Ratio*

Merupakan perbandingan antara Minyak dan uap yang dapat mempengaruhi laju produksi, tekanan, *recovery factor* (Orr et al., 2010). *Steam- oil Ratio* (SOR) merupakan salah satu parameter yang digunakan untuk mengamati efisiensi dari produksi minyak. Semakin rendah SOR, semakin efisien uap injeksi yang dimanfaatkan (Srochviksit & Maneeintr, 2016).

2.5 **Simulator CMG**

Simulator STARS-CMG merupakan simulator yang digunakan di perusahaan minyak karena kemampuannya untuk membuat model labor dan skala lapangan dan juga memiliki kemampuan untuk reaksi kimia yang rumit (Rai et al., 2015). STARS-CMG juga digunakan dalam mensimulasikan termal pada eksperimen *steam flood* saat ini (Zan et al., 2010).

Simulator CMG memiliki kekurangan, antara lain tidak bisa membuat model geologi seperti keadaan di lapangan. CMG hanya bisa membuat *simple model* (Detwiler & Wang, 2018). Untuk melakukan simulasi kimia menggunakan CMG STARS, STARS tidak bisa mengakomodasi *solvent model* (Behzadi & Towler, 2009).

2.6 **Karakteristik Lapangan DTW**

Lapangan DTW merupakan salah satu lapangan yang dikelola oleh PT. Chevron Pacific Indonesia dibawah kontrak bagi hasil dengan pemerintah Indonesia. Ditemukan pada tahun 1940, lapangan DTW merupakan salah satu *giant field* yang mengoperasikan *steam flood* terbesar di dunia berlokasi di blok Rokan dengan (Arfie et al., 2005).

Lapangan DTW memiliki 13 area, penelitian ini berfokus pada salah satu area yaitu area X dan satu pola injeksi yaitu inverted 7-spot dengan luas area 5.5 acre. Area x terletak di bagian utara dari lapangan DTW dengan target utama injeksi yaitu pertama *sand*.

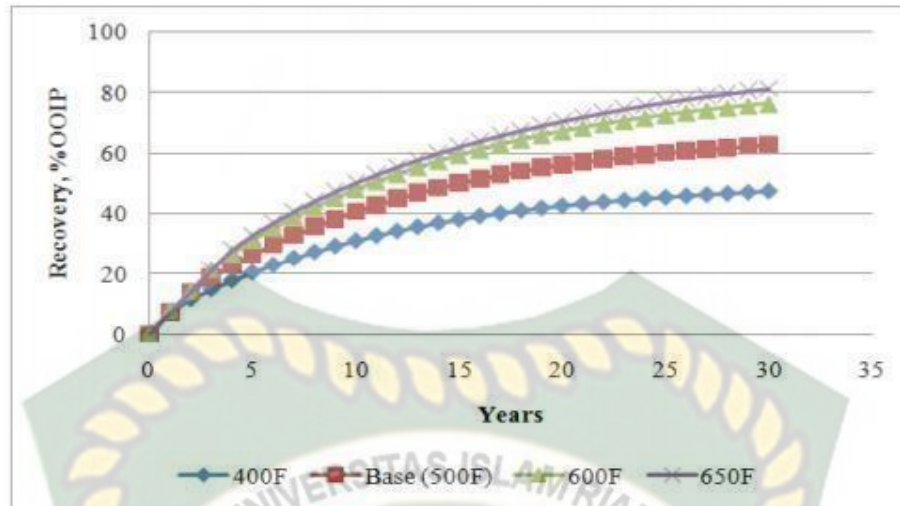
Adapun karakteristik dari reservoir ini sebagai berikut :

Tabel 2. 1 Karakteristik Reservoir Lapangan DTW

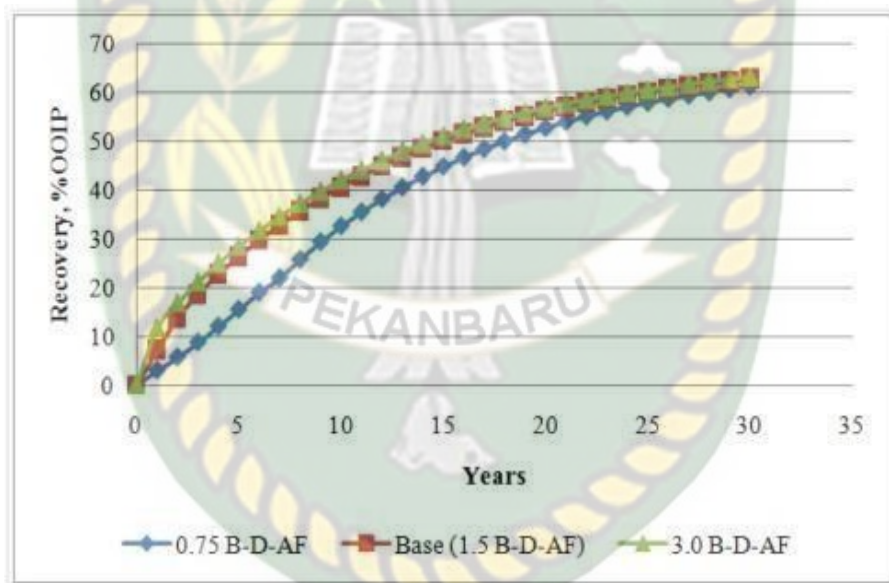
Parameter	Value
Porositas	0.2 – 0.4
Permeabilitas (md)	2000 – 5000
Viskositas (cp) @41 F	1189.26
API gravity	17 – 20
Top of Reservoir (ft)	476
Initial <i>Pressure</i> (psi) @625 ft	125
Initial Reservoir Temperature (F)	100
Densitas Minyak (gr/cm ³)	0.99
Rock Wettability	Water Wet
Thermal Conductivity	27.6 Btu/(ft*day*F)
Volumetric Heat Capacity	35 Btu/(ft ³ *F)

2.7 *State of The Arts*

Pada penelitian (Ziegler, 2016) injeksi *steam* terbukti efektif dalam meningkatkan *oil recovery* dari reservoir konvensional yang mengandung minyak berat atau tar. *Oil recovery* dapat mencapai 40% dengan injeksi *steam*. Meningkatnya laju injeksi dan/atau temperatur injeksi akan mempercepat dan meningkatkan *oil recovery* dari injeksi *steamflood*.



Gambar 2. 1 Efek dari Temperatur (Ziegler, 2016)



gambar 2. 2 Efek dari laju injeksi terhadap recovery (Ziegler, 2016)

Dalam penelitian (Ecopetrol & Carlos, 2013) menyatakan bahwa strategi untuk memaksimalkan produksi minyak dan menurunkan SOR adalah dengan menginjeksikan *steam* dalam *rate* yang besar (1500 BWE/day-well), yang akan membuat respon yang cepat dalam produksi. Ketika proses sudah mencapai *thermal maturity*, dan harus dievaluasi ulang untuk *steam rate* waktu ke waktu (500 BWE/day selama 5 tahun, 350 BWE/day selama 7 tahun lebih).

Meningkatkan kualitas uap akan menyebabkan produksi minyak kumulatif akan sedikit meningkat dan menurunkan produksi air kumulatif. Faktor lain untuk memilih kualitas uap adalah kehilangan panas selama injeksi uap. *Steam* dengan kualitas lebih tinggi memiliki kandungan panas lebih banyak daripada *steam* dengan kualitas lebih rendah. Ini berarti uap dapat memberikan lebih banyak panas tanpa menurunkan Temperatur dari *steam* yang diinjeksikan (Tehran et al., 2010).

Tabel 2. 2 steam quality vs cum oil production

<i>Steam Quality</i>	<i>Cummulative Oil Produksi</i>
0.2	3.21×10^6
0.4	3.54×10^6
0.6	3.68×10^6
0.8	3.78×10^6
0.9	3.82×10^6

Pada studi penelitian (Kusumastuti et al., 2019), peneliti menggunakan sumur yang sudah ada dengan pola *inverted 7-Spot* yang dipilih untuk dilakukan simulasi. Pola *inverted 7-spot* memiliki nilai *recovery* faktor paling besar dibanding beberapa pola injeksi lainnya. Pada penelitian (Kusumastuti et al., 2019) menunjukkan nilai *recovery factor* sebesar 37.1 % dengan *steam quality* 0.9 dan pada *pattern 7-spot inverted* ini memiliki temperatur paling tinggi.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

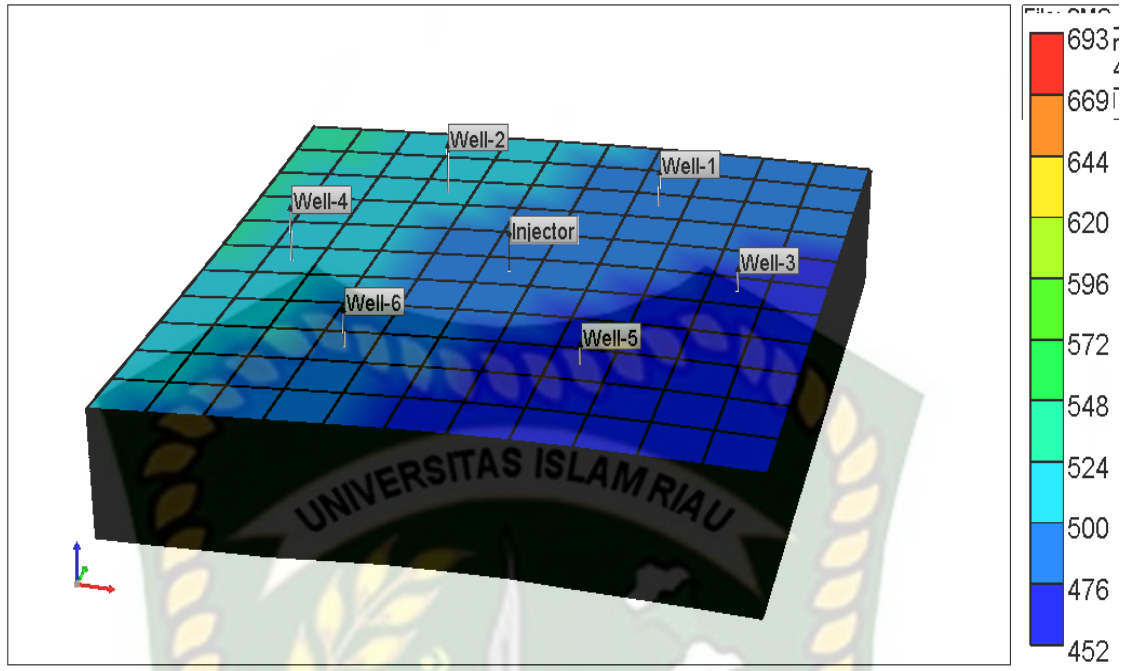
Dalam penulisan tugas akhir ini, metodologi yang dilakukan adalah simulasi menggunakan *software* komersial yaitu CMG (*Computer Modelling Group*). Melakukan analisis data lapangan dan mengumpulkan data yang diperlukan untuk mendukung penelitian yang dilakukan. Adapun tahapan yang dilakukan adalah :

1. Mengumpulkan referensi yang relevan dengan topik penelitian seperti buku, jurnal, laporan.
2. Gambaran umum Duri *Steam Flood*
3. Mengumpulkan data seperti data reservoir, fluida, kompleks, produksi, injeksi, model geologi, injeksi, temperatur, tekanan.
4. Melakukan input data ke dalam *software* CMG.
5. Melakukan *history matching* terhadap temperatur, laju injeksi, laju produksi.
6. Uji sensitivitas terhadap berbagai laju injeksi steam
7. Melakukan analisis terhadap hasil run simulasi CMG.
8. Melakukan pembahasan untuk dapat diambil kesimpulan

Adapun parameter yang diamati adalah melakukan uji sensitivitas dari variasi *rate* injeksi dari *steam flood*. Kemudian melihat temperatur pada tiap-tiap sand dan memprediksi laju penurunan temperatur dari reservoir.

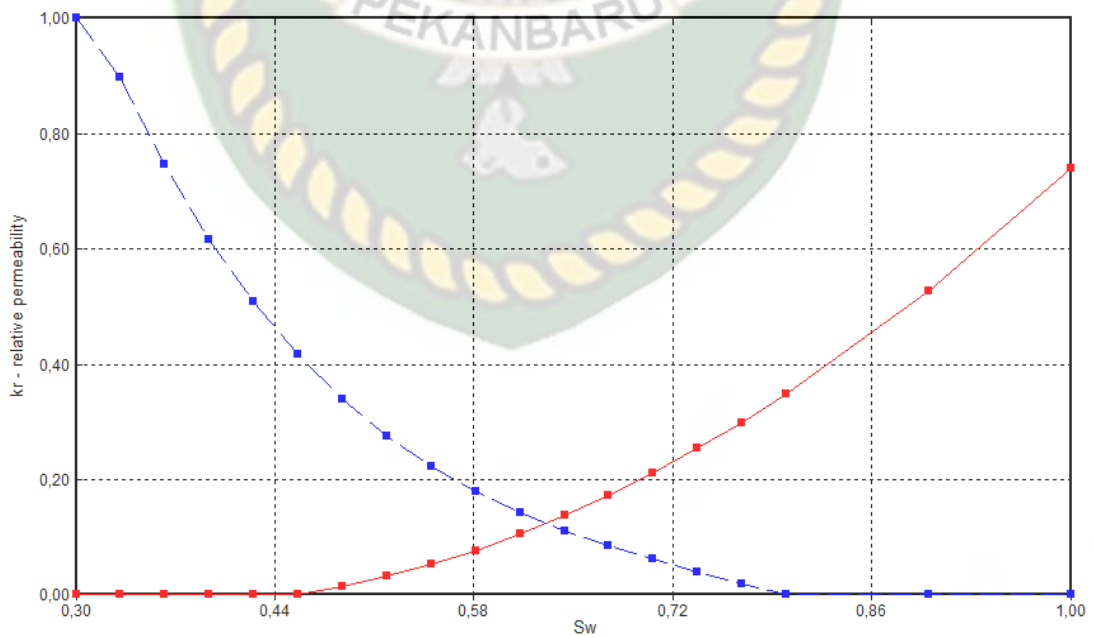
3.2 Model Simulasi Reservoir

Model reservoir dari lapangan DTW merupakan hasil eksport dari aplikasi Go-Cad kemudian di import ke CMG-STARs. Model reservoir pada lapangan ini terdiri dari 11 grid arah sumbu I, 11 grid arah sumbu J dan 74 grid arah sumbu K. Ketebalan per layer ± 2 ft. Pada model ini merupakan *sand* pertama. Layer ke 22 – 32 adalah P3, layer 41 – 55 adalah P4, layer 65 – 73 adalah P5.



Gambar 3. 1 Model Reservoir (Depth View)

Kurva permeabilitas relative pada gambar berikut menunjukkan *Wettability* yang bersifat *water wet*. Hal ini dikarenakan perpotongan kurva berada diatas 0.5



Gambar 3. 2 k_r vs S_w

3.3 Data-data yang dibutuhkan

Adapun perkiraan data yang dibutuhkan sebagai berikut:

3.3.1 EOS Modelling

Data untuk EOS Modelling diperoleh dari eksperimen laboratorium adalah sebagai berikut:

1. Komponen dan komposisi fluida reservoir.
2. Data tekanan dan temperatur reservoir.

3.3.2 Reservoir Modelling

Data yang dibutuhkan untuk Reservoir Modelling diperoleh dari lapangan adalah sebagai berikut:

1. Kontur reservoir dari Go-Cad
2. Data Produksi dan Injeksi

3.4 Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan di *Main Office* PT. Chevron Pacific Indonesia, Rumbai

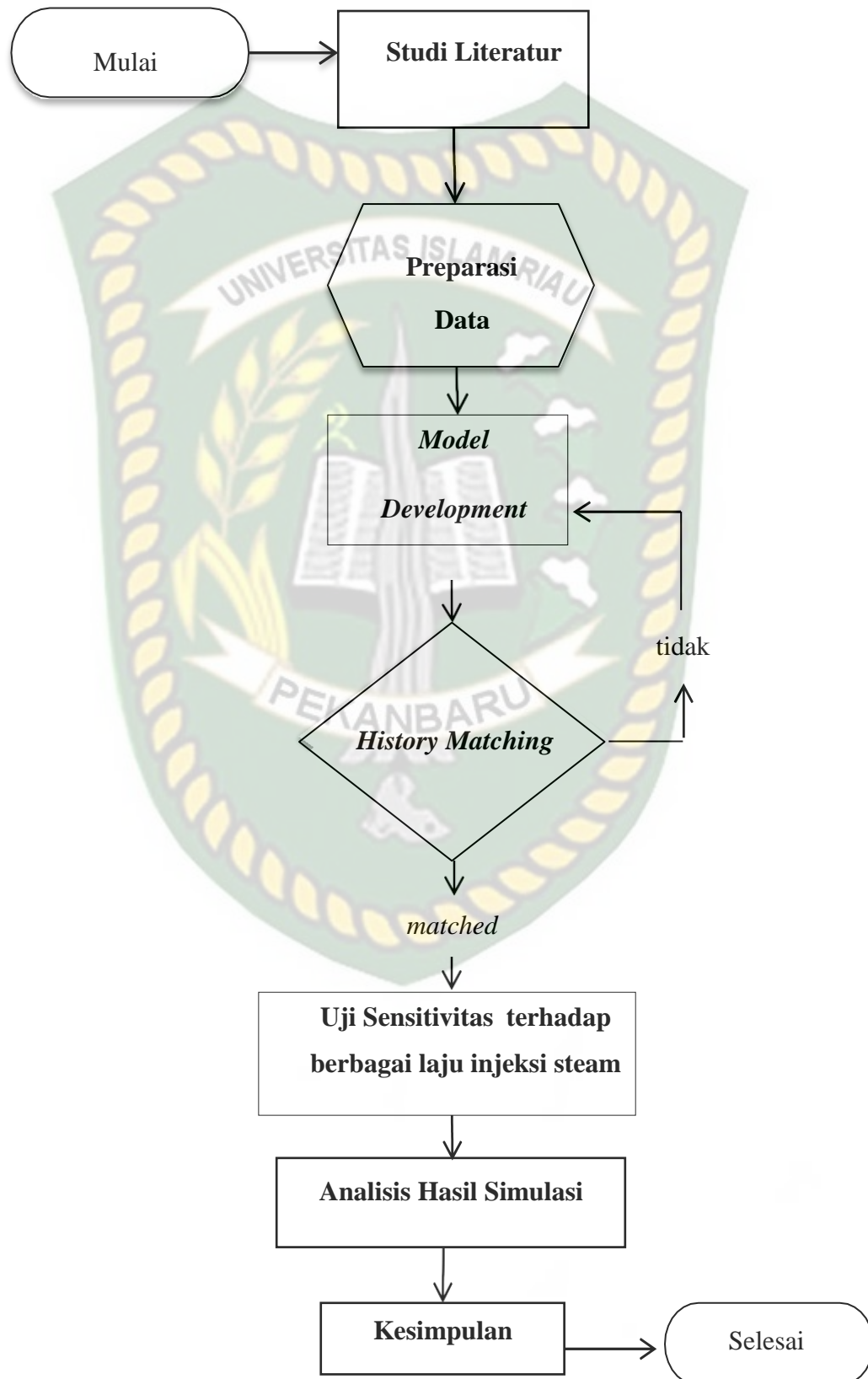
3.5 Jadwal Penelitian

Berikut adalah jadwal penelitian yang dilakukan selama 2 bulan di PT. Chevron Pacific Indonesia, Rumbai.

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

Kegiatan	2021						
	Januari	Februari	Maret	April	Mei	Juni	Juli
Studi literatur							
Persiapan data							
Pengembangan model							
<i>History matching</i>							
Uji sensitivitas							
Analisis dan hasil							
Penyusunan TA							

3.6 Alur Penelitian



BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Reservoir Modelling

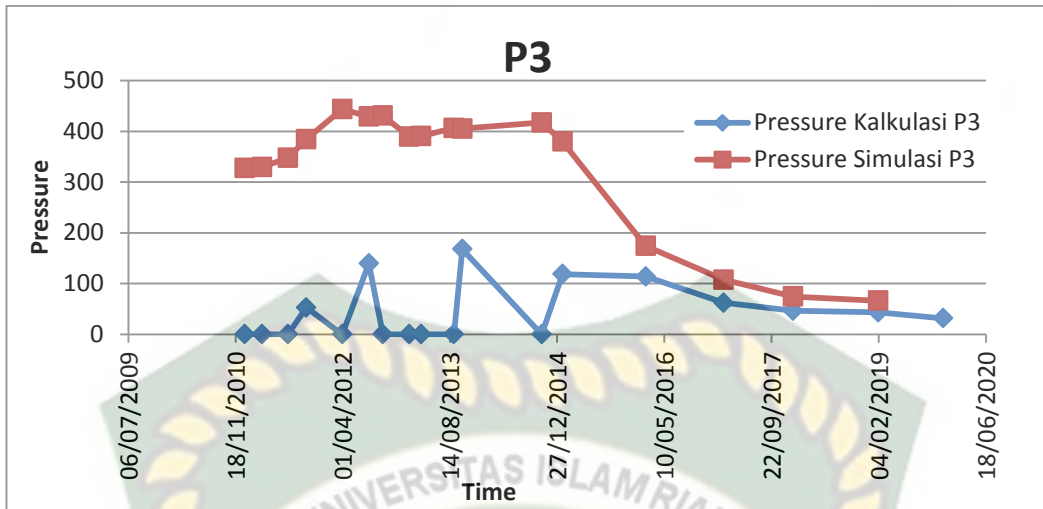
Untuk melakukan reservoir *modelling*, kontur reservoir didapatkan dari hasil Go-Cad yang digunakan PT. CPI dan diimport ke CMG STARS. Dari hasil import ini beberapa data reservoir seperti kedalaman reservoir, porositas, S_o , S_w , Permeabilitas. Model ini merupakan *close boundary* model, dimana tidak ada arus yang masuk dan arus yang keluar. Untuk melakukan *history matching* dilakukan penambahan *pseudo well* sebagai *pseudo oil injector* dan *pseudo steam producer*.

4.2 History Matching

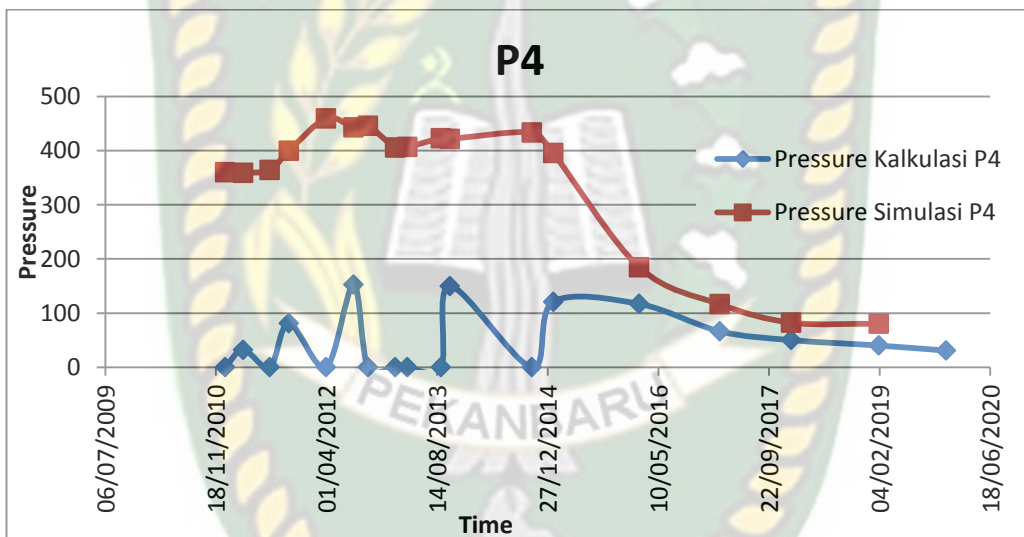
Proses ini bertujuan untuk mencocokkan data lapangan dengan data hasil dari simulator. Hasil dari simulator CMG di-ekspor ke Excel kemudian dicocokkan dengan data *actual*. Proses ini dilakukan pada data *pressure*, produksi, injeksi *steam* dan temperatur reservoir. Berikut adalah hasil dari proses *history matching*.

4.2.1 History matching Pada Pressure Reservoir

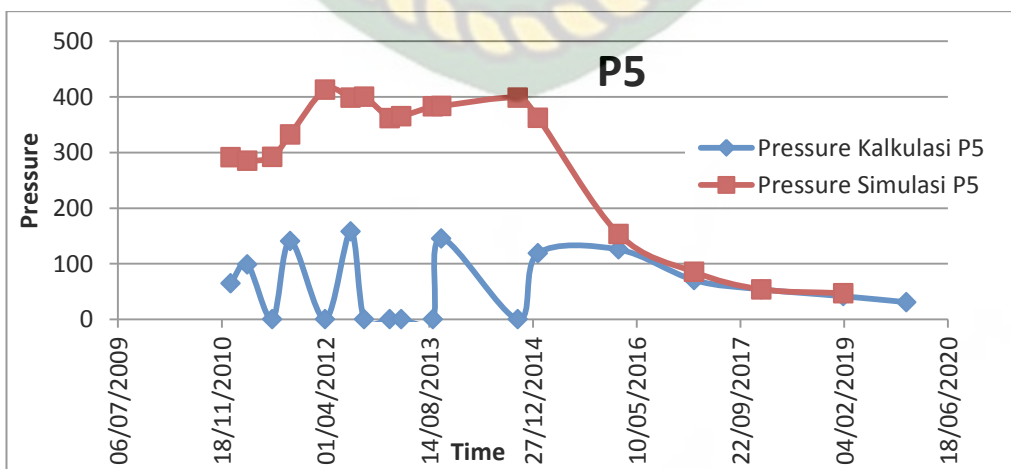
Proses ini mencocokkan *pressure reservoir actual* dengan *pressure reservoir* hasil simulasi. Pada tahapan ini, penulis tidak melakukan *history matching* pada *pressure* karena data yang didapat merupakan data hasil kalkulasi yang dilakukan oleh pengelola lapangan DTW. *Pressure* reservoir didapatkan dari hasil kalkulasi menggunakan *steam table* oleh pengelola lapangan DTW. *Pressure* yang tidak *match*, kemungkinannya karena data *pressure* yang tidak terukur langsung tapi diukur dari hasil kalkulasi dari *steam table*. Berikut merupakan hasil dari *pressure* simulasi dan *pressure* hasil kalkulasi pengelola lapangan DTW.



Gambar 4. 1 Pressure P3



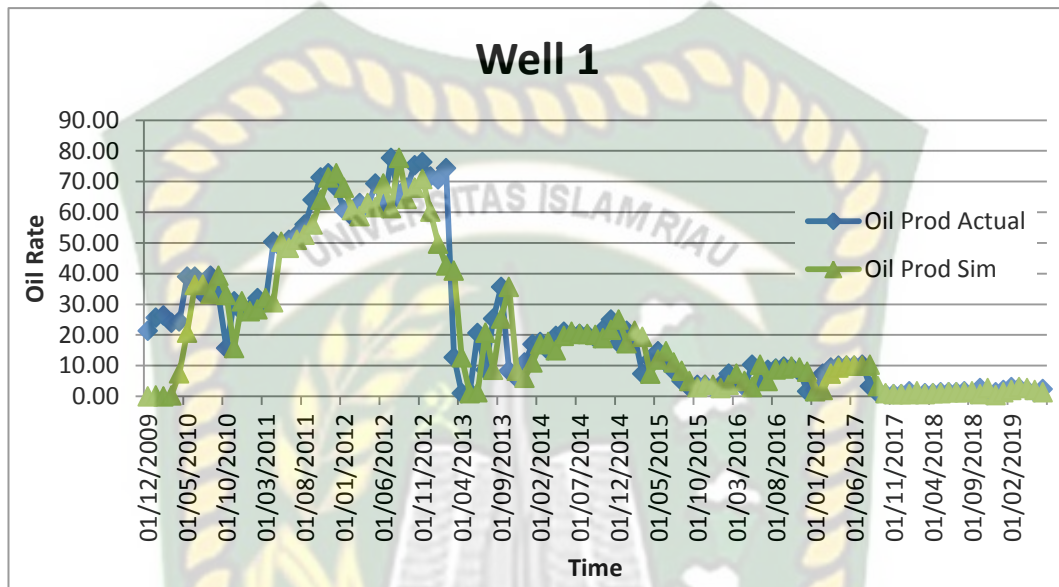
Gambar 4. 2 Pressure P4



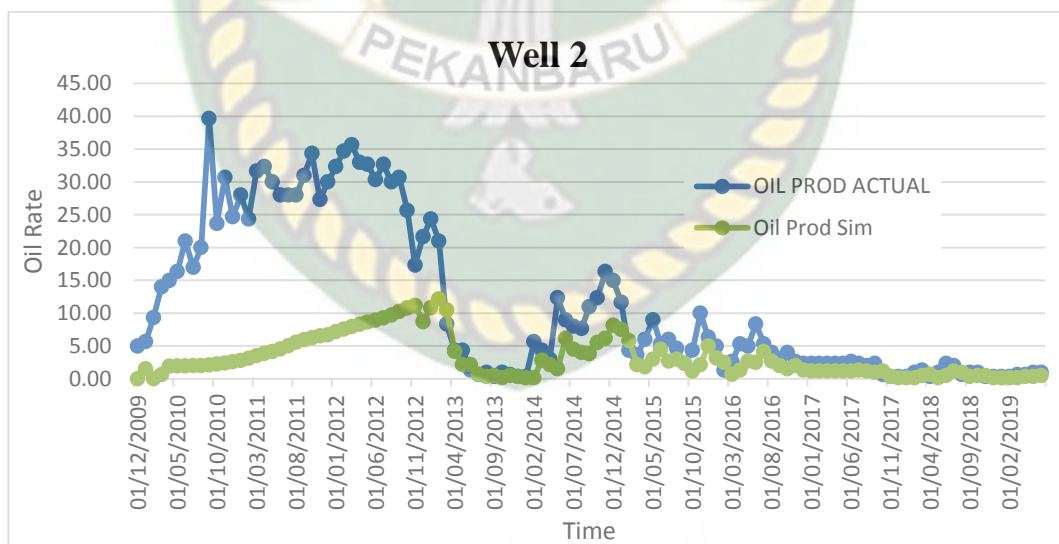
Gambar 4. 3 Pressure P5

4.2.2 History matching pada oil production

Proses ini mencocokkan hasil produksi minyak *actual* dan hasil simulasi. Data produksi diambil dari setiap *well* produksi pada pola ini.



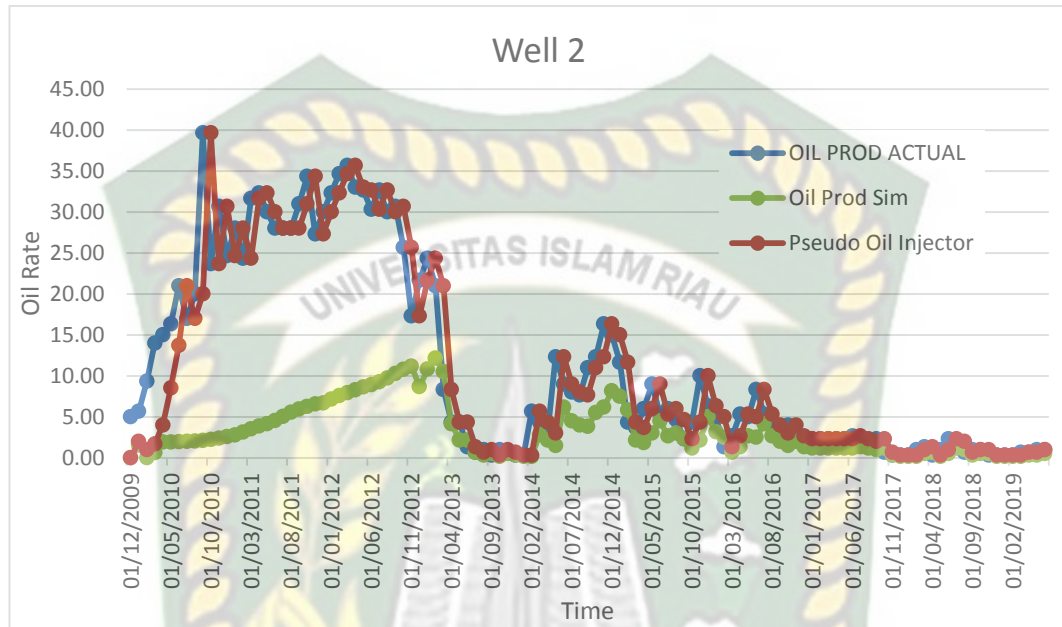
Gambar 4. 4 Oil Production Well actual vs simulasi



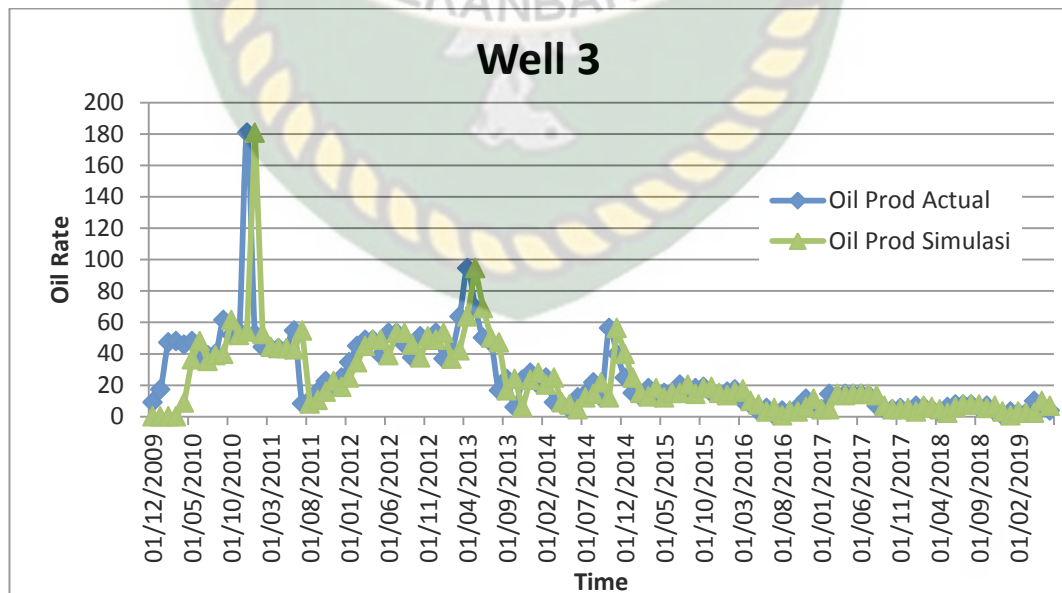
Gambar 4. 5 Oil Production actual vs simulasi

Pada *well 2*, *rate* produksi pada tahun awal sangat jauh dari *actual rate*, kemungkinan ini dikarenakan ada *fluid influx*. Ini terbukti ketika dilakukannya penambahan sumur injeksi minyak di sekitar *well 2*. Berikut merupakan hasil

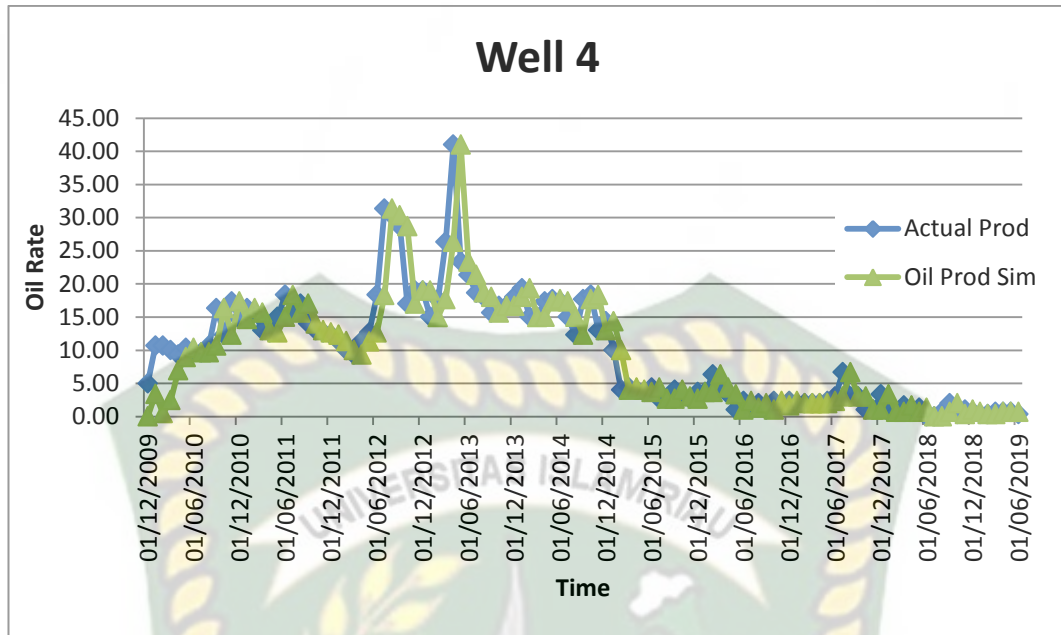
produksi minyak di *well 2* setelah dilakukannya penambahan sumur injeksi minyak. *Rate* injeksi minyak pada sumur ini sebesar 200 bopd.



Gambar 4. 6 Hasil penambahan *Oil Injector* sekitar *well 2* dan 4

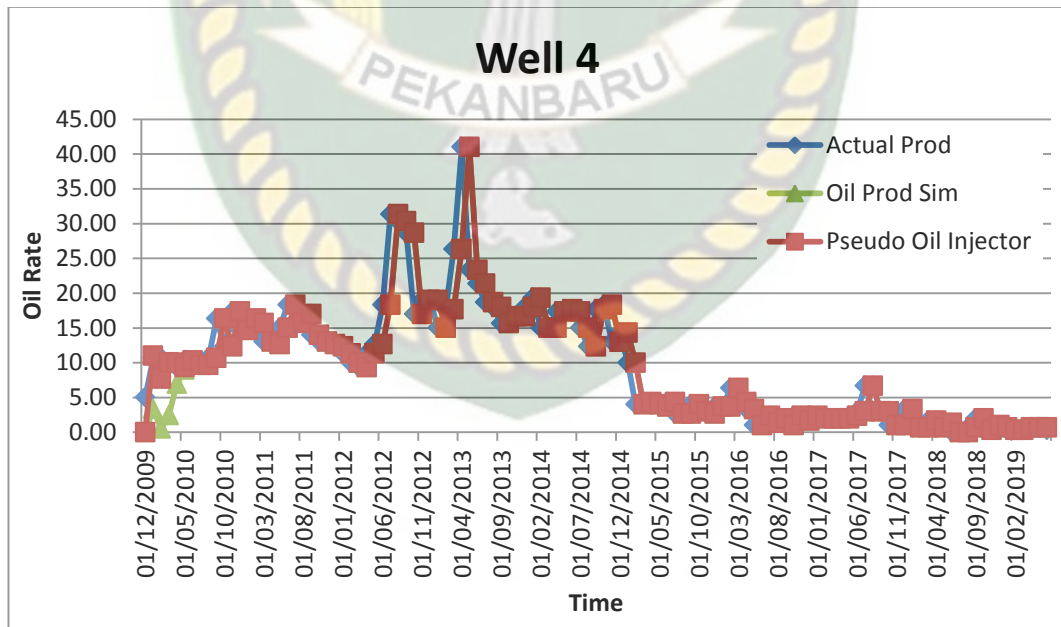


Gambar 4. 7 *Oil Production actual vs simulasi*

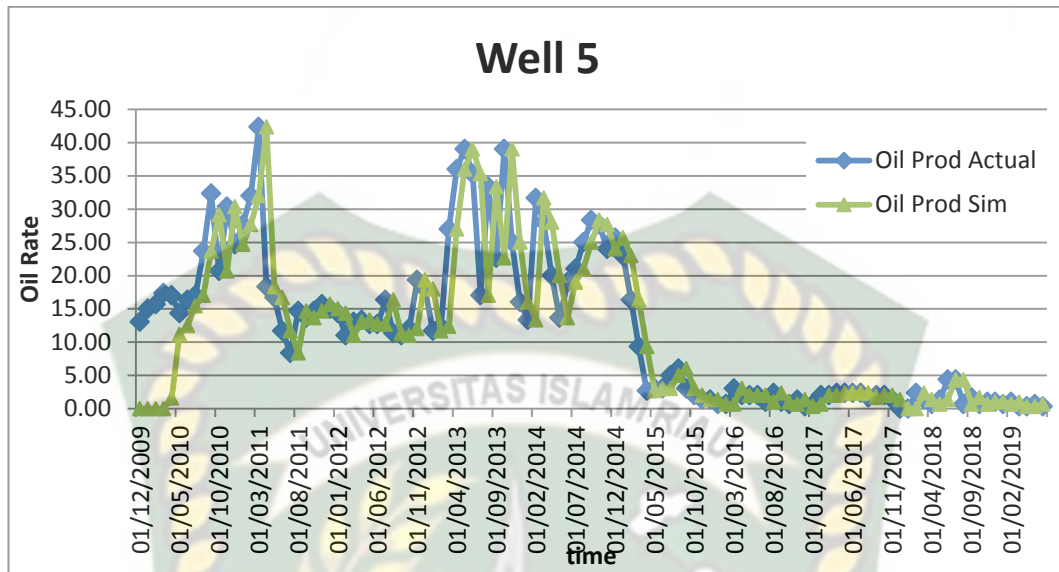


Gambar 4. 8 Oil Production actual vs simulasi well 4

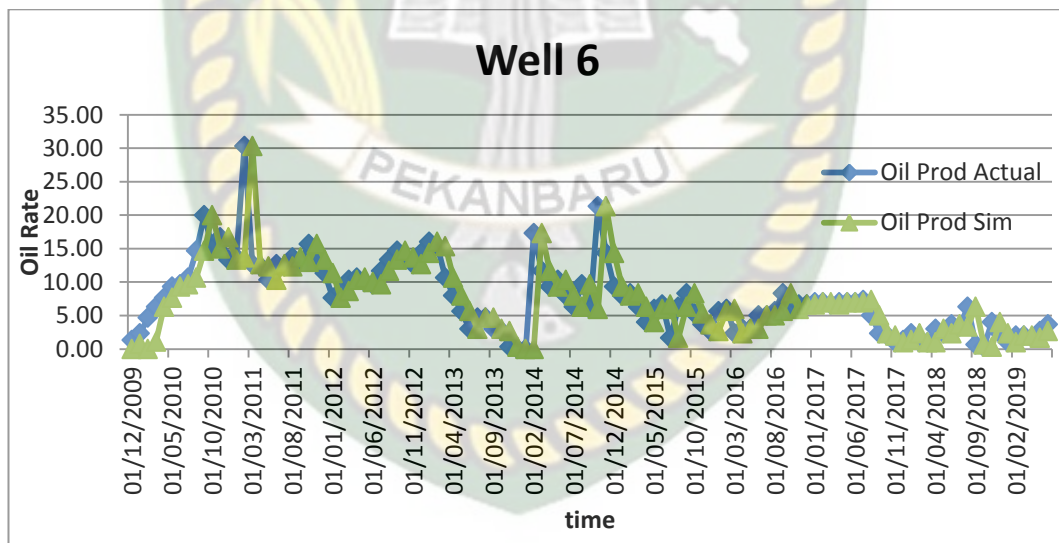
Hasil dari penambahan Pseudo well oil injector juga mempengaruhi pada sumur 4. Pada hasil simulasi mengalami peningkatan oil produksi pada awal tahun simulasi, ditunjukkan pada grafik di bawah ini.



Gambar 4. 9 Hasil penambahan pseudo oil injector sekitar well 2 dan 4



Gambar 4. 10 Oil Production Well 5

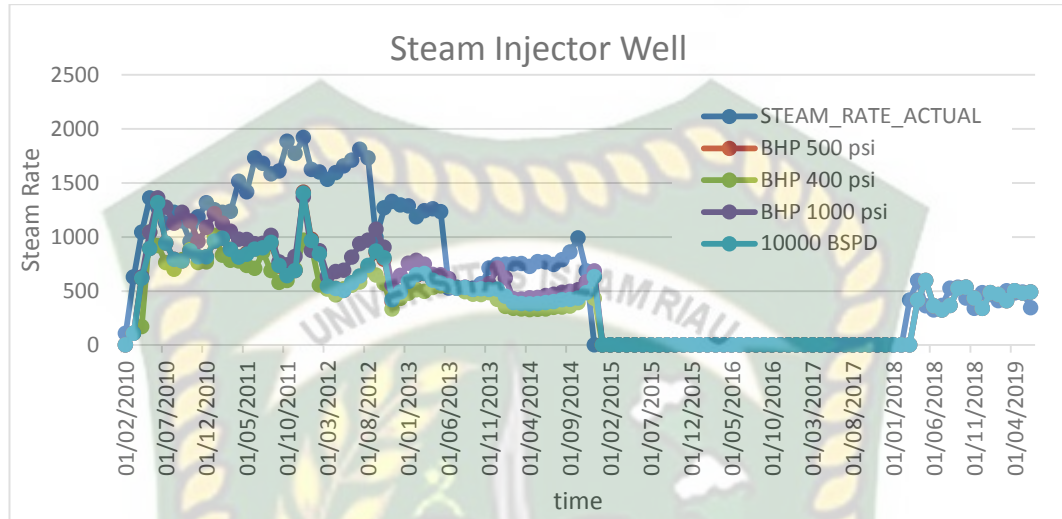


Gambar 4. 11 Oil Production well 6

4.2.3 History matching pada rate injeksi

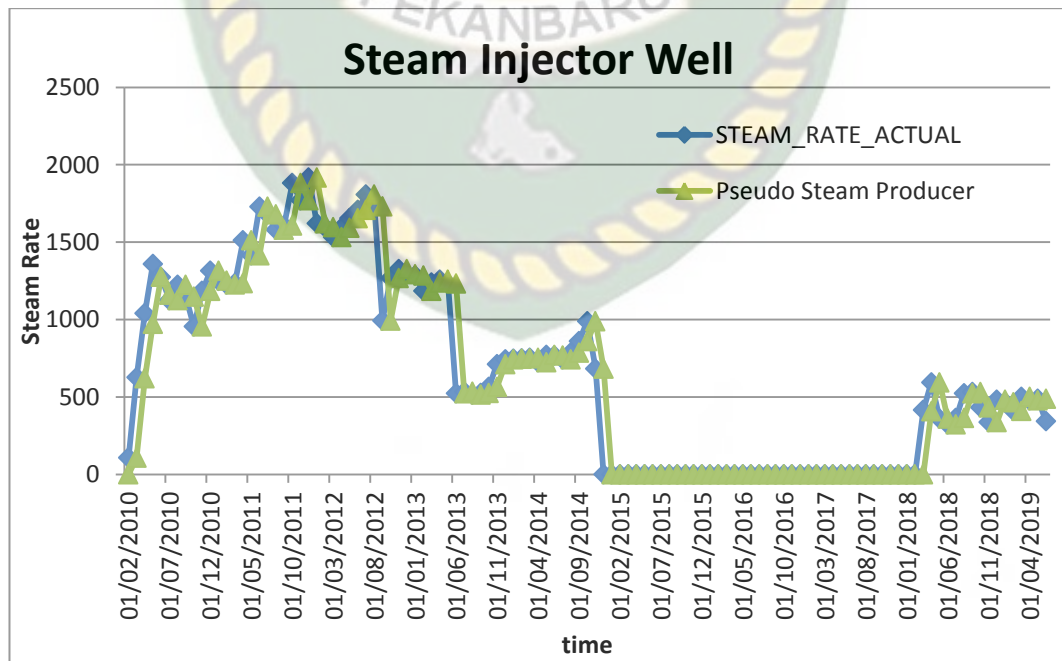
Dalam proses ini ada beberapa skenario untuk mencocokkan *rate* injeksi, yaitu di run pada BHP 500 psi, 400 psi, 1000 psi, dan merubah laju injeksi menjadi 10000 bspd sebelum sumur injeksi dimatikan (*shut in*). Dari beberapa

skenario tersebut hasilnya belum *match* dengan data lapangan, *rate* yang bisa dikatakan *match* hanya pada saat sumur dihidupkan kembali. Berikut adalah grafik yang menunjukkan hasil dari *actual steam rate* dan *simulation steam rate*.



Gambar 4. 12 Skenario pada *steam rate injection*

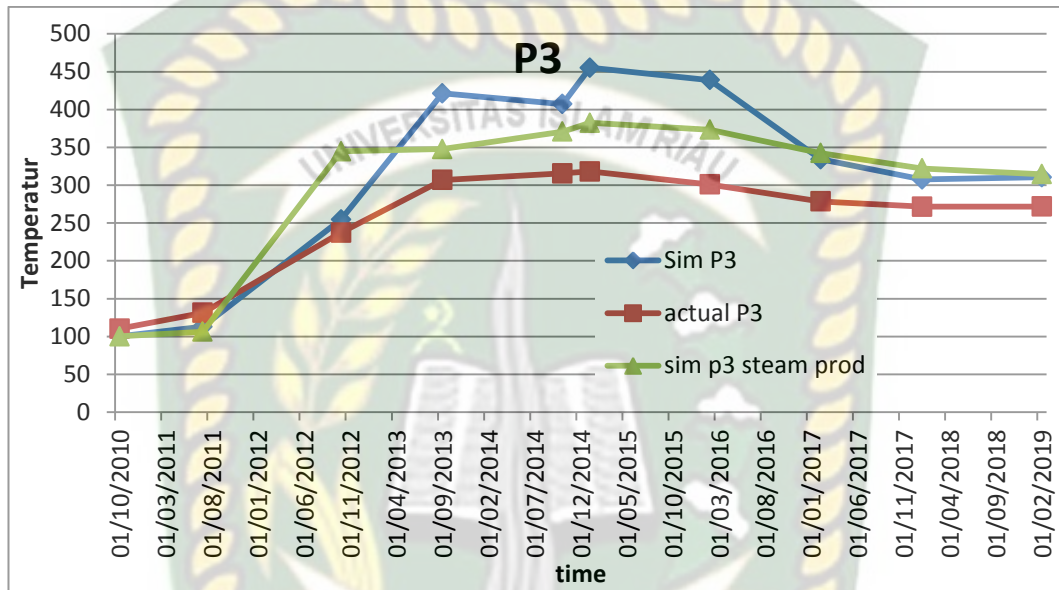
Pada model ini merupakan *close boundary model*. Pada model ditambahkan *pseudo well* sebagai sumur *steam producer* dan di-set *constraint* sebesar 1000 bspd dan *shut in* pada tahun 2013.



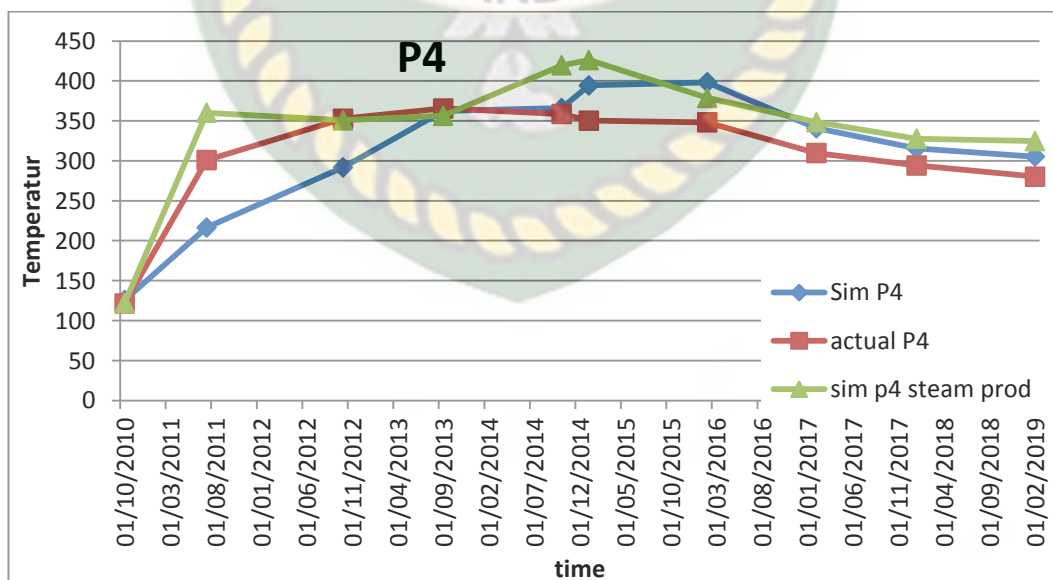
Gambar 4. 13 hasil simulasi setelah penambahan *steam producer*

4.2.4 History matching pada Temperatur Reservoir

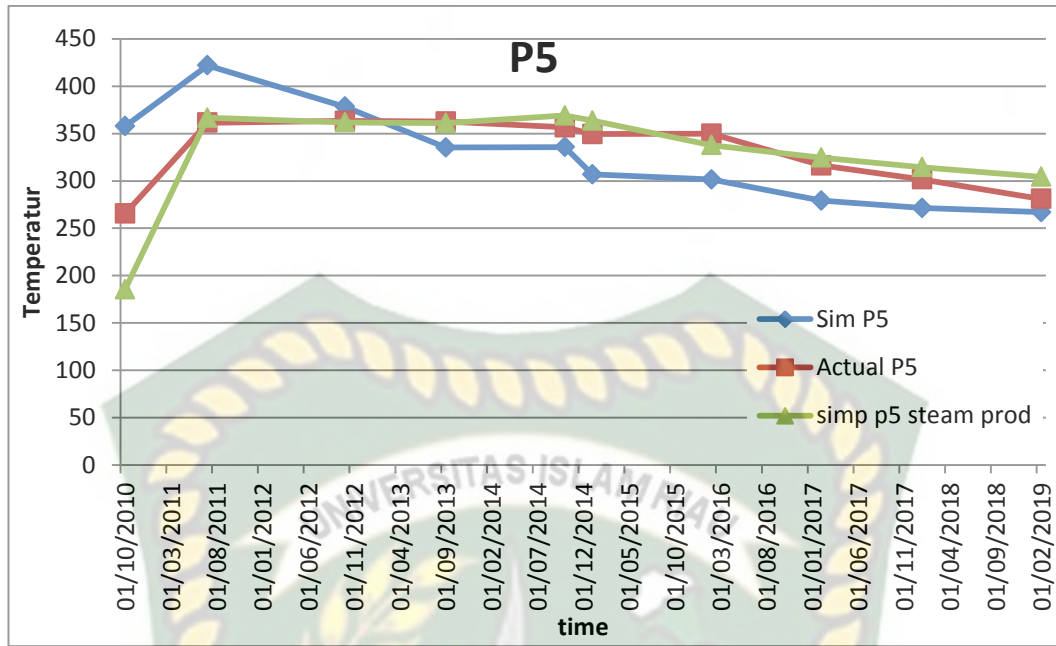
Pada proses ini, dilakukan *history matching* temperatur pada sand P3, P4, P5 *actual* dengan hasil simulasi CMG. Pengambilan data temperatur pada sumur observasi. Letak dari sumur observasi berada pada grid 9,6,1 bertepatan di sebelah *well* 3. Berikut merupakan hasil *run* CMG dengan *Steam rate actual* pada BHP 500 psi.



Gambar 4. 14 Temperatur P3



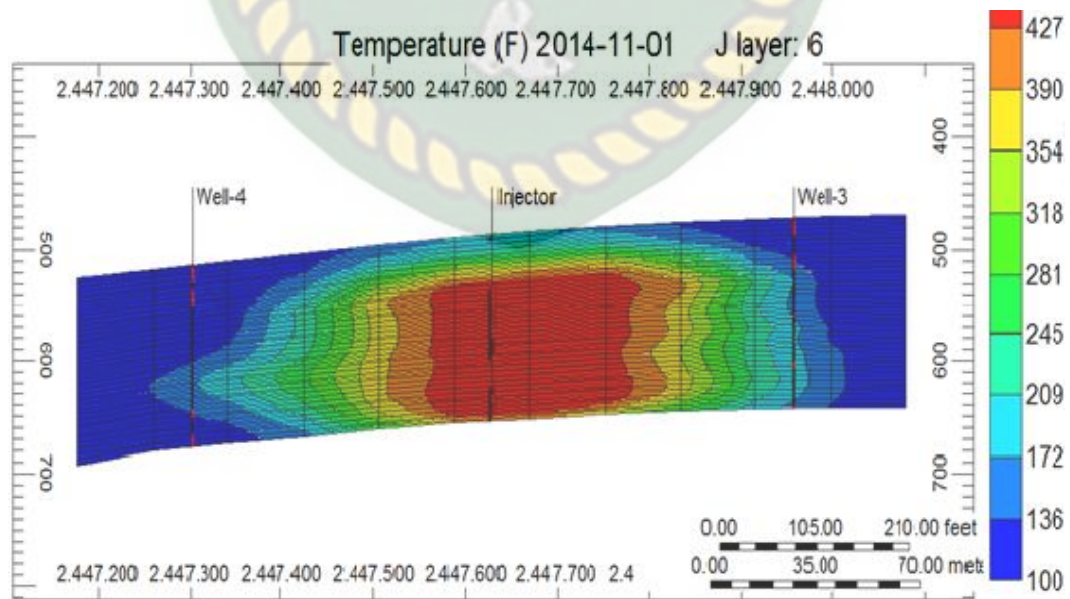
Gambar 4. 15 Temperatur P4



Gambar 4.16 Temperatur P5

4.3 Penyebaran Steam di Lapangan DTW

Pada proses ini bertujuan untuk melihat ke arah mana *steam* pada lapangan DTW bergerak. *Steam* cenderung bergerak ke atas karena memiliki densitas yang lebih ringan dibanding air dan minyak kemudian panas merambat melalui batuan dan fluida. Berikut gambar yang menunjukkan penyebaran *steam* pada lapangan DTW.



Gambar 4.17 Penyebaran Steam (temperature view)

4.4 Korelasi Antara *Steam Rate* dan Prediksi Penurunan Temperatur

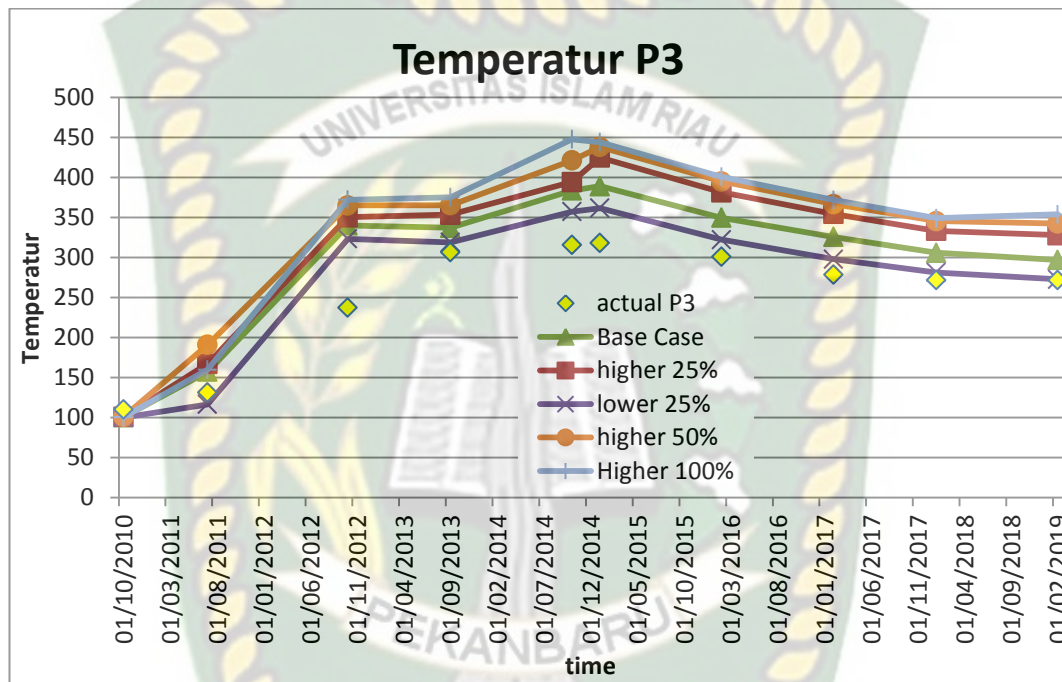
Tujuan utama dari simulasi ini adalah melakukan peramalan (*forecasting*) untuk pengembangan lapangan minyak DTW dan menentukan skenario paling optimal dalam proses penginjeksian uap (*steam*). Simulasi ini menggunakan *sector model* yang dipotong menggunakan Go-Cad. Sector model yang digunakan merupakan area yang akan menjadi lokasi untuk dilakukan simulasi, lokasi ini dipilih berdasarkan beberapa pertimbangan, yang pertama adalah pada area ini terdapat *sand* Pertama yang merupakan target injeksi utama pada pengelola Lapangan DTW, yang kedua adalah mempertimbangkan ada atau tidaknya patahan disekitar sumur, dan yang ketiga area ini merupakan *steamflood* yang bagus dilihat dari *performance* produksinya.

Adapun skenario *steam rate* untuk dilakukannya uji sensitivitas yaitu :

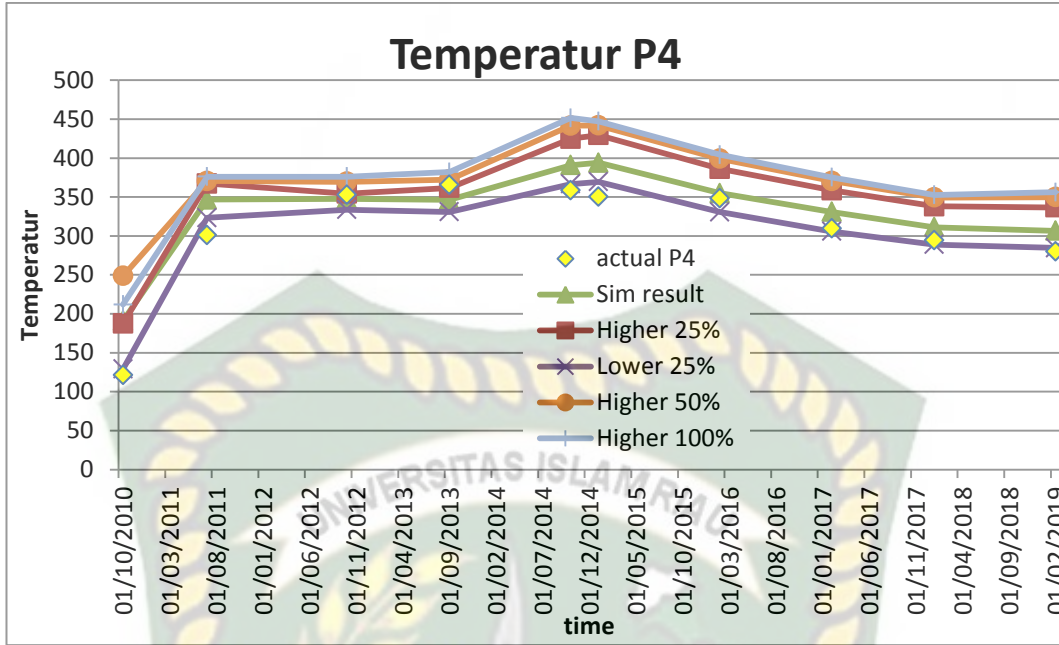
Tabel 4. 1 Skenario Steam Rate

Scenario	Condition	Avg Peak Temperature (P3,P4,P5)	delta temp / delta time (P3,P4, P5)
1	Base injection	P3 = 389.01 F P4 = 394.06 F P5 = 382.36 F	P3 = (23.03) P4 = (21.88) P5 = (16.23)
2	25% lower injection	P3 = 361.80 F P4 = 369.53 F P5 = 372.28 F	P3 = (22.25) P4 = (21.24) P5 = (21.67)
4	25% higher injection	P3 = 424.94 F P4 = 429.43 F P5 = 426.03 F	P3 = (24.24) P4 = (23) P5 = (25.28)
5	50% higher injection	P3 = 438.18 F P4 = 441.80 F P5 = 422.52 F	P3 = (23.92) P4 = (23) P5 = (18.12)
6	100% higher injection	P3 = 447.62 F P4 = 451.53 F P5 = 437.72 F	P3 = (18.74) P4 = (19.09) P5 = (19.97)

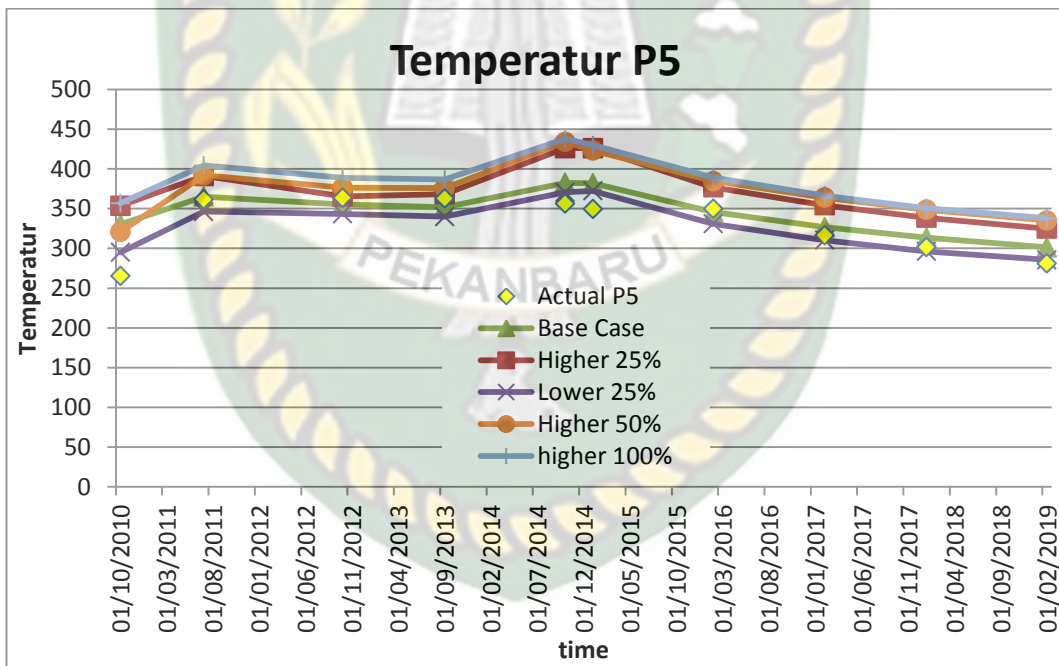
Untuk memprediksi dari penurunan temperatur, diambil data temperatur tertinggi di tiap-tiap skenario injeksi dan di setiap *flow unit*. Kemudian diambil rata-rata *rate* injeksi untuk 3 tahun pertama. Membuat plot antara *avg steam rate* vs *avg peak temperature* dan *avg steam rate* vs *delta Temp/ delta time*. Berikut merupakan hasil temperatur setiap *flow unit* dari beberapa skenario.



Gambar 4. 18 Temperatur P3



Gambar 4. 19 Temperaute P4



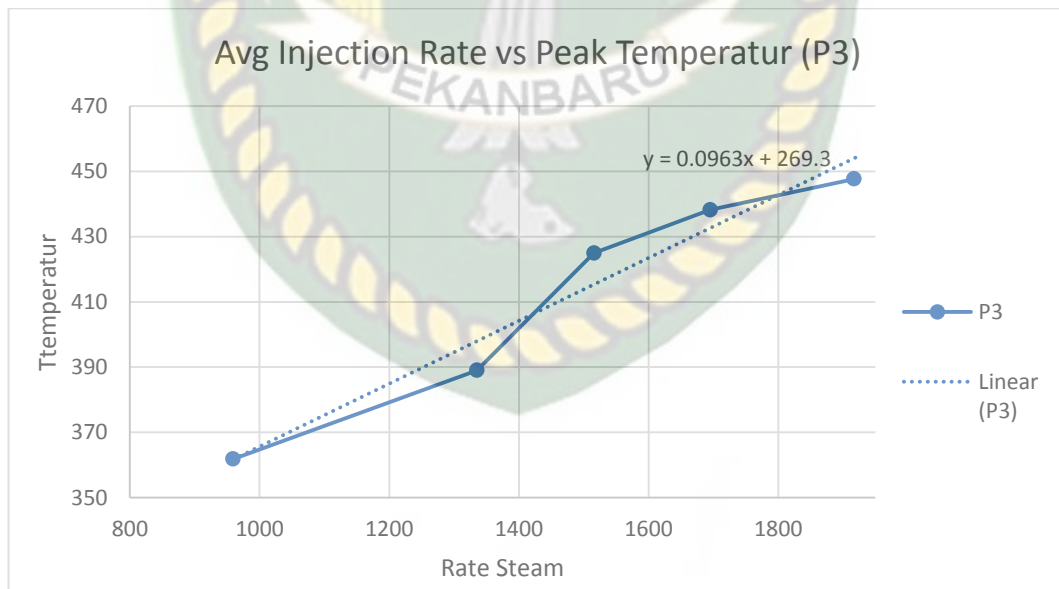
Gambar 4. 20 Temperatur P5

Berdasarkan grafik temperatur pada P3, P4, dan P5 dapat dilihat bahwa peningkatan *rate* injeksi dapat berpengaruh kepada temperatur reservoir. Semakin tinggi *rate* injeksi maka temperatur reservoir semakin meningkat dan begitu juga sebaliknya.

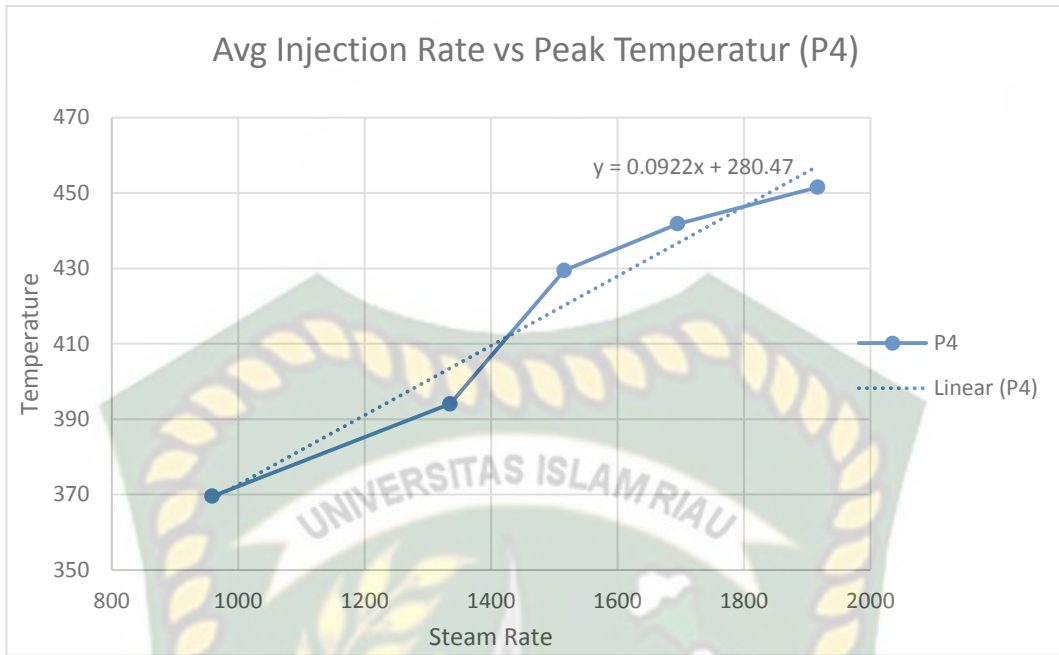
Tabel 4. 2 Avg Steam Rate, Peak Temperatur, dT/dt

Skenario	Avg Rate Injeksi	Peak Temperatur	Delta Temp/delta time
Base Injection	1335.28	P3 = 389.01 F P4 = 394.06 F P5 = 382.36 F	P3 = (23.03) P4 = (21.88) P5 = (16.23)
25 % lower injection	959	P3 = 361.80 F P4 = 369.53 F P5 = 372.28 F	P3 = (22.25) P4 = (21.24) P5 = (21.67)
25% higher injection	1516	P3 = 424.94 F P4 = 429.43 F P5 = 426.03 F	P3 = (24.24) P4 = (23) P5 = (25.28)
50 % higher injection	1695.2	P3 = 438.18 F P4 = 441.80 F P5 = 434.18 F	P3 = (23.92) P4 = (23) P5 = (19.82)
100% higher injection	1917	P3 = 447.62 F P4 = 451.53 F P5 = 437.72 F	P3 = (18.74) P4 = (19.09) P5 = (19.97)

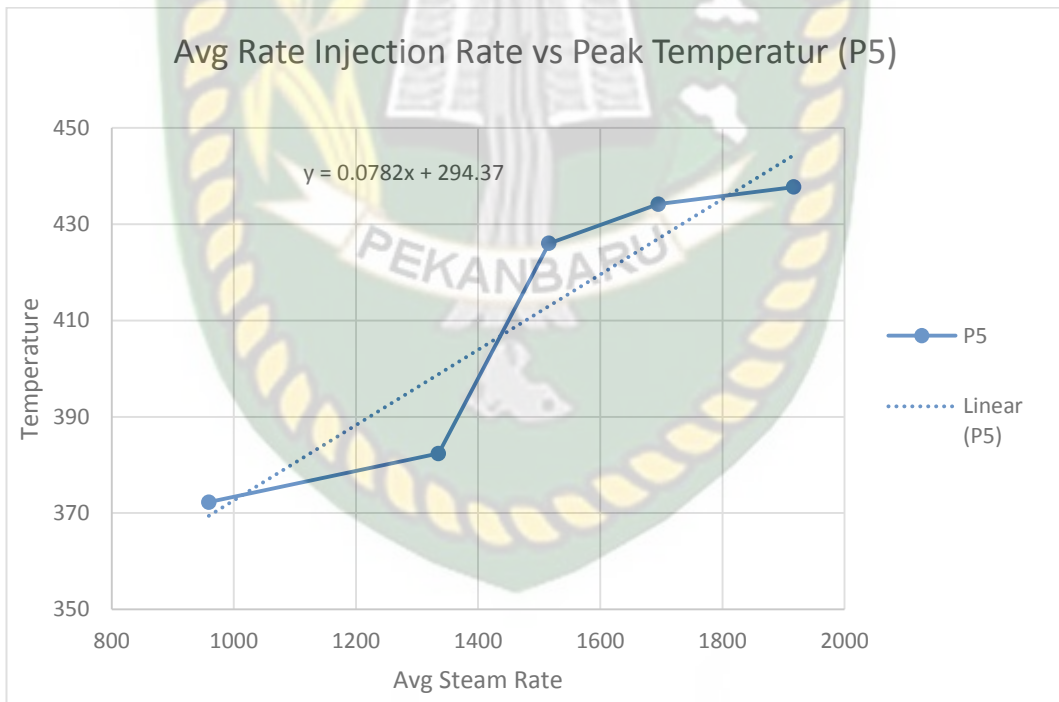
Average rate injeksi diambil 3 tahun di awal injeksi steam, peak temperature diambil pada temperatur tertinggi selama injeksi dari tahun 2009 – 2019, dT/dt didapat dari hasil kalkulasi perbedaan temperatur terhadap waktu.



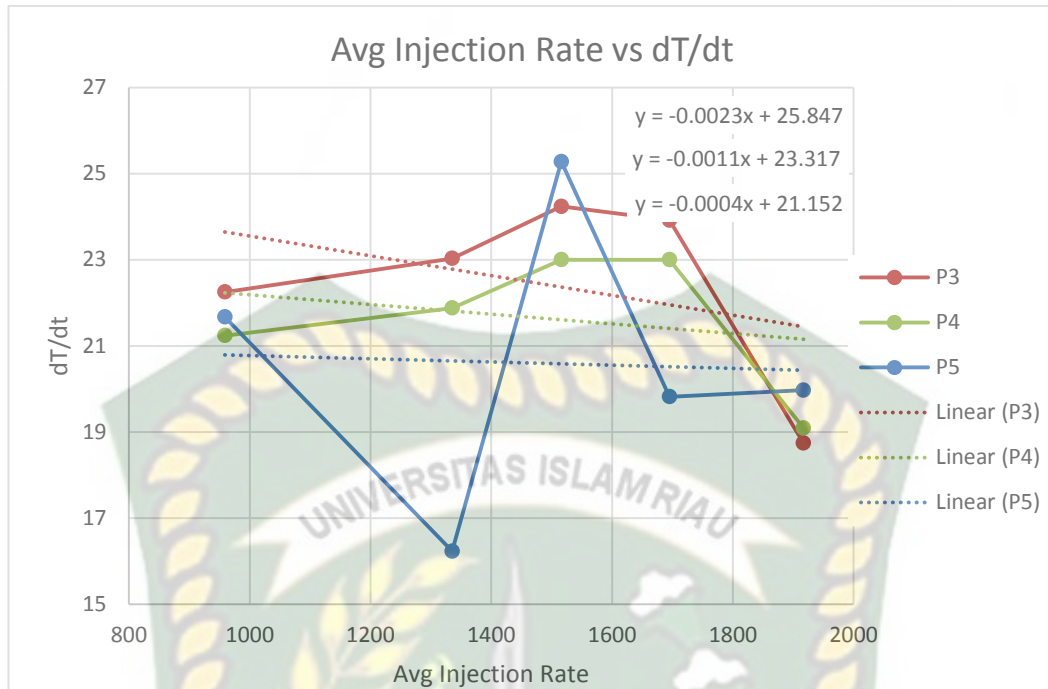
Gambar 4. 21 Steam Rate vs Peak Temperatur (P3)



Gambar 4. 22 Steam Rate vs Peak Temperatur (P4)



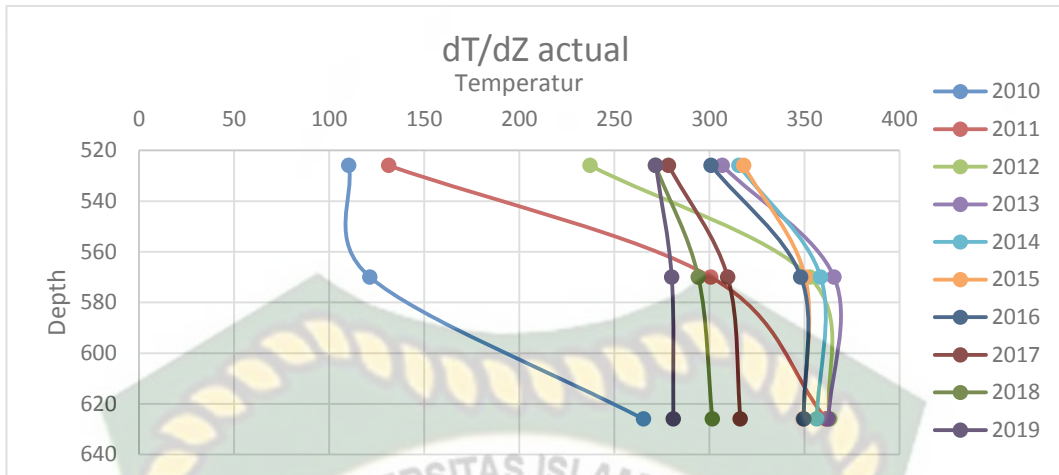
Gambar 4. 23 Steam Rate vs Peak Temperatur (P5)



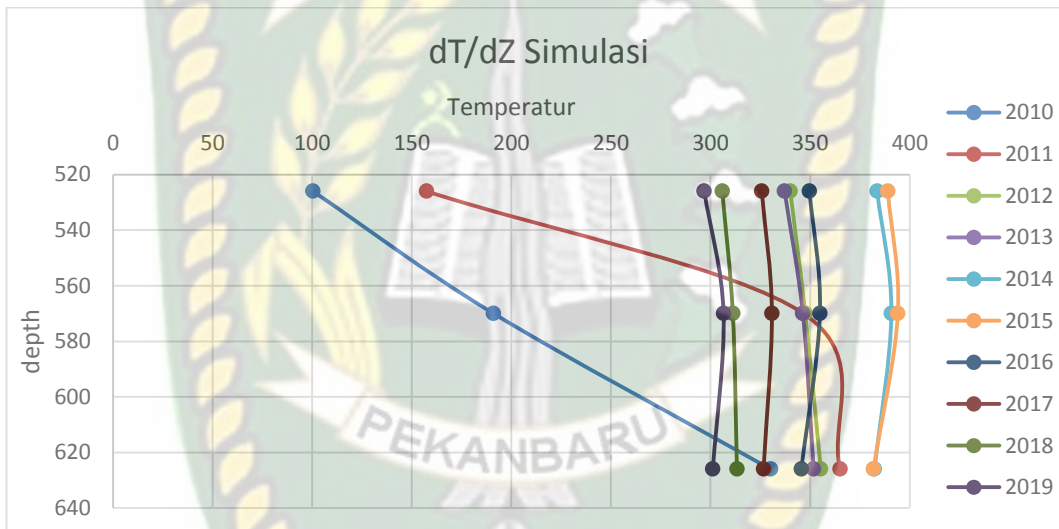
Gambar 4. 24 Steam Rate vs dT/dt

4.5 Membandingkan Dengan *Heat Mining Tool* Dan Hasil Simulator

Simulasi untuk proyek pilot menggunakan *sector model* dilakukan dari tahun 2009 sampai 2019. Tujuan pada tahap ini adalah untuk melihat apakah hasil dari simulator CMG dapat dipakai oleh pengelola lapangan DTW atau tidak. Hasil dari *Heat Mining Tool* merupakan perbedaan temperatur terhadap kedalam. Data temperatur didapatkan dari sumur observasi. Pada tahap ini melakukan perbandingan dengan hasil CMG pada skenario *base case*.



Gambar 4. 25 dT/dZ actual



Gambar 4. 26 dT/dZ simulasi

Dari hasil 2 grafik di atas, model bisa digunakan pengelola lapangan DTW sebagai alternatif untuk menghitung penurunan temperatur karena hasil tidak jauh berbeda dengan actual nya.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini adalah :

1. Pergerakan *steam* mengarah ke daerah lebih tinggi yaitu *well* 3 dan 5 karena daerah tersebut lebih tinggi dibanding daerah pada *well* 2 dan 4.
2. *Rate* injeksi *steam* berpengaruh kepada temperatur dari reservoir.
3. Sector model ini bisa digunakana sebagai alternatif pengelola lapangan DTW karena hasil dari dT/dz *actual* dan simulasi tidak jauh berbeda dengan *actual* nya.

5.2 Saran

Adapun saran yang dapat dilakukan untuk peneliti selanjutnya adalah :

1. Menghitung keekonomian dari *scenario* penelitian ini.
2. Melakukan *sensitivity* dengan durasi injeksi (tidak hanya *steam rate*) untuk mendapatkan persamaan multivariabel dalam memprediksi penurunan temperatur.
3. Membuat *scenario* pada *rate* yang konstan (*continuous dan intemitten*) tanpa melakukan *set* pada *constraint* sumur produksi untuk dapat melihat perbandingan produksi.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (1993). Reservoir Engineering Handbook. In *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Vol. Sigma*.
<https://doi.org/10.1016/b978-088415643-7/50009-1>
- Alajmi, A. F., Grader, A., & Halleck, P. (2008). Visualization of steam zone advancement during heavy oil recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium 2008, i*.
- Ali, S. A., Irfan, M., Rinaldi, D., Malik, B. Z., Tong, K. K., & Ferdiansyah, E. (2002). Case Study: Using CT-Deployed Scale Removal to Enhance Production in Duri Steam Flood, Indonesia. *Proceedings of the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable Conf*, 201–212. <https://doi.org/10.2523/74850-ms>
- Arfie, M., Marika, E., Purbodiningrat, E. S., & Woodard, H. A. (2005). Implementation of slurry fracture injection technology for E&P wastes at duri oilfield. *2005 SPE Asia Pacific Health, Safety and Environment Conference and Exhibition - Proceedings, 2005*(Figure 2), 239–252.
<https://doi.org/10.2523/96543-ms>
- Behzadi, S. H., & Towler, B. F. (2009). A new EOR method. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1*(October), 436–445.
<https://doi.org/10.2118/123866-ms>
- Detwiler, S. L., & Wang, D. (2018). An integrated geological modeling approach to assess potential of field wells for application of a surfactant imbibition process in an ultra-tight rock formation. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018*, 1–14.
<https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2886060>
- Ecopetrol, S. a, & Carlos, N. (2013). *SPE 165223 Key Strategies in the Heat Management for Steamflooding Projects , Teca Field Application*. 1–12.

- Edwin Rodríguez, Wilson Barrios, Roy Sandoval, N. S. and I. C. (2008). *NUMERICAL SIMULATION FOR CYCLIC STEAM INJECTION AT SANTA CLARA FIELD*. 3, 107–128.
- Gunadi, T. A., Bae, W., Suranto, A. M., Lee, J., Hidayat, F., & Netzhanova, A. (2013). Revitalizing Indonesia's potential for oil production: The study of electromagnetically heated gravel packs for steam-produced heavy oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference Canada 2013*, 2, 1532–1542.
- He, C., Mu, L., Fan, Z., Xu, A., Zeng, B., Ji, Z., & Han, H. (2017). An Improved Steam Injection Model with the Consideration of Steam Override. *Oil and Gas Science and Technology*, 72(1). <https://doi.org/10.2516/ogst/2016026>
- Kusumastuti, I., Erfando, T., & Hidayat, F. (2019). Effects of Various Steam Flooding Injection Patterns and Steam Quality to Recovery Factor. *Journal of Earth Energy Engineering*, 8(1), 33. [https://doi.org/10.25299/jeee.2019.vol8\(1\).2909](https://doi.org/10.25299/jeee.2019.vol8(1).2909)
- Mozaffari, S., Nikookar, M., Ehsani, M. R., Sahranavard, L., Roayaie, E., & Mohammadi, A. H. (2013). Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs. *Fuel*, 112, 185–192. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.04.084>
- Nath, D. K., & Energy, H. (2005). *SPE 93240 Fiber Optic s Used T o Support Reservoir Temperature Surveillance in Duri Steam flood*.
- Nigim, T. H., Li, L., Zhu, D., & Lange, C. F. (2019). Advancing the CFD simulation of flashing in inflow control devices. *Society of Petroleum Engineers - SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference 2019, KOGS 2019, October*, 13–16. <https://doi.org/10.2118/198171-ms>
- O'Dell, P. M. (2012). Optimum steam zone pressure. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2(October), 1451–1461.

- Orr, B. W., Srivastava, P., Sadetsky, V., & Stefan, B. J. (2010). Reducing steam oil ratio in steam-assisted gravity drainage. *Society of Petroleum Engineers - Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010*, 1(October), 460–472. <https://doi.org/10.2118/136851-ms>
- Rai, S. K., Bera, A., & Mandal, A. (2015). Modeling of surfactant and surfactant–polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(1), 1–11. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0112-3>
- Sood, A. (2016). SPE-180734-MS Convective SAGD Process. *Convective SAGD Process*, June, 7–9. <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-180734-MS?id=conference-paper%2FSPE-180734-MS>
- Srochviksit, S., & Maneeintr, K. (2016). Simulation on Heavy Oil Production from Steam-Flooding. *MATEC Web of Conferences*, 68, 8–11. <https://doi.org/10.1051/mateconf/20166807002>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). *EOR Screening Criteria Revisited* Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. August, 189–198.
- Tehran, S. T., Mohebbi, A., & Enayati, M. (2010). A tertiary steam flood strategy case study for an extra-heavy Iranian oil reservoir. *Society of Petroleum Engineers - Trinidad and Tobago Energy Resources Conference 2010, SPE TT 2010*, 2, 779–786.
- Temizel, C., Tuna, T., & Putra, D. (2016). A critical investigation of optimization of steam-assisted gravity drainage sagd in naturally-fractured heavy oil carbonate reservoirs under uncertainty. *Offshore Technology Conference Asia 2016, OTCA 2016*, 901–921. <https://doi.org/10.4043/26446-ms>
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>

- Zan, C., Ma, D., Wang, H., Li, X., Guo, J., Li, M., Jiang, H., & Luo, J. (2010). Experimental and simulation studies of steam flooding process in shallow, thin extra-heavy oil reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2010, IOGCEC*, 4, 2643–2657.
- Zhou, X., Yuan, Q., Peng, X., Zeng, F., & Zhang, L. (2018). A critical review of the CO₂ huff 'n' puff process for enhanced heavy oil recovery. *Fuel*, 215(November 2017), 813–824. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.11.092>
- Zhu, Z., Thiele, M. R., & Gerritsen, M. G. (2011). Thermal streamline simulation: Steam floods. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Simulation Symposium 2011*, 1, 1–13. <https://doi.org/10.2118/139501-ms>
- Ziegler, V. M. (2016). Models of thermal EOR in fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Western Regional Meeting, May*, 23–26.