

**ANALISIS PEFORMA INJEKSI *STEAMFLOOD* DENGAN POLA
INVERTED 5 TITIK PADA 5 JENIS LAPISAN *SAND* DI LAPANGAN XYZ**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik
Perminyakan Pada Fakultas Teknik Universitas Islam Riau**

oleh
MUHAMMAD RIDHO EFRAS

153210461



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Muhammad Ridho Efras

NPM : 153210461

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Peforma Injeksi *Steamflood* Dengan Pola *Inverted 5* Titik Pada 5 Lapisan *Sand* Di Lapangan XYZ

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Fiki Hidayat, ST., M.Eng (.....)

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

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 06 Desember 2019

Disahkan Oleh:



Dr. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT, MS. Tr

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

Dr. ENG. MUSLIM, MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya 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, 6 Desember 2019



Muhammad Ridho Efras

NPM.153210461



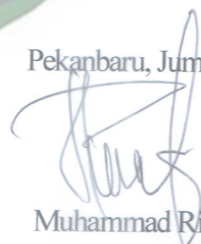
KATA PENGANTAR

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

1. Novia Rita, ST., MT selaku dosen pembimbing.
2. Richa Mellysa S.T., MT selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Agus Masduki, ST., M.E.ng yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan, dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Computer Modelling Group yang bekerja sama dengan prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Sehingga penelitian saya dapat dilaksanakan.
6. Orang tua dan keluarga yang telah memberikan dukungan penuh material maupun moral.

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, Jum'at 6/ 11/2019



Muhammad Ridho Efras

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	ix
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Metode <i>Steamflood</i>	4
2.1 Peforma <i>Steamflood</i>	7
BAB III PEMODELAN RESERVOIR	19
3.1 Metode Penelitian	19
3.2 Karakteristik Reservoir	20

3.2.1	Fluida Reservoir	20
3.2.2	Batuan Reservoir	21
3.3	Model <i>Steamflood</i> dan Prosedur Simulasi	22
3.4	Tempat Penelitian dan Pengambilan Data	23
3.5	Rencana Kegiatan	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		25
4.1	Analisis Hasil Metode <i>Steamflood</i> Pada Lapangan XYZ.....	25
4.2	Analisis Hasil Peforma <i>Steamflood</i> Pada Lapangan XYZ	26
4.2.1	Peforma <i>Clean Sand</i>	26
4.2.2	Peforma <i>Coarsening Sand</i>	29
4.2.3	Peforma <i>Coarsening Fining Sand</i>	31
4.2.4	Peforma <i>Fining Sand</i>	34
4.2.5	Peforma <i>Low Quality Reservoir Sand</i>	36
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		39
5.1	Kesimpulan.....	39
5.2	Saran	39
DAFTAR PUSTAKA		40
DAFTAR LAMPIRAN		44

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 IOR/EOR in Heavy Oil Reservoir	6
Gambar 2.2 Reservoir depth Map	7
Gambar 2.3 Sand's X field	8
Gambar 2.4 Stage A performance of Steamflood to Oil Production at 8 acre.....	8
Gambar 2.5 Stage B performance of Steamflood to Oil Production at 8 acre.....	9
Gambar 2.6 Stage C performance of steamflood to Oil Production at 8 acre.....	9
Gambar 2.7 Reservoir Temperature after steamflooding	10
Gambar 2.8 Production Cumulative at 8 Acre and 24 Acre Pattern	10
Gambar 2.9 Reservoir model showing layered permeability.....	11
Gambar 2.10 (a)CIRC1 month (b)after5years (c)VRC10Month(d)after5 years .	11
Gambar 2.11 Steam quality performace to recovery and water injected.....	12
Gambar 2.12 FC and HC Performances toward Recovery Factor.....	12
Gambar 2.13 Pay Zone and Baffle zone	13
Gambar 2.14 Typical Cross Section and Surrounding Formations	14
Gambar 2.15 Selected Compartment.....	14
Gambar 2.16 VIVP Performances	14
Gambar 2.17 Predicted Performance in Three Compartments	15
Gambar 2.18 Production Performance for Steamflood Pilot	15
Gambar 2.19 Transient to Steady State Temperature Transition for steamflood	16
Gambar 2.20 Duri's Sand	17
Gambar 2.21 Rindu''s Sand Log.....	17
Gambar 2.22 Temperature Map.....	18
Gambar 3.1 Diagram Alir.....	19
Gambar 3.2 Kontur XYZ dan Sand's Log	20
Gambar 3.3 Kurva Kr vs Sw.....	21
Gambar 3.4 Kontur Lapangan XYZ 3D	22
Gambar 4.1 Clean Sand with 8 Acre Well Spacing and 90% Steam Quality	26
Gambar 4.2 Oil Rate, OPC and RF of Clean.....	27
Gambar 4.3 SOR and Heat Transfer of Clean	28
Gambar 4.4 Oil Rate, OPC and RF of Coarsening	29
Gambar 4.5 SOR and Heat Transfer of Coarsening	30

Gambar 4.6 *Oil Rate, OPC and RF of Coarsening Fining*..... 32

Gambar 4.7 *SOR and Heat Transfer of Coarsening Fining* 33

Gambar 4.8 *Oil Rate, OPC and RF of Fining*..... 34

Gambar 4.9 *SOR and Heat Transfer of Fining* 35

Gambar 4.10 *Oil Rate, OPC and RF of LQR*..... 36

Gambar 4.11 *SOR and Heat Transfer of LQR* 38



DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 <i>Fluid Properties</i>	20
Tabel 3. 2 Data Lapangan XYZ.....	21
Tabel 3. 3 <i>Thermal and Steamflood Data</i>	22
Tabel 3. 4 Jadwal Kegiatan Penelitian	24



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

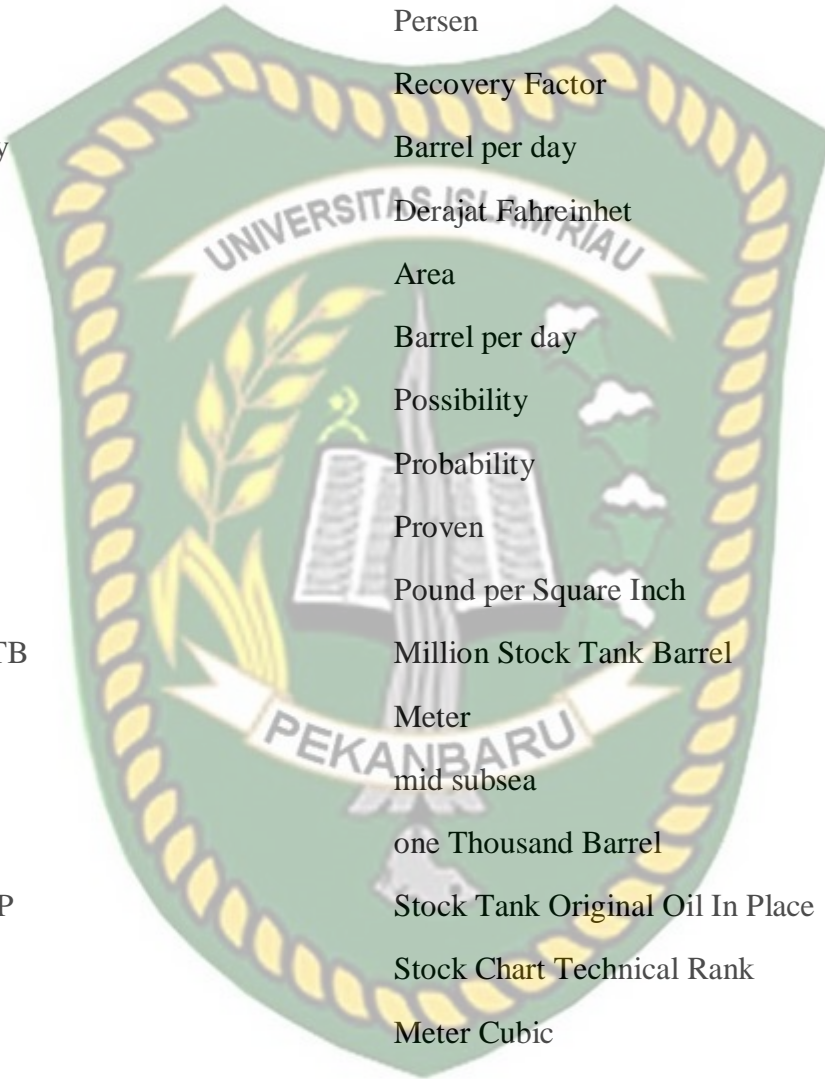
DAFTAR SINGKATAN

CIRC	Constant Injection Rate Condition
CSS	Cyclic Steam Stimulation
EOR	Enhanced Oil Recovery
FC	Field Case
MMCS	Heat Management Process
HC	Hybrid Case
IOR	Improved Oil Recovery
OPC	Oil Production Cumulative
LQR	Low Quality Reservoir
RF	Recovery Factor
SOR	Steam Oil Ratio
UR	Ultimate Recovery
VRC	Variable Injection Rate Conditions
VIVR	Vertical Injector Vertical Producer
STB	Stock Tank Barrel
TEOR	Thermal Enhanced Oil Recovery
OOIP	Original Oil In Place



DAFTAR SIMBOL

cP	Centipoise
ft	Feet
°	Derajat
%	Persen
RF	Recovery Factor
bbbl/day	Barrel per day
°F	Derajat Fahrenheit
Acre	Area
B/D	Barrel per day
P10	Possibility
P50	Probability
P90	Proven
psi	Pound per Square Inch
MMSTB	Million Stock Tank Barrel
m	Meter
mss	mid subsea
Mbbl	one Thousand Barrel
STOIP	Stock Tank Original Oil In Place
SCTR	Stock Chart Technical Rank
m ³	Meter Cubic
bpd	Barrel per Day
BOPD	Barrel Oil per Day
BSPD	Barrel Steam per Day
lb/mol	Pounds per Molecul
lb/ft ³	Pounds per Feet Cubic
BTU	British Thermal Unit



ABSTRAK

Steamflood merupakan proses *Enhance Oil Recovery* yang dilakukan pada sumur yang memiliki jenis minyak berat dengan API 10°- 20°. Metode ini dilakukan pada saat *primary recovery* dan *secondary recovery* tidak memberikan laju produksi seperti yang diinginkan dan merupakan hal yang paling baik digunakan terhadap pengangkatan tahap lanjut untuk minyak berat jika dibandingkan dengan metode *thermal* lainnya. Prinsip kerja dari EOR ini dengan menurunkan viskositas minyak dengan penginjeksian uap ke dalam reservoir melalui sumur injeksi, dengan temperatur yang tinggi sehingga *steam* akan menurunkan viskositas minyak.

Pemodelan yang akan dibuat dengan ukuran grid 200 x 200, memiliki dimensi X 3.6 km dan Y 6.4 km, dengan API 11°, pola *Inverted 5* titik, Lapangan ini memiliki 5 tipe *sand* yang berbeda yaitu Clean, Coarsening, Coarsening Fining, Fining dan Low Quality Reservoir (LQR) *base case* skenario memiliki *well spacing* 8 acre dan 23 acre *steamflood injection* dilakukan pada masing masing sand dengan *steam quality* 0.5 dan 0.9. Penginjeksian *steamflood* dilakukan setelah 3 bulan lapangan XYZ berproduksi untuk mengetahui *recovery factor*, penyebaran panas dan *Steam Oil Ratio* (SOR).

Jumlah cadangan terbesar adalah Clean sand, pada *base case* skenario perolehan yang paling tinggi dengan menggunakan *well spacing* 23 acre, di setiap lapisan sand yang ada pada Lapangan XYZ, setelah dilakukannya penginjeksian *steamflood*, perolehan yang paling tinggi didapat dengan menggunakan *well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 90%. Clean Sand memberikan perolehan yang paling tinggi yaitu 52% dan SOR yang paling kecil dengan nilai 9,7 bbl/bbl dan penyebaran panas yang bagus, diikuti oleh Coarsening, Coarsening Fining, Fining dan LQR.

Kata Kunci : *Steamflood, Heavy Oil, Well Spacing, Steam Quality*

ABSTRACT

Steamflood is one of the process Enhance Oil Recovery which is conducted to heavy oil field with API range 10°- 20°. This method is done when the primary recovery and secondary recovery do not provide production rate as desired and the best method of Enhanced Oil Recovery for the heavy oil field when we compare to other thermal methods. The principal of this EOR reduces the oil viscosity by utilizing steamflood injection into the reservoir through injection wells simultaneously with high temperature hence the steam will reduce oil viscosity.

Modelling that will be made with grid size 200 x 200, dimension X 3.6 km and Y 6.4 km, with API 11°, the pattern is Inverted 5 spots, this field has 5 different type of sands namely Clean, Coarsening, Coarsening Fining, Fining dan Low Quality Reservoir (LQR). Base case scenario has well spacing 8 acres and 23 acres, steamflood injection is done in each sand by using steam quality 0.5 dan 0.9. steamflood injection is done after 3 months of productions in XYZ field to discover recovery factor, Heat Transfer and Steam Oil Ratio (SOR).

The biggest reserve is owned by Clean sand, in base case scenario the highest recovery is gained by using well spacing 23 acres, on each sands in XYZ field, after steamflood injection is done, the highest recovery is gained by using well spacing 8 acres with steam quality 90%. Clean Sand gives the highest recovery factor with an amount of 52% and the smallest SOR 9,7 bbl/bbl and a good heat transfer, which is followed by Coarsening, Coarsening Fining, Fining dan LQR.

Key Word : Steamflood, Heavy Oil, Well Spacing, Steam Quality

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan XYZ memiliki total kedalaman 4000 ft, *Water Oil Contact* pada kedalaman 3775 ft, Lapangan XYZ memiliki 5 tipe *sands* yaitu Clean, Coarsening, Coarsening Fining, Fining dan Low Quality Reservoir (LQR), dimana pada tiap lapisan *sand* memiliki nilai permeabilitas horizontal yang berbeda beda. Sehingga perlu dilakukan estimasi cadangan apakah jumlah cadangan dari masing masing tipe *sand* tersebut sama dan jenis tipe *sand* mana yang paling banyak memproduksi minyak. Tipe minyak pada lapangan ini adalah minyak berat dengan API 11°. *Heavy Oil* didefinisikan sebagai minyak yang memiliki API kecil dari 23° dan viskositas kecil dari 1000 cP (Kumar et al., 2017) (Kusumastuti, Erfando, & Hidayat, 2017).

Clean merupakan formasi yang memiliki nilai permeabilitas tinggi dan homogen (Dinata et al., 2018). Coarsening memiliki ciri khas semakin dangkal reservoir maka akan tinggi nilai permeabilitas, Coarsening Fining *sand* adalah *sand* yang memiliki nilai permeabilitas pada saat setengah dari total kedalaman reservoir maka akan memiliki nilai yang lebih besar daripada kedalaman lainnya, Fining apabila semakin dalam reservoir maka akan memiliki nilai permeabilitas yang tinggi (Rubin & Izgec, 2015). LQR memiliki nilai permeabilitas yang kecil, sehingga tidak dilakukan pemodelan pada tipe *sand* ini (Popa, Woolford, & Cassidy, 2016). Maka dalam penelitian ini peneliti ingin melakukan analisis performa *steamflood* pada setiap lapisan *sand*, dengan menggunakan *steam rate* yang sama untuk memberikan peningkatan *oil rate*, penyebaran panas dan *Steam Oil Ratio* (SOR) pada setiap lapisan, karena SOR akan mempengaruhi *steamflood performance* terhadap *oil production* di setiap lapisan *sand* (Dinata et al., 2018).

Dilakukannya metode *steamflood* untuk meningkatkan performa laju produksi minyak karena memiliki tipe minyak berat dari setiap *sand* pada lapangan ini, dengan menggunakan *steam quality* 50% dan 90%, tekanan 3000 psi dan *steam rate* 1500 bbl/day untuk setiap lapisan *sand*, *well spacing* 8 acre dan 23 acre. *Steamflood* merupakan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang terbaik untuk meningkatkan laju alir minyak berat (Ariadji et al., 2017). Lapangan XYZ memiliki 52 sumur yaitu 36 sumur produksi dan 16 sumur injeksi dengan

pola *inverted* 5 titik, karena merupakan pola terbaik terhadap perolehan minyak jika dibandingkan dengan *line direct* dan *inverted* 7 titik, pada saat SOR 14% (Dinata et al., 2018). Simulasi dimulai dari tahun 2019 pada bulan Januari hingga 2029. Berdasarkan latar belakang yang telah di jelaskan dari paragraf-paragraf sebelumnya, maka peneliti akan melakukan analisis peforma injeksi *steamflood* dengan pola *inverted* 5 titik pada 5 jenis lapisan sand di lapangan XYZ.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Mengetahui penyebaran panas pada lapangan XYZ setelah dilakukannya *steamflood injection*
2. Mengetahui jumlah *steam oil ratio* di setiap sand pada lapangan XYZ.
3. Mengetahui tipe sand yang memberikan *oil production cumulative* tertinggi dengan menggunakan pola *inverted* 5 titik, *well spacing* 8 acre dan 23 acre, dengan *steam quality* 50% dan 90%, pada akhir produksi setelah dilakukan *steamflood injection*.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini berupa :

1. Memberikan informasi pengaruh *Steamflood* terhadap *oil production perfomance* di setiap lapisan sand pada lapangan XYZ.
2. Menjadikan publikasi ilmiah dalam bentuk jurnal atau *paper* yang berskala nasional maupun internasional sehingga dapat menjadi referensi dalam penelitian selanjutnya

1.4 Batasan Masalah

Agar Penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penelitian ini hanya membahas tentang :

1. Membahas 5 tipe sand yang ada di lapangan XYZ.
2. Membahas perkiraan cadangan minyak pada lapangan XYZ dengan *Numerical Simulation*.

3. Membahas *steamflood performance* dengan pola *inverted 5* titik setelah 1 bulan produksi terhadap *oil production cumulative* dengan *simulator CMG* pada lapangan XYZ, tanpa membahas keekonomian dan skema *surface facility*.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah Subhanahu Wata'ala adalah pencipta alam semesta beserta segala isinya. Allah Subhanahu Wata'ala menurunkan Al-quran untuk pedoman hidup bagi manusia. Allah befirman dalam QS. Al-Baqarah (2) : 117 yang artinya, “(Allah) pencipta alam semesta. Apabila Dia hendak menciptakan sesuatu, Dia hanya berkata kepadanya, jadilah, maka terjadilah sesuatu itu”. Al-Qur'an menjelaskan bahwa sumber daya alam yang ada dimuka bumi ditujukan untuk kemakmuran manusia, termasuk minyak dan gas bumi dapat di dimanfaatkan untuk kemakmuran manusia.

Maka sebagai seorang khalifah di muka bumi maka harus menjaga dan memanfaatkan sumber daya alam semaksimal mungkin. Allah befirman dalam QS. Al-Baqarah (2) : 30 yang artinya “Dan (ingatlah) ketika Tuhan befirman kepada malaikat, “ Aku hendak menjadikan khalifah di muka bumi”. Mereka berkata, “Apakah engkau hendak menjadikan orang yang merusak dan menumpahkan darah disana, sedangkan kami bertasbih memuji-Mu dan menyucikan nama-Mu” Allah befirman “ Sesungguhnya Aku mengetahui apa yang tidak kamu ketahui”, dalam surat QS. Hud (11) :61 yang artinya, “ Dia telah menciptakan kamu dari bumi dan menjadikan kamu pemakmurnya”. Dari ayat tersebut jelas bahwa sebagai khalifah di muka bumi kita harus dapat memanfaatkan sumber daya alam untuk kemakmuran manusia.

Maka dari itu pemanfaatan sumber daya alam ini harus dilakukan untuk memakmurkan kehidupan manusia, salah satu metode pengangkatan minyak bumi steamflood dapat diterapkan untuk lapangan yang memiliki tipe minyak berat (Abdurrahman, Bae, Novriansyah, & Khalid, 2016).

2.1 Metode *Steamflood*

Steamflood akan mengurangi viskositas dari minyak yang dipengaruhi oleh temperatur, dengan semakin panas temperatur di reservoir akan mengurangi viskositas minyak (Vega Riveros & Barrios, 2011) dan memberikan penyebaran panas yang lebih jauh (Delamaide, 2017). *Heat management process* (MMCS Model) dapat meningkatkan keuntungan dari proyek hingga 42% dibandingkan

dengan *continuous steam injection* pada *rate* yang konstan dan juga memperpanjang masa project dari 50-80%. *Heat Management* merupakan *continuous process* yang meningkatkan keuntungan dari proyek *steamflood*, dengan cara mengubah *operational* pada laju injeksi yang cukup untuk membantu *energy requirements* dari reservoir dengan menurunkan laju alir (Rincon Canas, Munoz Navarro, Naranjo Suarez, & Palma-Bustamante, 2014).

Pengontrolan panas juga perlu dilakukan dengan cara mengatur tekanan, temperatur dan *steam quality* yang ingin digunakan, karna cenderung sumur produksi pada saat setelah penginjeksian *steam* akan mengalami kenaikan temperatur yang sangat tinggi, dimana kita ingin temperatur sumur produksi berada dibawah 450 °F (Agarwal & Kovscek, 2017). Pengecekan panas di lapangan dapat dilihat dari sumur observasi (Zakharov, 2016).

Steamflood comprehensive surveillance merupakan hal yang paling penting dilakukan untuk keberhasilan EOR *thermal*, pada proses *steamflood* memiliki persentase *recovery* 70-85% apabila *range* permeabilitas sebesar 1000-10000 md dan 50-70% jika *range* permeabilitas 100-1000 mD. Hal yang sangat penting untuk di evaluasi adalah *sweep efficiency*, *pattern spacing*, *areal connectivity between producers and injectors well injectivity and productivity*, *permeability of pay zone*, *steam quality and heat management*. CSS tidak efektif untuk zona *low pressure*. *Vertical sweep efficiency* didapatkan dari menggunakan sumur observasi untuk *steamflood*, *Interference Test* untuk mengetahui *connnectivity*, *permeability* dari sumur produksi dan injeksi (Sanyal et al., 2015).

Well spacing memberikan dampak terhadap *peak production* semakin dekat *well spacing* akan memberikan *peak production* dan *recovery* yang lebih besar (Zhao & Sarma, 2018). *Infill well* mempengaruhi *recovery factor* (RF) terhadap performa *steamflood* sehingga dapat memperkecil *well spacing* (Al-Hinai et al., 2014).

Menggunakan *steam rate* yang tinggi akan memberikan dampak terhadap *Steam Oil Ratio* (SOR), apabila semakin besar *steam rate* maka akan meningkatkan SOR, sehingga memberikan dampak terhadap *oil production* (Trigos, Rueda, Rodriguez, Rivera de la Ossa, & Naranjo Suarez, 2013).

Steam quality yang besar akan memberikan *recovery factor* yang lebih besar

pada injeksi *steamflood* (Kusumastuti et al., 2017) (Zulti, 2016).

Properties dari reservoir akan memberikan informasi yang sangat penting sehingga dibutuhkan data-data yang sesuai dengan *applicable* data suatu lapangan yang memang memiliki komponen minyak berat dan keadaan reservoir yang memungkinkan untuk di aplikasikannya *steamflood* (Wang, Zhang, & Fitchen, 2010).

Thermal Enhanced Oil Recovery (TEOR) memberikan persentase perolehan minyak yang sangat baik di beberapa negara yang memiliki reservoir minyak berat. Berikut adalah *IOR/EOR Methods implemented in Heavy Oil Reservoir* :

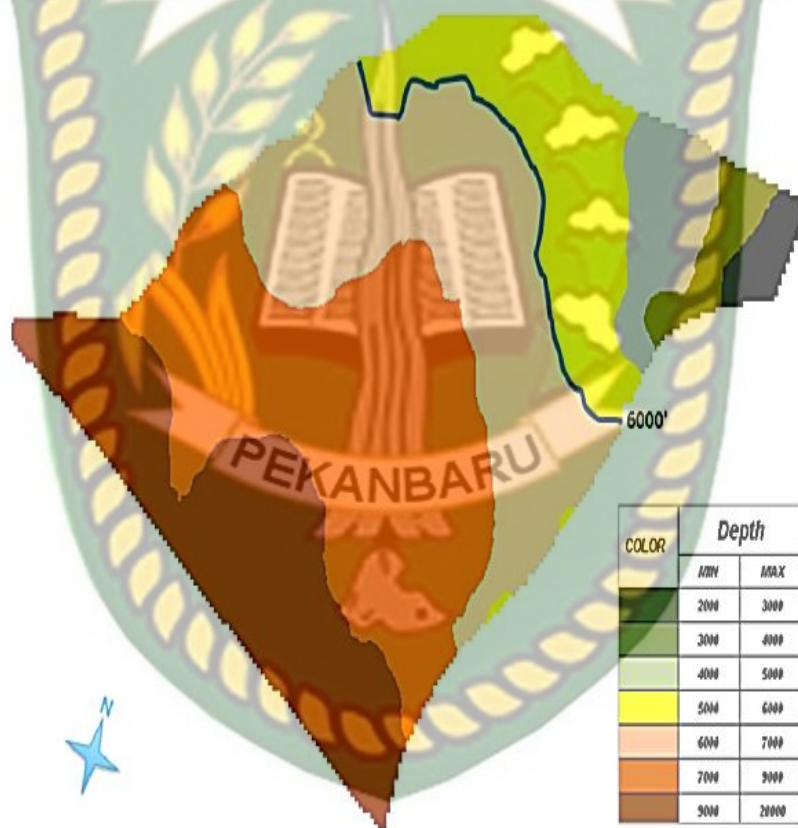
Field	Well spacing (ac)		Recovery factor		EOR methods	Most successful EOR Method and incremental recovery	Most successful other IOR methods
	Ave.	Min.	Primary (%)	Ultimate (%)			
Duri	11.6		9	60 up to 69	(1) CSS** (2) Steam flood	(2) Steam flood: 30%	(1) Infill well (2) Sand control (3) Steam injection optimization
Estreito	5		9	60	(1) CSS (2) Steam flood (3) Hot water injection	(1) CSS: 7% (2) Steam flood: 44%	Horizontal well
Kern River	2.5	0.6	7.5	66 up to 75*	(1) CSS (2) Steam flood (3) Hot water injection (4) In-situ combustion	Steam flood: 42-73%	(1) Infill drilling: (2) Horizontal well (3) Sidetracking
Midway-Sunset	2	0.25	> 20%	79	(1) CSS (2) Steam flood (3) In-situ combustion	(1) CSS: 30-50% (2) Steam flood: > 9.8%	(1) Infill drilling (2) Horizontal well
Mukhaizna	3.5		3.5	50	(1) CSS (2) Steam flood (3) Modified SAGD***	Modified SAGD	(1) Horizontal well (2) Multi-lateral well
South Belridge	10	5	10	50	(1) CSS (2) Steam flood (3) In-situ combustion	(1) Steam flood (2) Steam-foam injection	(1) Infill well (2) Limited entry perforation
South Casper Creek	5	2	31	54	(1) CSS (2) Steam flood	Steam flood: 22%	Infill well

Gambar 2.1 IOR/EOR in Heavy Oil Reservoir (Lu, Sun, & Dodds, 2016)

Screening Criteria merupakan langkah yang penting untuk dilakukan sehingga dapat memberikan informasi yang dapat digunakan sebagai tahapan awal untuk memilih metode EOR, untuk *steamflood* itu sendiri dapat dilakukan apabila API minyak 8° - 20°, viskositas minyak 1000 – 10.000 cP, *reservoir depth* 400 ft – 4500 ft, permeabilitas > 250 md, tekanan < 1500 psia, saturasi minyak > 40%, dan ketebalan reservoir 15 ft – 150 ft (Hama, Wei, Saleh, & Bai, 2014).

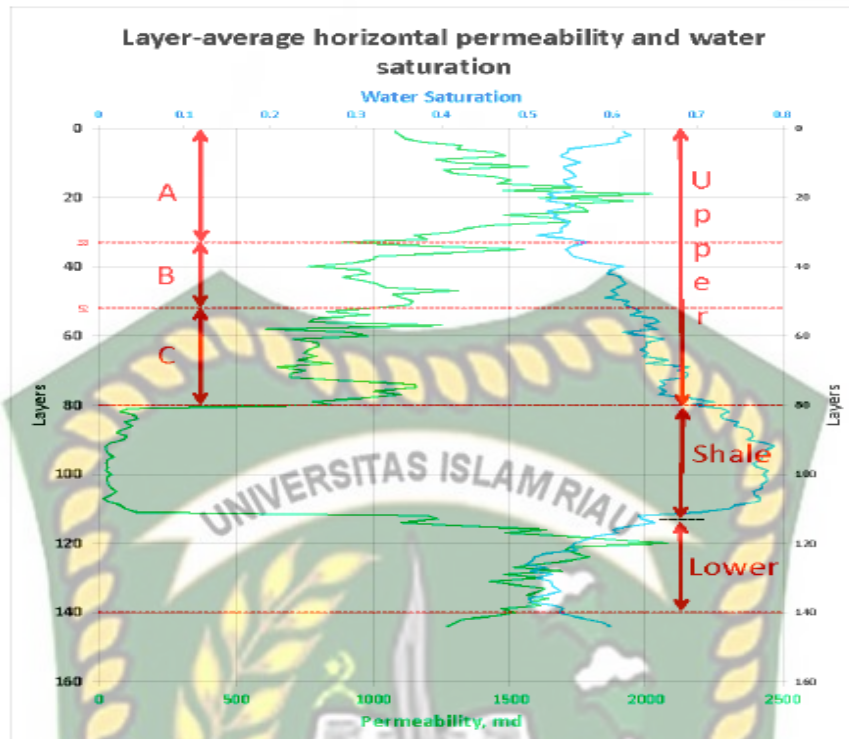
2.2 Peforma *Steamflood*

Lapangan X menggunakan ukuran grid 20 x 20 dengan total 120 juta *grid*, 1120 sumur produksi, 453 sumur injeksi, dan 227 sumur observasi. *Heavy oil* dengan API 10.5°F viskositas 400 cP, dengan *gradient temperature* 0.011°F/ft, Menggunakan *well spacing* 8 acre dari pada 24 acre, total kedalaman 20.000 ft akan tetapi simulasi dilakukan dibawah kedalaman 6000 ft. Menggunakan pola *Inverted 7* titik. *Ultimate Recovery* (UR) yang didapat setelah dilakukannya *steamflood* mencapai 40 hingga 50%. Gambar 2.2 dan 2.3 merupakan kontur dan *Sand's X Log* (Rubin & Izgec, 2015) :



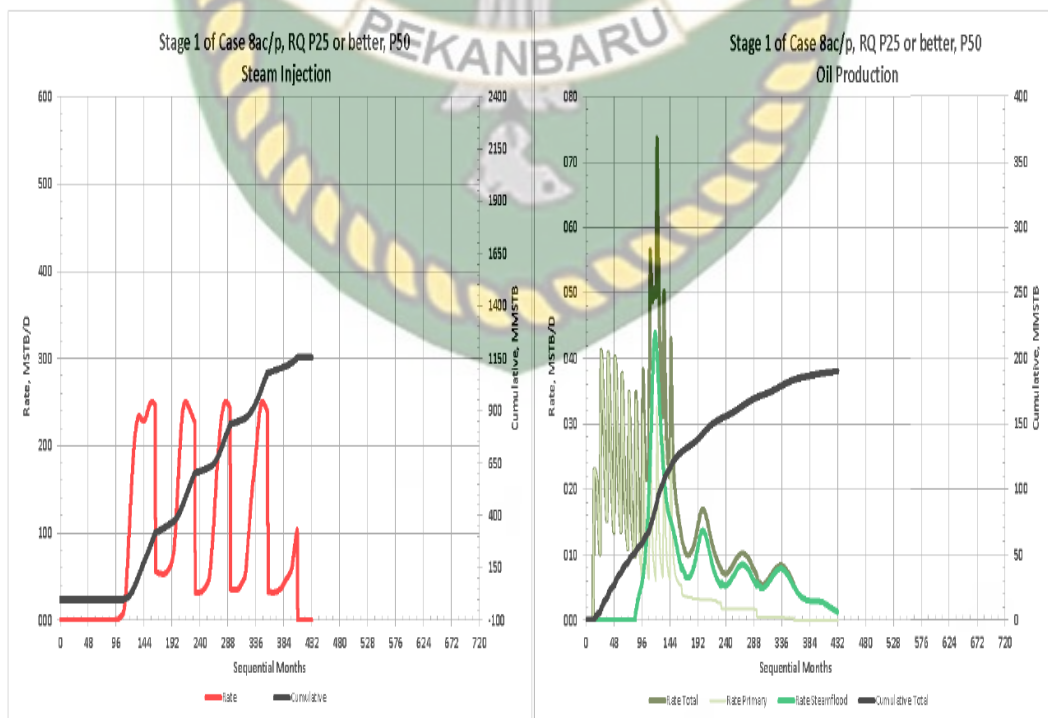
Gambar 2.2 *Reservoir depth Map* (Rubin & Izgec, 2015)

Pada lapangan X terdapat dua tipe *sand* yaitu Upper dan Lower, Upper *sand* terletak dibawah kedalaman 6000 ft dan memiliki 3 *stages sand* yaitu A (*Stage 1 P25 or better*) sebagai Fining dengan menggunakan *steam rate* 1500 bbl/day, B (*Stage 2 P25 or better*) sebagai Coarsening menggunakan *steam rate* 500 bbl/day, C (*Stage 3 P25 or better*) sebagai Coarsening Fining menggunakan *steam rate* 500 bb/day (Rubin & Izgec, 2015).

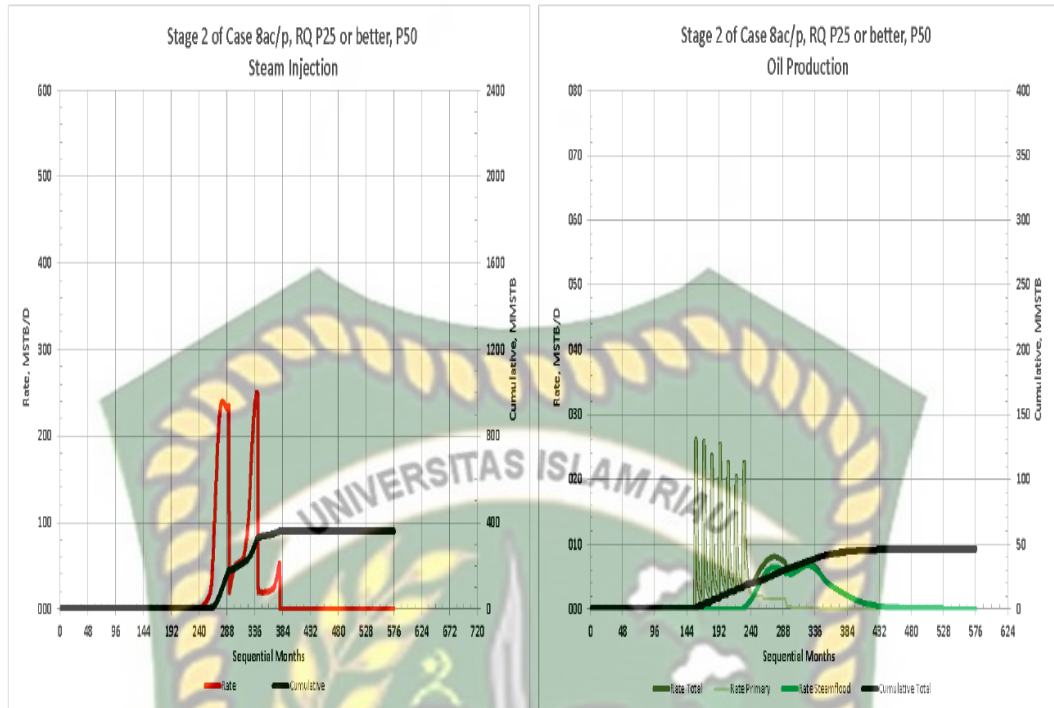


Gambar 2.3 Sand's X field (Rubin & Izgec, 2015)

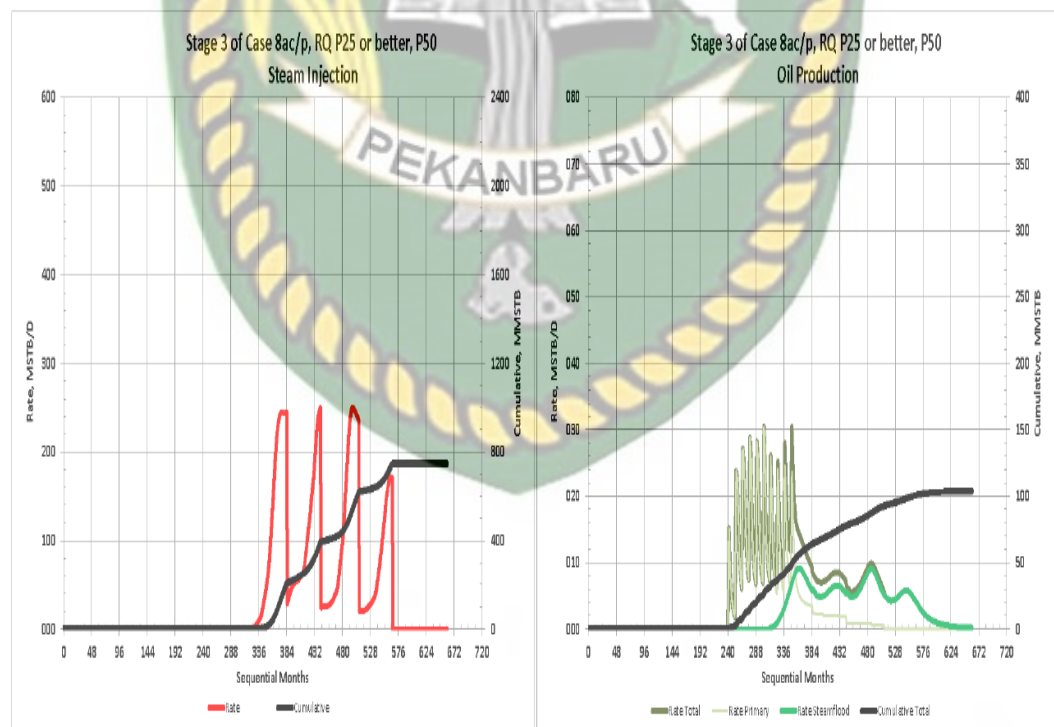
Steamflood memberikan peningkatan *oil rate* pada lapangan X dari masing masing *sand*, seperti gambar 2.4, 2.5 dan 2.6 :



Gambar 2.4 Stage A performance of Steamflood to Oil Production at 8 acre (Rubin & Izgec, 2015)

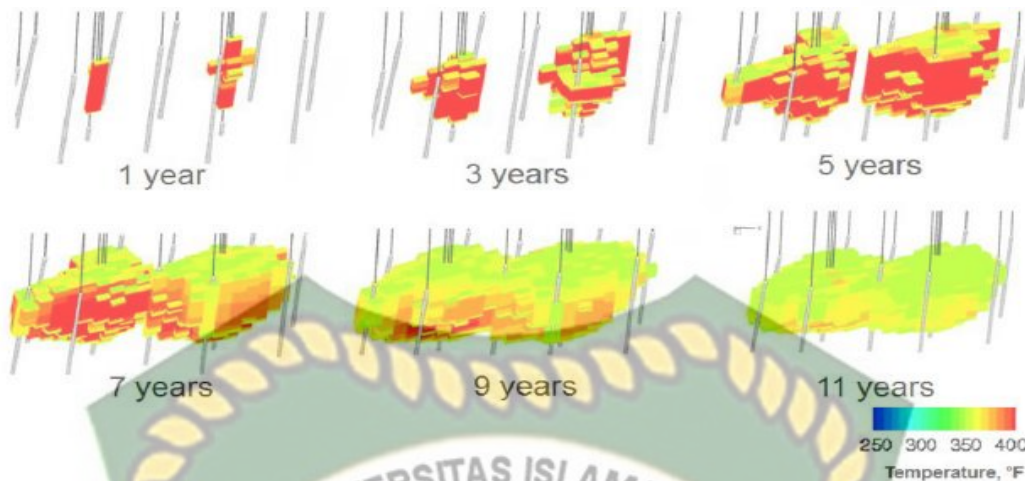


Gambar 2.5 Stage B performance of Steamflood to Oil Production at 8 acre (Rubin & Izgec, 2015)



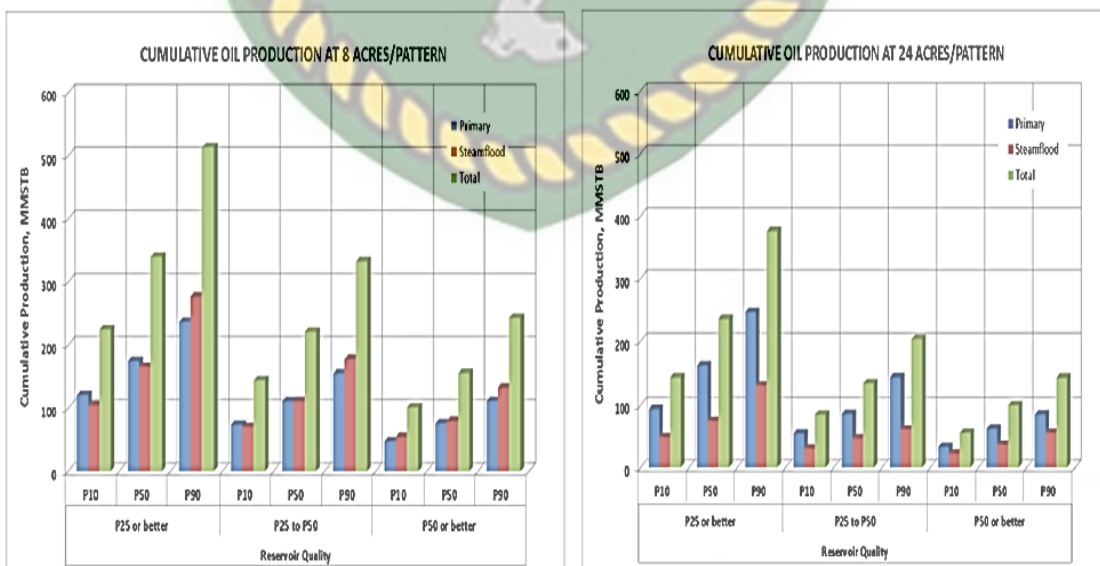
Gambar 2.6 Stage C performance of steamflood to Oil Production at 8 acre (Rubin & Izgec, 2015)

Penginjeksian *steamflood* mengakibatkan kenaikan temperatur pada lapangan X, seperti gambar 2.7 :



Gambar 2.7 Reservoir Temperature after steamflooding (Rubin & Izgec, 2015)

Hasil dari penelitian ini memperlihatkan skenario yang menggunakan *well spacing* 8 acre mendapatkan *oil recovery* yang jauh lebih besar dari pada *well spacing* 24 acre bahwa semakin kecil *well spacing* yang digunakan akan memberikan *recovery factor* yang lebih besar terhadap *steamflood injection*. *Steam rate* dan *reservoir quality* akan mempengaruhi *oil production cumulative*, dengan *steam rate* yang tinggi akan diperoleh *oil production cumulative* yang tinggi, semakin tinggi *steam quality* yang digunakan maka *steam oil ratio* akan rendah yang terproduksi (Rubin & Izgec, 2015). Seperti gambar 2.8 :



Gambar 2.8 Production Cumulative at 8 Acre and 24 Acre Pattern (Rubin & Izgec, 2015)

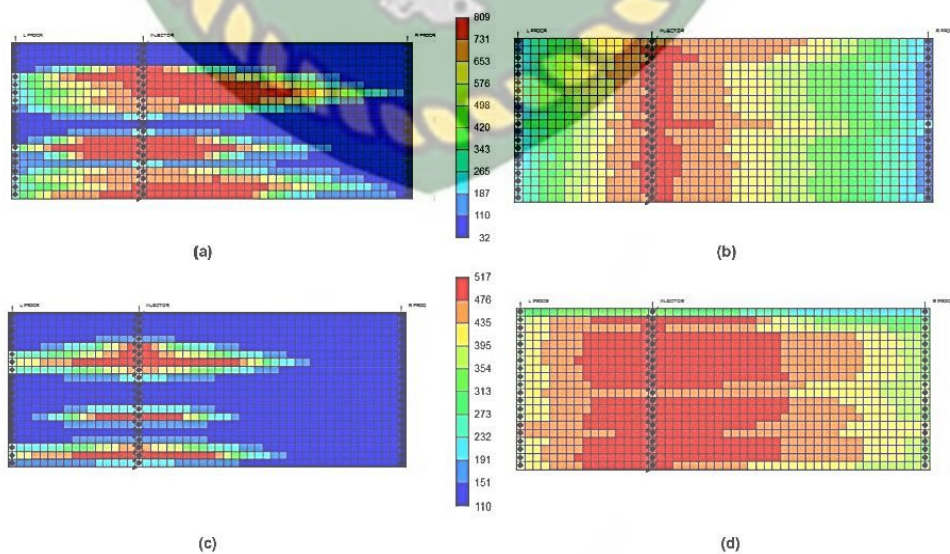
Setelah mengetahui laju alir dan menentukan *pattern* sumur, dapat mengetahui nilai dari prediksi yang dibuat, sehingga memberikan gambaran terhadap peramalan dan hasil dari simulasi yang dibuat (Wang et al., 2010).

Pemodelan dengan menggunakan dimensi X 50, Y 50, dan Z 20, dimana temperatur reservoir 110°F dan tekanan reservoir 400 psi, formasi *diatomite* dengan permeabilitas 0.01 hingga 10 mD, porositas 25%, dengan komposisi fluida *heavy oil*. Seperti gambar 2.9 :



Gambar 2.9 Reservoir model showing layered permeability (Agarwal & Kovscek, 2017)

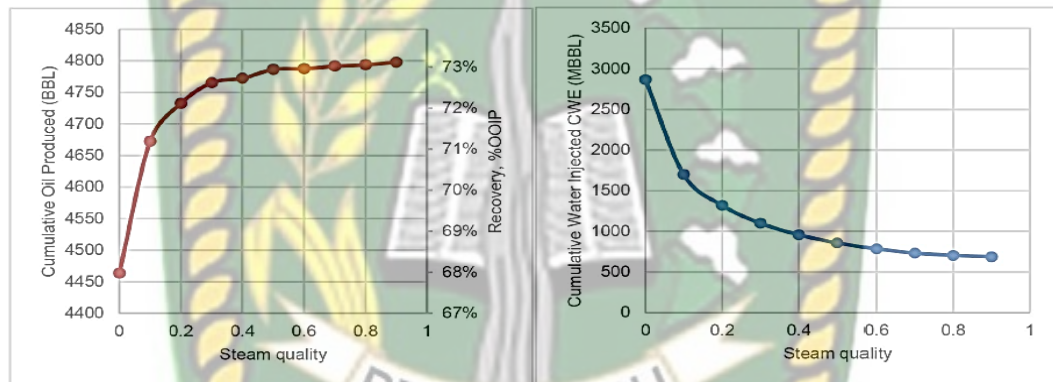
Steam quality yang digunakan 1 dengan *pressure* 800 psi, temperatur 400°F, perforasi dilakukan pada setiap *layer*, skenario dilakukan dengan 2 variasi *steam rate injection* dengan *Constant Injection Rate Condition (CIRC)* dan *Variable Injection Rate Condition (VRC)* (Agarwal & Kovscek, 2017). Gambar 2.10 merupakan kondisi temperatur di reservoir setelah dilakukannya injeksi *steamflood* :



Gambar 2.10 (a) CIRC 1 month (b) after 5 years (c) VRC 10 Month (d) after 5 years (Agarwal & Kovscek, 2017)

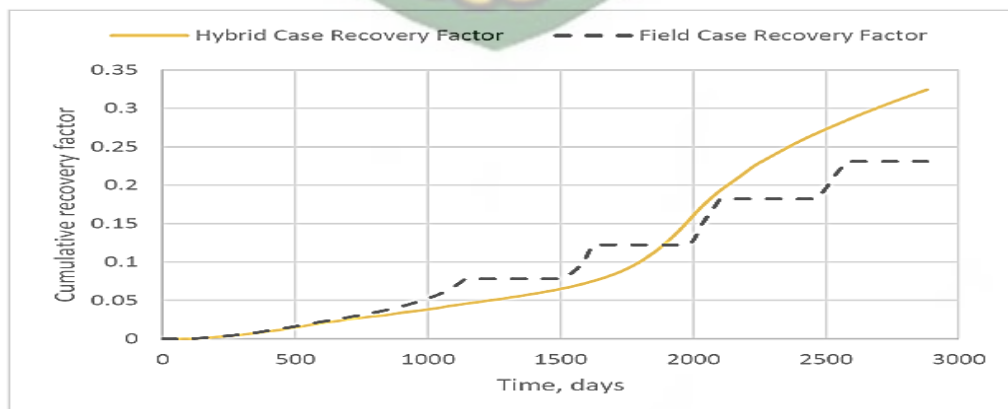
Constant Injection Rate akan meningkatkan tekanan dengan cepat pada saat simulasi dilakukan temperatur mencapai 500°F, temperatur reservoir harus dibawah 450°F, jika melebihi temperatur tersebut maka sumur produksi akan *shut-in* dan *Variable Injection Rate* memberikan performa yang lebih baik dimana pada *rate* ini tidak sumur produksi tidak *shut-in* karena *rate* yang digunakan tidak konstan, tetapi selalu diturunkan begitu juga *steam quality* (Agarwal & Kovscek, 2017).

Steam quality yang besar akan memberikan *oil production cumulative*, *recovery factor* yang besar dan menurunkan konsumsi air yang dibutuhkan untuk penginjeksian, akan tetapi *steam quality* tetap harus dijaga apabila temperatur melebihi *threshold* maka akan sumur produksi akan *shut-in*. Seperti gambar 2.11 :



Gambar 2.11 *Steam quality performance to recovery and water injected* (Agarwal & Kovscek, 2017)

Pada skenario yang dilakukan terdapat 2 kasus yaitu *field case* (FC) dan *hybrid case* (HC), seperti gambar berikut :



Gambar 2.12 *FC and HC Performances toward Recovery Factor* (Li, Agarwal, & Kovscek, 2018)

Penginjeksian *steamflood* dengan menggunakan *pressure* yang konstan (*Field Case*) akan mengakibatkan seringnya shut-in terhadap sumur produksi, sehingga akan berdampak ke *recovery factor* dari suatu lapangan. *Recovery factor* yang lebih besar didapatkan dengan menggunakan *Hybrid Case* memberikan *recovery factor* yang lebih besar dengan mengatur temperatur menggunakan *variable pressure injection* yaitu proses yang dilakukan dengan menurunkan tekanan yang akan di injeksikan (Li, Agarwal, & Kovscek, 2018)

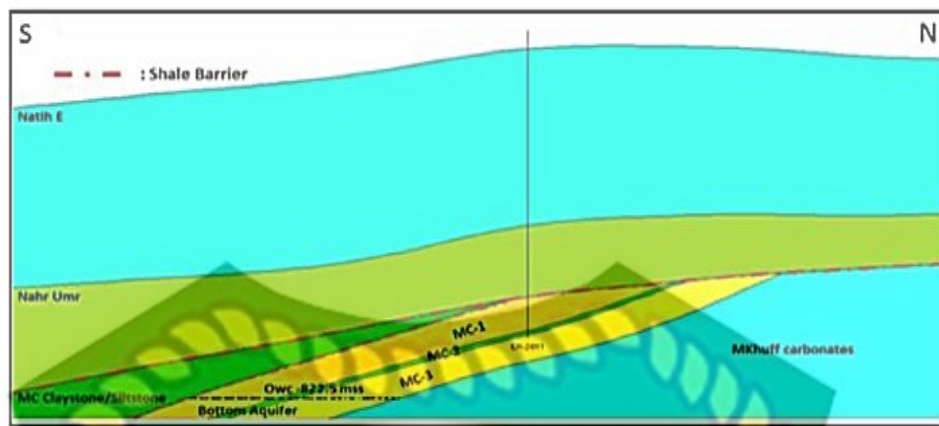
Perbedaan *layer zone* pada setiap lapisan akan mempengaruhi peforma *sweep* secara *vertical*, seperti gambar 2.13:



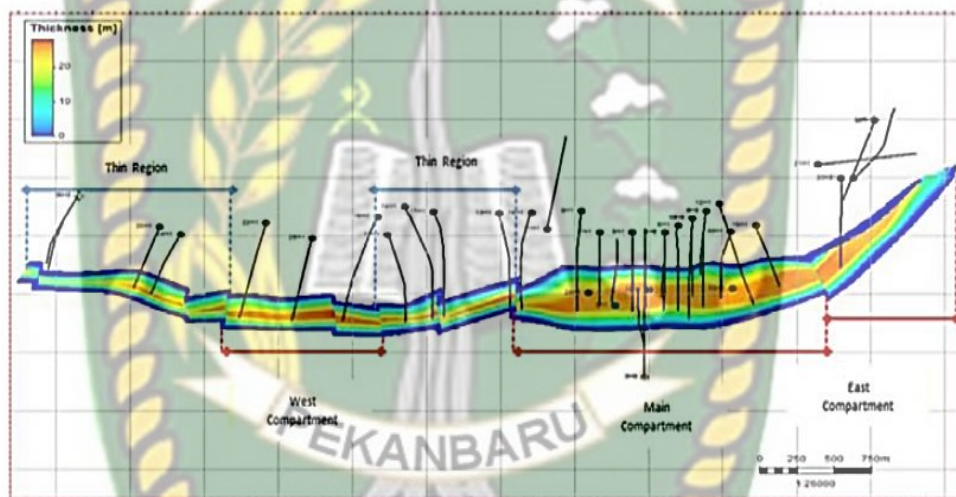
Gambar 2.13 Pay Zone and Baffle zone (Sanyal et al., 2015)

Baffle zone akan mengakibatkan turunnya *sweep efficiency* dari *steamflood* yang akan digunakan pada *pay zone*, dimana *baffle zone* merupakan tipe batuan yang *poor rock quality* seperti shale dan silt, sehingga akan mempengaruhi *recovery factor* dari tiap *pay zone*, sehingga dilakukan pengeboran horizontal (Sanyal et al., 2015).

Lapangan A terletak di bagian Selatan Oman memiliki total grid 4.3 *million grid block* dimana pada lapangan ini juga memiliki tipe *heavy oil* dengan API 16°, total ketebalan reservoir 30 m, total kedalaman 831 ft dan memiliki 2 formasi *Clean Sand* dan 1 shale MC-1 *Sand*, MC-2 *Shale* dan MC-3 *Sand* (*West*, *Main*, dan *East*) dengan total 17 *layers* (Dinata et al., 2018). Seperti gambar 2.14 dan 2.15 :

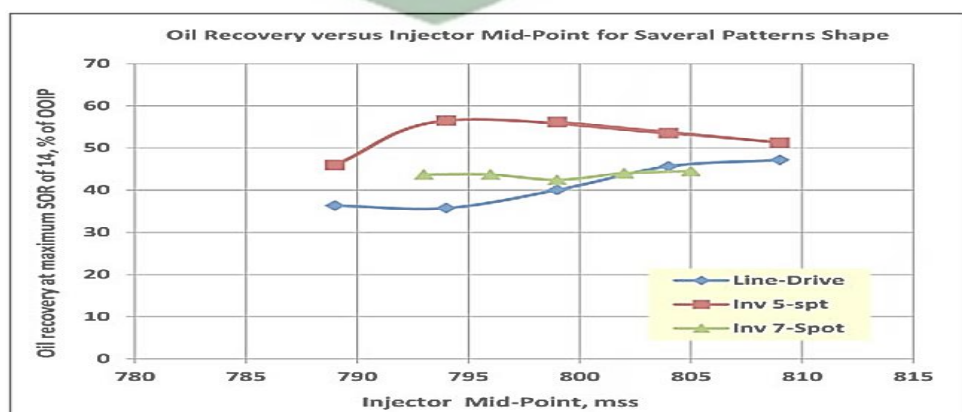


Gambar 2.14 Typical Cross Section and Surrounding Formations (Dinata et al., 2018)



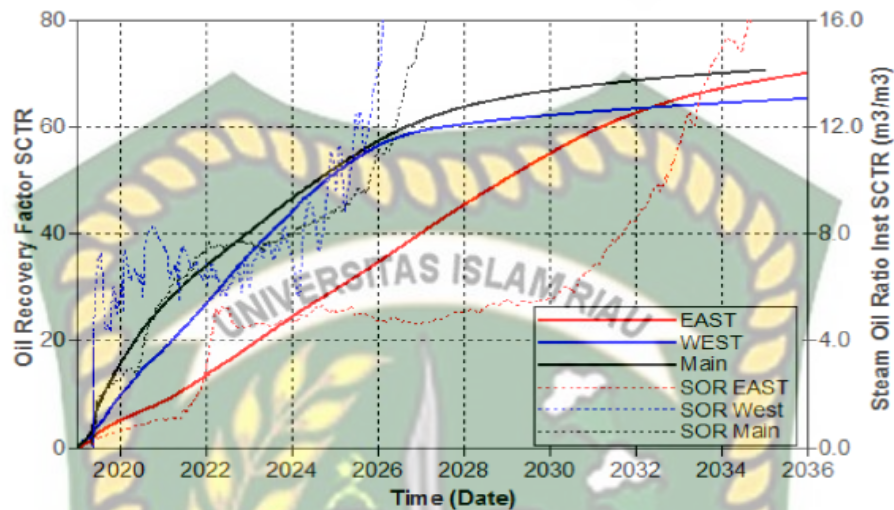
Gambar 2.15 Selected Compartment (Dinata et al., 2018)

Pada Vertical Injector Vertical Producer (VIVP) dengan menggunakan pola inverted 5 titik pada lapangan A, di mid point 795 mss memberikan maximum oil recovery sebesar 57% (Dinata et al., 2018). Seperti gambar 2.16 :



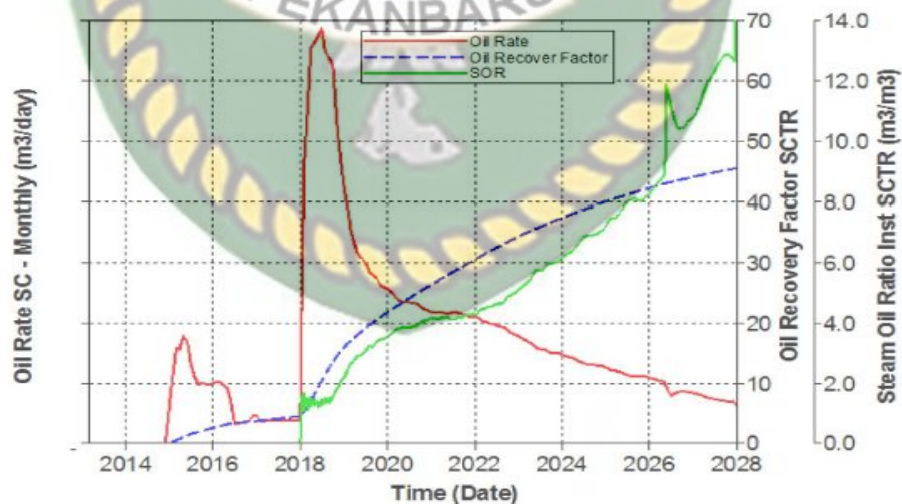
Gambar 2.16 VIVP Performances (Dinata et al., 2018)

Berdasarkan hasil setelah dilakukan *run* di lapangan A pada *Clean sand* maka didapat *recovery factor* pada *East Compartment* 67%, *West Compartment* 56% dan *Main Compartment* 62% dari STOIP. Seperti gambar 2.17 :



Gambar 2.17 *Predicted Performance in Three Compartments* (Dinata et al., 2018)

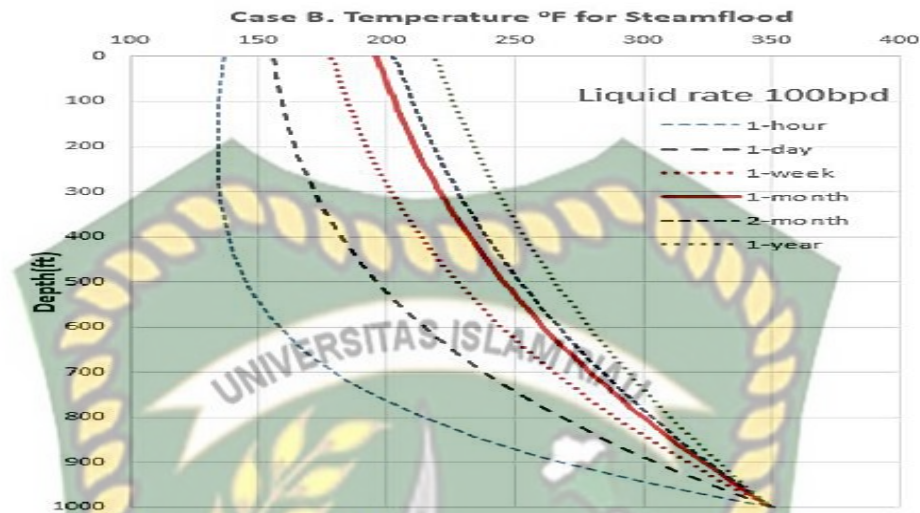
Steam Oil Ratio (SOR) mempengaruhi *oil production cumulative*, apabila SOR meningkat maka *oil production cumulative* akan berkurang (Dinata et al., 2018). Seperti gambar 2.18 :



Gambar 2.18 *Production Performance for Steamflood Pilot* (Dinata et al., 2018)

Peningkatan SOR diakibatkan oleh terjadinya *early steam breakthrough*, yang mana akan mengganggu proses *sweep efficiency*, sehingga mempengaruhi *recovery factor* (Hoyos Perdomo et al., 2014).

Pada lapangan South Belridge dilakukan penginjeksian *steam* dan diamati peforma temperatur *steam* pada lapangan tersebut, seperti gambar 2.19 :



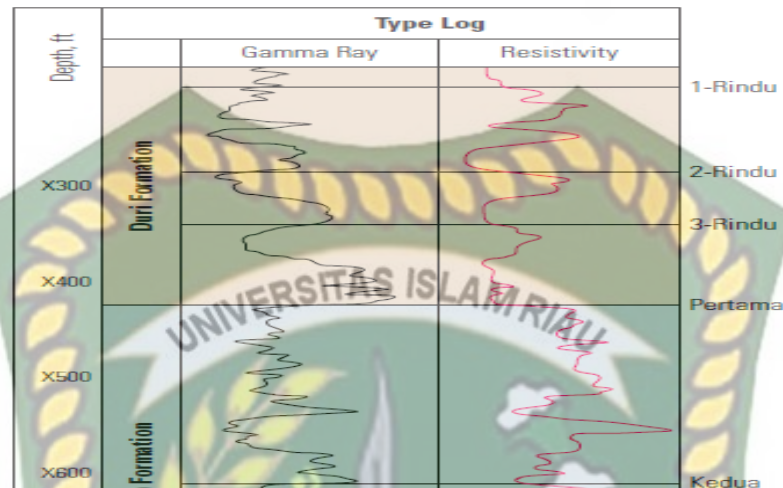
Gambar 2.19 *Transient to Steady State Temperature Transition for steamflood* (Yang, 2019)

Penginjeksian *steam* akan selalu mengalami peningkatan temperatur seiring dengan berjalannya waktu penginjeksian *steam*, pengamatan ini dilakukan dengan menggunakan waktu 1 jam, 1 hari, 1 bulan, 2 bulan dan 1 tahun dengan *liquid rate steady state* sebesar 100 bpd, penginjeksian dilakukan dengan menggunakan temperatur 350°F (Yang, 2019).

Berdasarkan penelitian yang dilakukan dengan menggunakan simulasi reservoir *recovery* tidak dipengaruhi oleh *overburden* dan *underburden heat*, *thermal rock conductivity* mempengaruhi *recovery factor*, apabila *thermal conductivity of rock formation* memiliki nilai yang besar akan mengakibatkan *heat loss* ke *rock formation* sehingga mempengaruhi *heat transfer*. *Steam quality* mempengaruhi *recovery*, semakin tinggi *steam quality* akan memperkecil *heat loss* (Suhag et al., 2017).

Lapangan Duri memiliki 3 tipe *sand* yaitu rindu, pertama dan kedua, *sand* yang dominan memberikan *recovery* adalah *sand* pertama dan kedua, dengan estimasi total cadangan 4.1 *billion barrels*, lapangan ini menggunakan *well spacing* 15.5 acre, dan memberikan peningkatan *recovery* sebesar 6.8% dengan menggunakan *steamflood* (Hartono et al., 2017). *Peak production* pada lapangan ini dengan menggunakan *steamflood* sebesar 300.000 BOPD, alasan lapangan

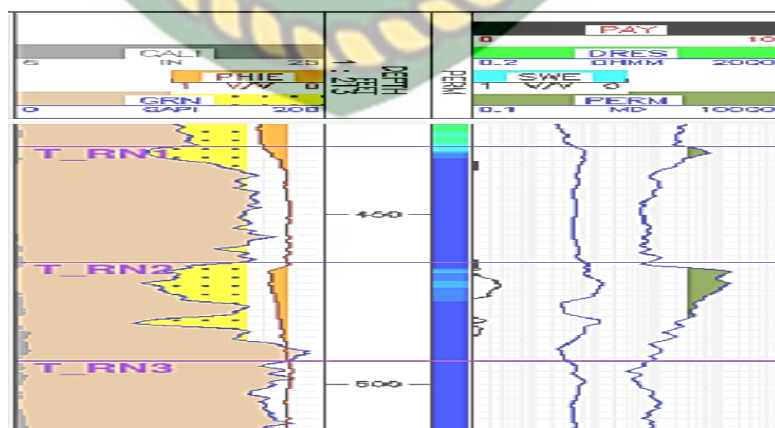
Duri menggunakan *steamflood* karena lapangan ini memiliki tipe minyak *Heavy Oil*, lebar area dan ketebalan reservoir (Abdurrahman, Bae, Novriansyah, & Khalid, 2016). Gambar 2.20 merupakan gambar *sand's log* dari formasi Duri :



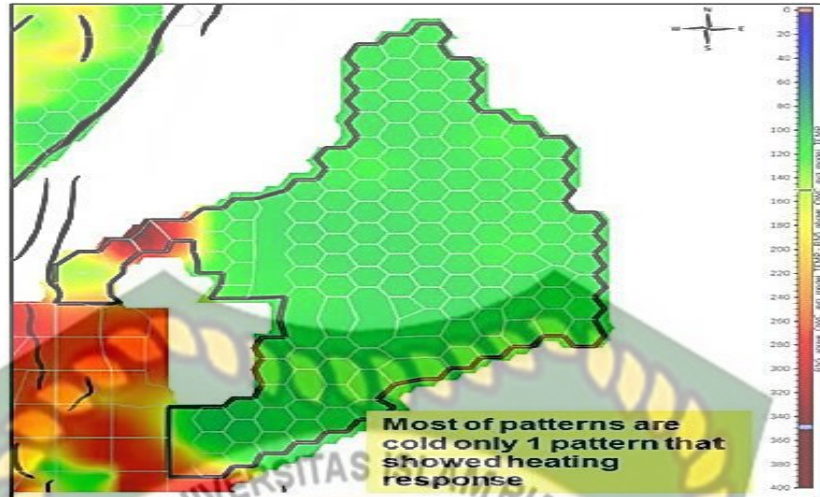
Gambar 2.20 Duri's Sand (Curtis, Kopper, & Decoster, 2002)

Sand Pertama merupakan tipe *sand* Fining, dan *sand* Kedua adalah Coarsening Fining *sand*.

Rindu *Sand* merupakan *shallow* reservoir, *sand* yang tipis, dan permeabilitas 500 – 1500 mD, memiliki *well spacing* 5.5 acre, dimana *spacing* ini merupakan *well spacing* terkecil di lapangan Duri, *steam rate* 100 – 200 BSPD (Pasaribu, Roma, Wicaksana, Muharam, & Aksehirli, 2017). Gambar 2.21 dan 2.22 merupakan log *sand* Rindu dan penyebaran panas di Rindu *sand* setelah *steam injection* :



Gambar 2.21 Rindu's Sand Log (Pasaribu, Roma, Wicaksana, Muharam, & Aksehirli, 2017)



Gambar 2.22 Temperature Map (Pasaribu et al., 2017)

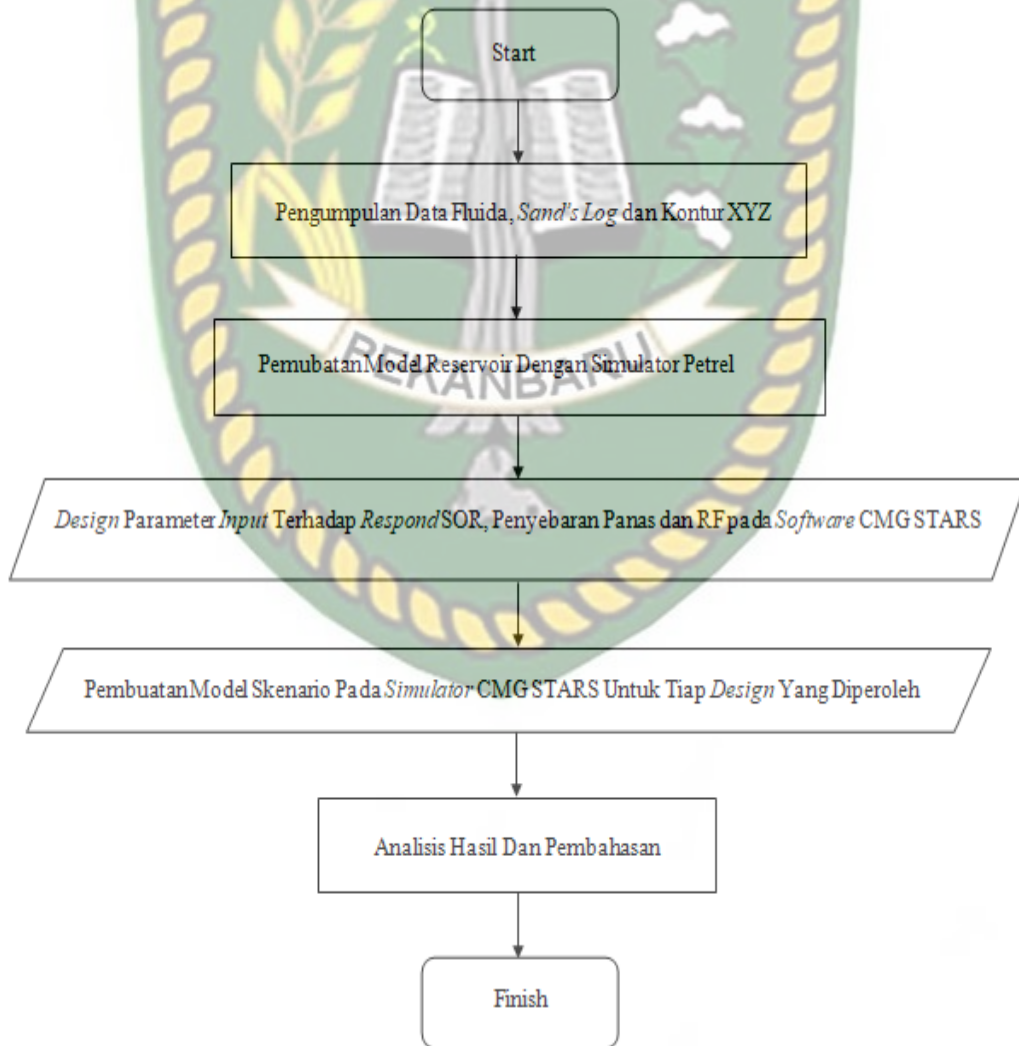
Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan pada rindu *sand* diatas memperlihatkan bahwa metode *Cyclic Steam Stimulation* yang dilakukan hanya tidak memberikan peningkatan temperatur yang baik, sebelum dilakukannya CSS ini telah dilakukan steamflood akan tetapi tidak berhasil untuk meningkatkan perolehan minyak (Pasaribu et al., 2017).

BAB III PEMODELAN RESERVOIR

3.1 Metode Penelitian

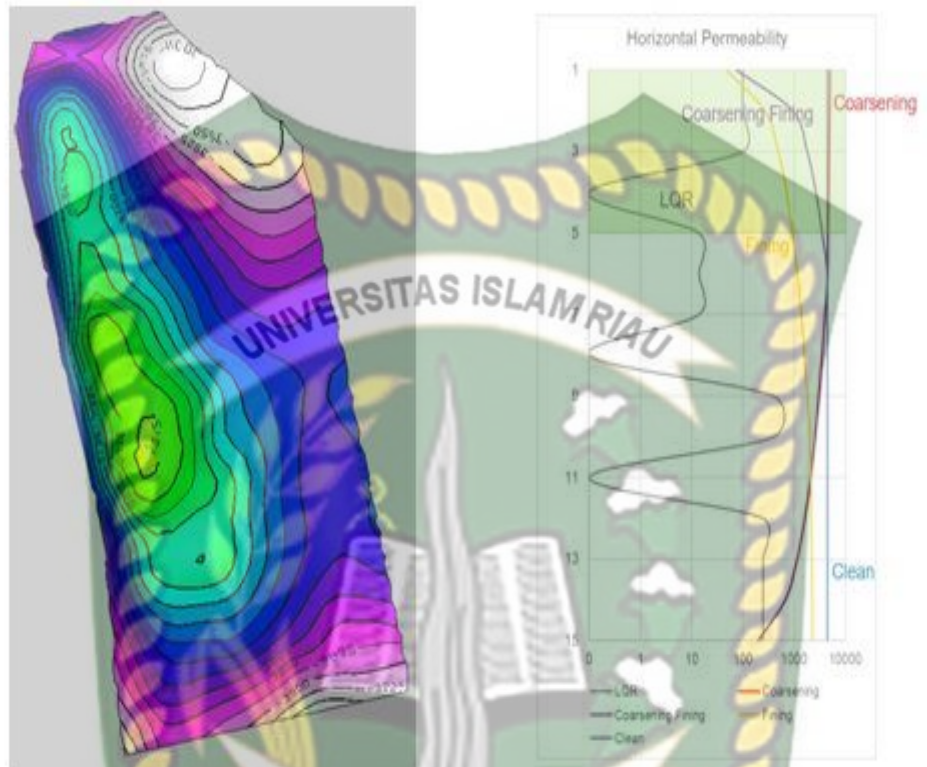
Dalam penyusunan Tugas Akhir ini, Peneliti melakukan penelitian dengan mengumpulkan data lapangan XYZ (*field research*) dan data sekunder yang berhubungan dengan perkiraan cadangan, *oil production cumulative*, *comparing sands performances* dengan menggunakan *software* Didger, Petrel dan CMG STARS, jurnal yang relevan dan diskusi dengan dosen pembimbing. Setelah itu dilakukan analisis data yang membawa kepada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian.

DIAGRAM ALIR PENELITIAN



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

Pemodelan yang akan dibuat merupakan kontur dan *sand* dari lapangan XYZ. Berikut gambar dari kontur dan data log pada lapangan tersebut:



Gambar 3. 2 Kontur XYZ dan *Sand's Log*

3.2 Karakteristik Reservoir

3.2.1 Fluida Reservoir

Fluida Reservoir yang terdapat pada pemodelan ini adalah *Heavy oil* dengan *oil gravity* 11 °API dan Viskositas dihitung secara internal oleh simulasi menggunakan *user input* untuk setiap komponen. *reference pressure* 1360 psi, *reference tempature* 129 °F (Rubin & Izgec, 2015).

Tabel 3. 1 *Fluid Properties* (Li, Agarwal, & Kovsky, 2018)

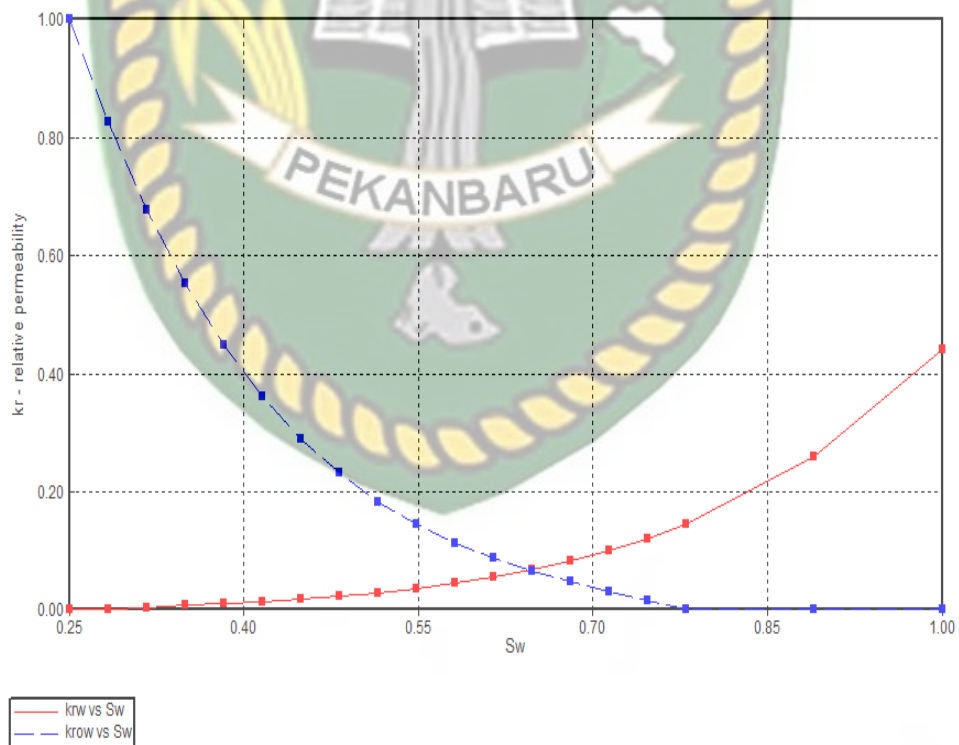
Component	Water	Heavy Oil
<i>Molecular Weight</i> (lb/mol)	18	530,7
<i>Critical Temperature</i> (°F)	705	10.000
<i>Critical Pressure</i> (psi)	3.217	10.000
<i>Molar Density</i> (lb/ft ³)	0	0,102

3.2.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir pada simulasi ini menggunakan sandstone dan *water wet*, sehingga memberikan hasil produksi yang maksimal untuk perolehan minyak yang didapat.

Tabel 3. 2 Data Lapangan XYZ

<i>Component</i>	Nilai
<i>Permeability</i> (mD)	LQR, Fining, Coarsening Fining, Coarsening, Clean
<i>Porosity</i> (%)	0,22
Ketebalan (ft)	25
Kedalaman (ft)	4.000
SWIR	0,2
SORW	0,20
WOC (ft)	3.775



Gambar 3. 3 Kurva Kr vs Sw

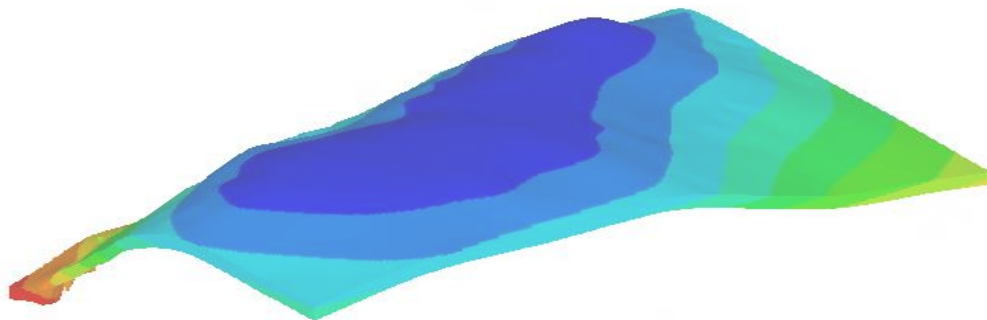
Gambar tersebut memperlihatkan bahwa reservoir ini adalah reservoir *water wet*, dimana titik perpotongan kurva pada nilai 0.61, kontak *wettability* kecil dari 90°.

3.3 Model *Steamflood* dan Prosedur Simulasi

Model Reservoir yang dibuat memiliki nilai dimensi X sebesar 3,6 km dan dimensi Y 6,4 km, dilakukan pemotongan kontur, *grid size* 200 ft x 200 ft, kedalaman 4.000 ft dan memiliki 10 *layers* dimana untuk ukuran grid digunakan 200 ft x 200 ft, dengan total grid 756.960 *grid block* setelah dilakukan pemotongan kontur reservoir di Lapangan XYZ, pada pemodelan ini khusus reservoir dibuat pada simulasi *didger*, Petrel kemudian di *export* ke CMG yang membutuhkan data batuan reservoir lapangan XYZ. Data yang digunakan untuk pembuatan *steamflood injection* dapat dilihat pada tabel 3.3 dan kontur lapangan XYZ dapat dilihat pada gambar 3. 3.

Tabel 3. 3 *Thermal and Steamflood Data* (Zulti, 2016)

Component	Nilai
<i>Heat Capacity</i> (BTU/ft ³ -day-F)	184,178
<i>Thermal Conductivity Reservoir</i> (BTU/ft ³ -day-F)	58.0581
<i>Thermal Conductivity rock for water</i> (BTU/ft ³ -day-F)	10,9619
<i>Thermal Conductivity rock for oil</i> (BTU/ft ³ -day-F)	2,95314
<i>Steam rate</i> (bbl/day)	1500 bbl/day
<i>Steam quality</i> (%)	50 dan 90
<i>Steam temperature</i> (°F)	450
<i>Steam pressure</i> (psi)	3000



Gambar 3. 4 Kontur Lapangan XYZ 3D

Prosedur simulasi dalam penelitian ini akan dilakukan 6 skenario termasuk base case, sehingga dari masing-masing skenario akan dilihat perubahan SOR, penyebaran panas dan peningkatan faktor perolehan minyak, adapun 6 skenario yang akan dilakukan sebagai berikut:

1. *Base Case* pada Clean, Coarsening, Coarsening Fining, Fining, LQR Sand dengan *well spacing* 8 acre dan 23 acre.
2. *Injection Steamflood after 3 Months in Clean Sand* dengan *well spacing* 8 acre dan 23 acre, *steam quality* 50% dan 90%.
3. *Injection Steamflood after 3 Months in Coarsening Sand* dengan *well spacing* 8 acre dan 23 acre, *steam quality* 50% dan 90%.
4. *Injection Steamflood after 3 Months in Coarsening Fining Sand* dengan *well spacing* 8 acre dan 23 acre, *steam quality* 50% dan 90%.
5. *Injection Steamflood after 3 Months in Fining Sand* dengan *well spacing* 8 acre dan 23 acre, *steam quality* 50% dan 90%.
6. *Injection Steamflood after 1 Month in LQR Sand* dengan *well spacing* 8 acre dan 23 acre, *steam quality* 50% dan 90%.

Skenario tersebut akan dilakukan untuk mengetahui jumlah cadangan, performa *steamflood* terhadap *sands* di Lapangan XYZ, peralaman dilakukan pada laju alir minyak dan penurunan tekanan selama 10 tahun kedepan dan dengan menggunakan 36 sumur produksi dan 16 sumur Injeksi, pengamatan akan dilakukan terhadap *Steam Oil Ratio* (SOR), Penyebaran Panas, *Oil Rate* dan *Oil Production Cumulative*. Setelah diketahui hal-hal tersebut, kemudian akan dilakukan perhitungan RF yang didapat dari lapangan XYZ. Maka akan dilakukan analisis hasil penelitian.

3.4 Tempat Penelitian dan Pengambilan Data

Pada kesempatan ini Peneliti melakukan penelitian di laboratorium simulasi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, Pekanbaru. Pengambilan data berupa data sekunder diperoleh dari Lapangan XYZ PT. Chevron Pacific Indonesia dan data tambahan diperoleh dari paper ataupun jurnal yang relevan.

3.5 Rencana Kegiatan

Penelitian dilakukan dalam jangka waktu mulai dari bulan September 2019 hingga bulan November 2019 dengan perincian kegiatan dapat dilihat pada jadwal kegiatan penelitian, pada tabel 3. 4 :

Tabel 3. 4 Jadwal Kegiatan Penelitian

No	Jenis Kegiatan	September 2019				Oktober 2019				November 2019			
		Minggu				Minggu				Minggu			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Pendalaman Materi												
2	Pengambilan Data												
3	Pengolahan Data												
4	Pembuatan Laporan												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

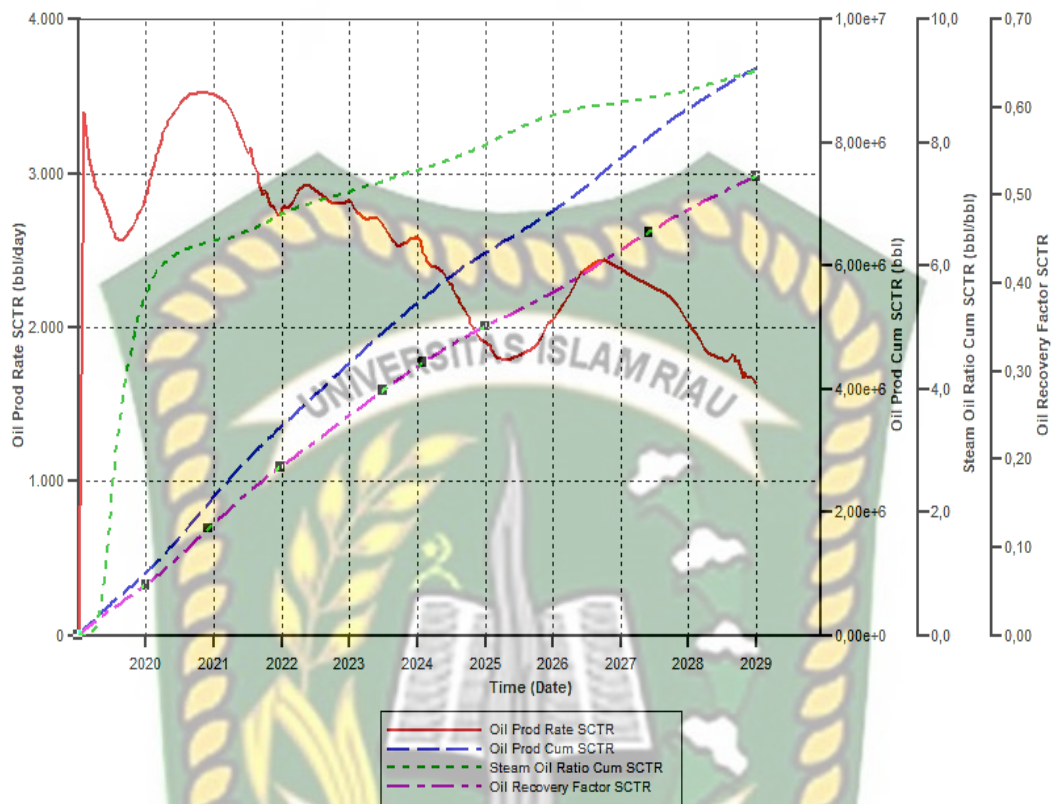
4.1 Analisis Hasil Metode *Steamflood* Pada Lapangan XYZ

Hasil dari metode *steamflood* yang dilakukan pada Lapangan XYZ dengan pola *inverted 5* titik menunjukkan bahwa jarak sumur yang lebih kecil akan memberikan *recovery factor* dan *oil production cumulative* yang lebih besar daripada *well spacing* yang lebih besar, pada Lapangan XYZ digunakan 2 *well spacing* yang berbeda yaitu 8 acre dan 23 acre. *Steam quality* juga memberikan pengaruh yang sangat besar terhadap produksi minyak selama skenario dilakukan, semakin besar *steam quality* yang digunakan maka akan memberikan *recovery factor* dan *oil production cumulative* yang lebih besar, yang disebabkan oleh kenaikan temperatur dan menurunkan viskositas pada reservoir. *Steam pressure* juga memberikan pengaruh yang sangat besar terhadap penyebaran panas karena dengan memiliki *pressure* yang besar *steamflood* akan dapat bergerak dengan mudah untuk menyebar. *Steam Rate* yang tinggi akan memberikan peningkatan panas yang sangat cepat. SOR akan memiliki nilai yang lebih besar pada sumur yang memiliki jarak lebih besar dan dengan menggunakan *steam quality* yang lebih kecil, hal ini dikarenakan pengaruh oleh jumlah air yang diinjeksikan lebih banyak dan mudah untuk mengalirkan steam bersama dengan minyak yang akan mengalami penurunan laju produksi.

Hasil pemodelan yang dilakukan dengan menggunakan ukuran grid $5 \times 5 \times 5$ dengan nilai permeabilitas 300 mD dan viskositas 500 cp, model ini memberikan hasil *recovery* yang paling tinggi pada saat menggunakan *steam quality* 90% dan memberikan peningkatan panas dan penyebaran panas yang paling tinggi (Kusumastuti et al., 2017). *Well spacing* 8 acre memberikan *recovery factor* yang lebih besar dari pada 24 acre (Rubin & Izgec, 2015). Menggunakan *steam rate* yang besar akan memberikan *oil production cumulative* yang besar (Li et al., 2018).

Metode *steamflood* memberikan penyebaran panas yang paling jauh pada *thermal enhanced oil recovery*, penginjeksian *steamflood* memberikan hasil yang efektif untuk diimplementasikan pada minyak berat dan metode utama digunakan untuk di implementasikan. Gambar 4.1 merupakan hasil penginjeksian metode *steamflood* pada *Clean Sand* di Lapangan XYZ dengan menggunakan *steam*

quality 90%, steam pressure 3000 psi, steam rate 1500 bbl/day dan steam temperature 450°F :



Gambar 4.1 Clean Sand with 8 Acre Well Spacing and 90% Steam Quality

Hasil dari penginjeksian *steamflood* dengan menggunakan skenario *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90 % memperlihatkan peningkatan produksi yang signifikan selama 10 tahun kedepan. Penginjeksian dilakukan setelah 3 bulan produksi pada Clean sand kemudian mengalami peningkatan yang hingga mencapai *peak production* sebesar 3521,78 bbl/day. Pada saat SOR meningkat hingga 9,7 bbl/bbl produksi minyak mengalami penurunan.

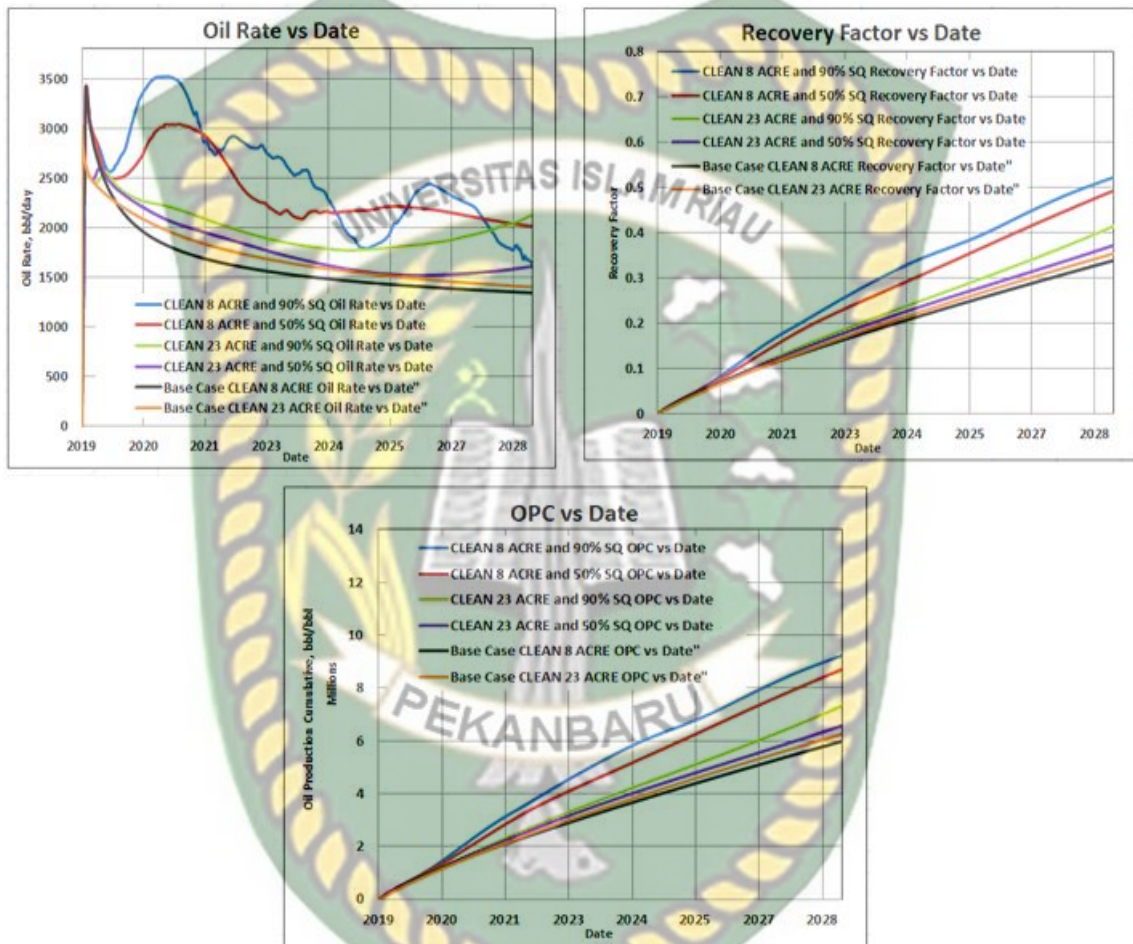
Pada Lapangan A memiliki Clean sand memberikan *oil production cumulative* yang paling tinggi dengan menggunakan pola *inverted 5* titik. Pada saat SOR meningkat, *oil rate* mengalami penurunan produksi, dan memiliki penyebaran panas yang baik (Dinata et al., 2018).

4.2 Analisis Hasil Peforma *Steamflood* Pada Lapangan XYZ

4.2.1 Peforma Clean Sand

Clean sand merupakan reservoir homogen dan memiliki nilai permeabilitas 4514,38 mD dengan jumlah cadangan 1.766.970.000 bbl,

setelah *base case*, maka dilakukan penginjeksian *steamflood* pada 3 bulan produksi dengan menggunakan *steam quality* 50% dan 90%, *steam rate* 1500 bbl/day, *steam pressure* 3000 psi dan *steam temperature* 450°F pada *well spacing* 8 acre dan 23 acre, gambar 4. 2 merupakan perubahan yang terjadi sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *steamflood* :



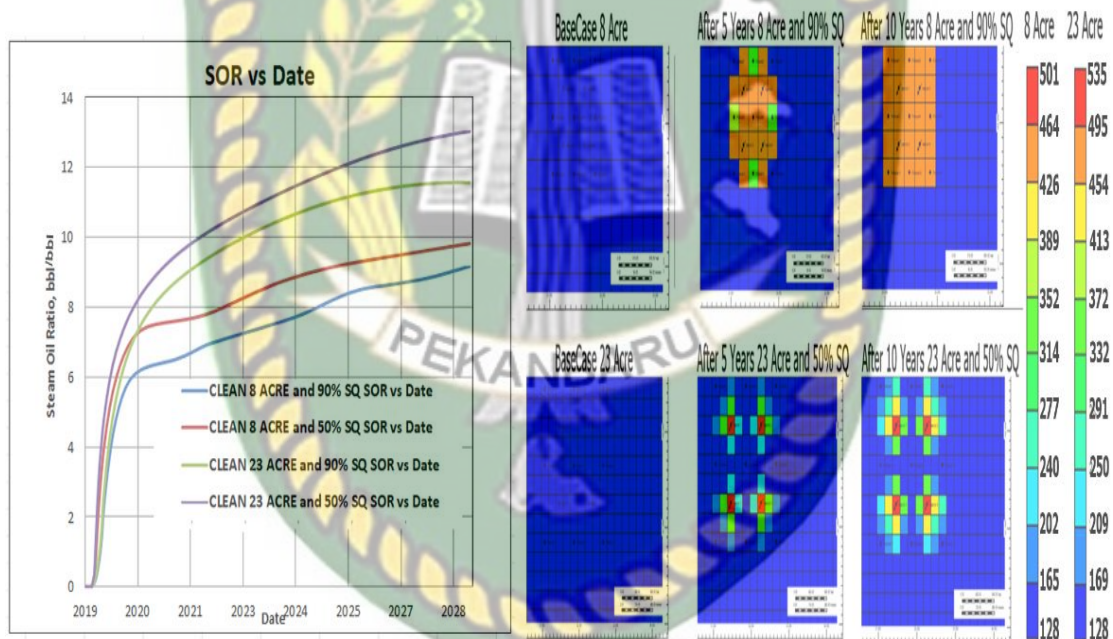
Gambar 4. 2 Oil Rate, OPC and RF of Clean

Base case scenario dengan menggunakan *well spacing* 23 acre memberikan hasil *recovery* yang lebih besar daripada *well spacing* 8 acre, hal ini dipengaruhi oleh penurunan tekanan yang lebih lambat pada *well spacing* 23 acre daripada 8 acre. Pada *well spacing* 23 acre memberikan *recovery factor* sebesar 35% dan *well spacing* 8 acre sebesar 33%, *oil production cumulative* pada 23 acre sebesar 6.249.551 bbl dan 8 acre sebesar 5.979.176 bbl. Penginjeksian *steamflood* pada *Clean sand* memberikan peningkatan yang paling signifikan dengan menggunakan *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90% daripada skenario *steamflood* lainnya,

dengan *peak production* sebesar 3521,78 bbl/day, *oil production cumulative* 9.220.755 bbl, *recovery factor* 52 %. *Well spacing* 23 acre dan *steam quality* 50% memberikan hasil peningkatan yang sangat kecil dengan *recovery factor* 37%, *oil production cumulative* 6.571.079 bbl.

Penelitian yang dilakukan pada *Clean sand* pada lapangan A memiliki 31 total sumur dengan ketebalan *sand* 30 ft dan API minyak sebesar 16° yang terletak dibagian Selatan Oman memberikan *recovery factor* sebesar 67% setelah dilakukannya penginjeksian *steamflood* (Dinata et al., 2018).

Steam Oil Ratio (SOR) dan penyebaran panas pada *Clean sand* mengalami peningkatan, seperti gambar 4. 3 :



Gambar 4. 3 *SOR and Heat Transfer of Clean*

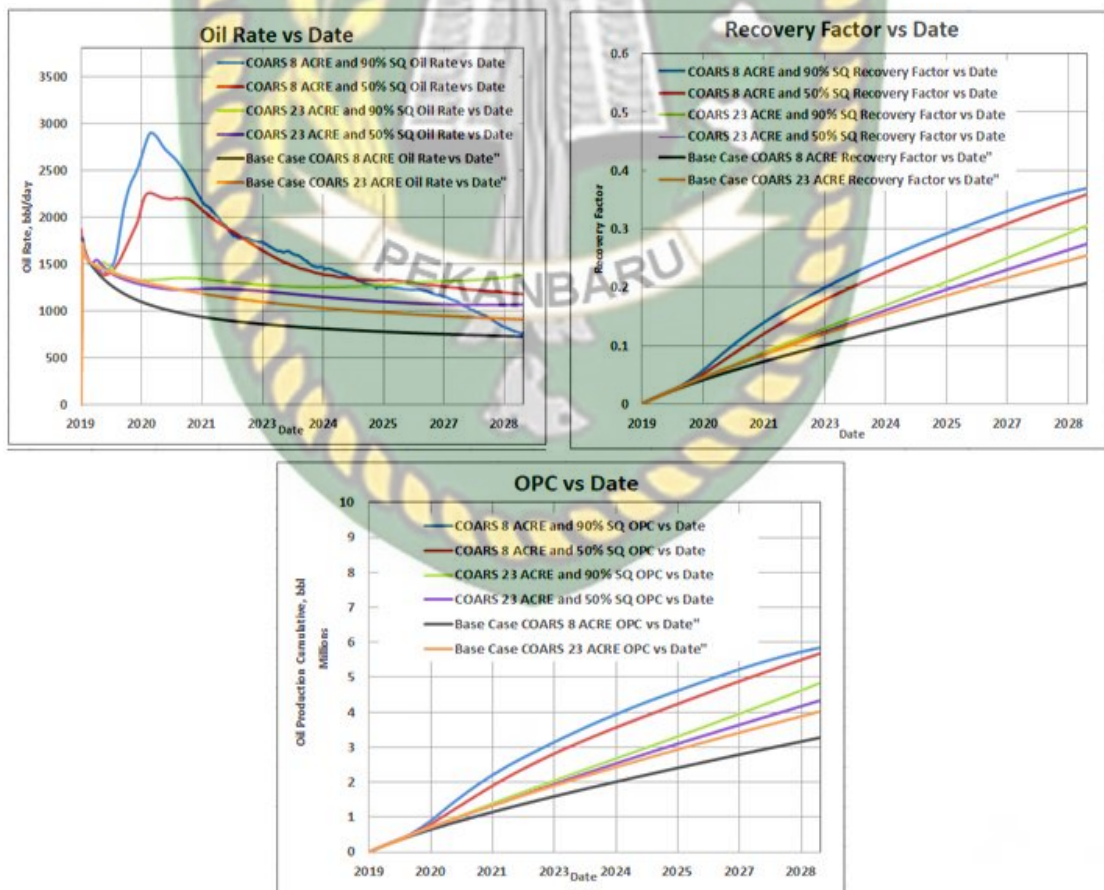
Well spacing 8 acre dengan *steam quality* 90% memiliki nilai SOR yang paling kecil yaitu 9,7 bbl/bbl sehingga dapat memproduksi minyak lebih besar dan memiliki penyebaran panas yang paling bagus karena meningkatkan temperatur hingga 501°F yang mencapai sumur produksi, sehingga akan menurunkan viskositas minyak lebih besar dan akan memperlancar *sweep efficiency*. *Well spacing* 23 Acre dengan *steam quality* 50% memberikan peningkatan temperature hingga 535 °F dan SOR yang paling besar dengan nilai 13 bbl/bbl sehingga akan mengurangi produksi

minyak dan penyebaran panas jauh dari sumur produksi, proses penurunan viskositas tidak efektif.

Pada lapangan A yang terletak di bagian selatan Oman memiliki nilai SOR 75 bbl/bbl dan penyebaran panas yang baik (Dinata et al., 2018).

4.2.2 Peforma Coarsening Sand

Coarsening *sand* merupakan kondisi reservoir yang semakin dalam maka nilai dari permeabilitas *sand* tersebut semakin kecil, memiliki permeabilitas rata-rata 3230 mD dengan jumlah cadangan 1.582.260.000 bbl. Pada 3 bulan produksi, skenario Coarsening menggunakan *steam quality* 50% dan 90%, *steam rate* 1500 bbl/day, *steam pressure* 3000 psi dan *steam temperature* 450°F pada *well spacing* 8 acre dan 23 acre dilakukan, gambar 4. 4 merupakan perubahan yang terjadi sebelum dan sesudah dilakukannya injeksi *steamflood* :



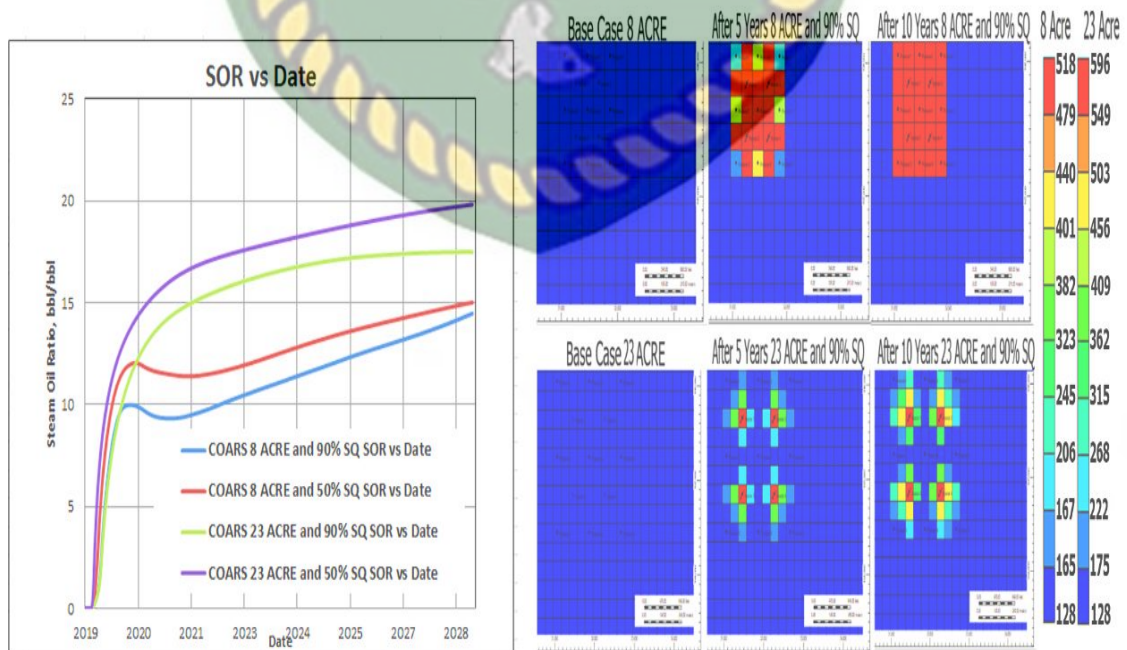
Gambar 4. 4 Oil Rate, OPC and RF of Coarsening

Base case skenario pada Coarsening memperlihatkan bahwa *well spacing* 23 acre memberikan *oil production cumulative* sebesar 4.023.362

bbl dengan *recovery factor* sebesar 25% dan *well spacing* 8 acre memiliki nilai *oil production cumulative* sebesar 3.275.373 bbl dengan *recovery factor* sebesar 20%. *Steamflooding* pada *Coarsening sand* yang menggunakan *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90% memberikan peningkatan yang paling tinggi dari pada skenario lainnya yang dilakukan pada *Coarsening sand*. *Peak production* 2830 bbl/day, *oil production cumulative* sebesar 5.847.991 bbl dan *recovery factor* sebesar 37%. *Well spacing* 23 acre dengan *steam quality* 50% memberikan peningkatan produksi yang paling sedikit diantara skenario injeksi *steamflood* lainnya dengan *oil production cumulative* sebesar 4.337.691 bbl, *recovery factor* 27%.

Lapangan A memiliki 1120 sumur produksi, 453 sumur injeksi, dan 227 sumur observasi dan *Coarsening sand* atau *stage two* pada saat skenario *well spacing* 8 acre dan *steam rate* 500 bbl/day, memberikan *oil production cumulative* sebesar 177,8 juta STB. *Well spacing* 24 acre dan *steam rate* 500bbl/day memberikan *oil production cumulative* sebesar 61,4 juta STB (Rubin & Izgec, 2015)

Steam Oil Ratio (SOR) dan penyebaran panas *Coarsening sand* mengalami peningkatan, seperti gambar 4. 5 :



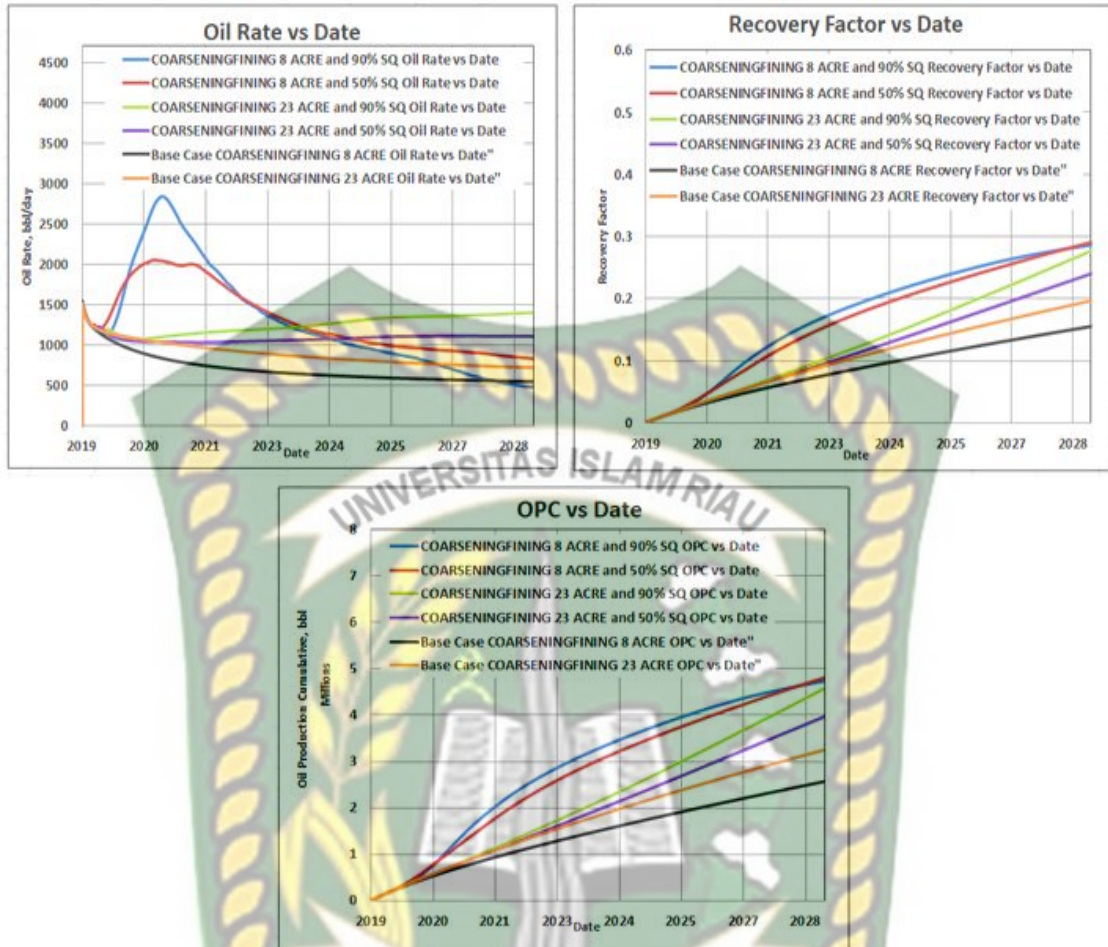
Gambar 4. 5 SOR and Heat Transfer of Coarsening

Pada Coarsening *sand* setelah dilakukannya penginjeksian *steamflood*, memperlihatkan bahwa skenario yang menggunakan *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90% memberikan SOR yang paling kecil dengan nilai 14,45 bbl/bbl pada tipe *sand* ini, dan memberikan penyebaran panas yang baik dan mencapai sumur produksi sehingga penurunan viskositas dapat dilakukan dengan baik dengan meningkatnya temperatur hingga 518°F. Coarsening *sand* yang menggunakan *well spacing* 23 acre dan *steam quality* 50% memiliki SOR yang paling tinggi dengan nilai 19,8 bbl/bbl, peningkatan temperatur hingga 572°F dan penyebaran panas yang tidak sangat jauh dari sumur produksi dan tidak dapat menurunkan viskositas dengan lebih baik oleh penyebaran panas.

Pada lapangan A memberikan *cumulative* yang lebih besar terhadap Coarsening *sand* dengan menggunakan *well spacing* 8 acre yang artinya penyebaran panas pada lapangan ini dengan menggunakan *well spacing* dan *steam quality* tersebut mengalami penurunan viskositas yang baik dengan peningkatan temperatur pada lapangan ini, setelah dilakukannya *steamflooding* dengan menggunakan *steam rate* 1500 STB/D dan merupakan *rate* terbesar yang digunakan pada lapangan A. *Well spacing* 24 acre sehingga memberikan *oil production cumulative* yang paling kecil, penyebaran panas pada lapangan ini tidak mencapai target yang diinginkan untuk pemanasan yang diakibatkan oleh *steam* pada lapangan tersebut (Rubin & Izgec, 2015).

4.2.3 Peforma Coarsening Fining Sand

Coarsening Fining *sand* adalah *sand* yang terletak pada titik tengah dari total kedalam reservoir yang memiliki nilai permeabilitas tinggi dari pada kedalaman lainnya. Coarsening Fining memiliki permeabilitas rata-rata 2104 mD dengan jumlah cadangan 1.654.000.000 bbl, setelah 3 bulan produksi maka penginjeksian *steamflood* dilakukan dengan skenario *well spacing* 8 dan 23 acre, *steam quality* 50 dan 90%, *steam pressure* 3000 psi, *steam rate* 1500 bbl/day dan *steam temperature* 450°F. Hasil yang didapat dari skenario tersebut dapat dilihat pada gambar 4. 6 :

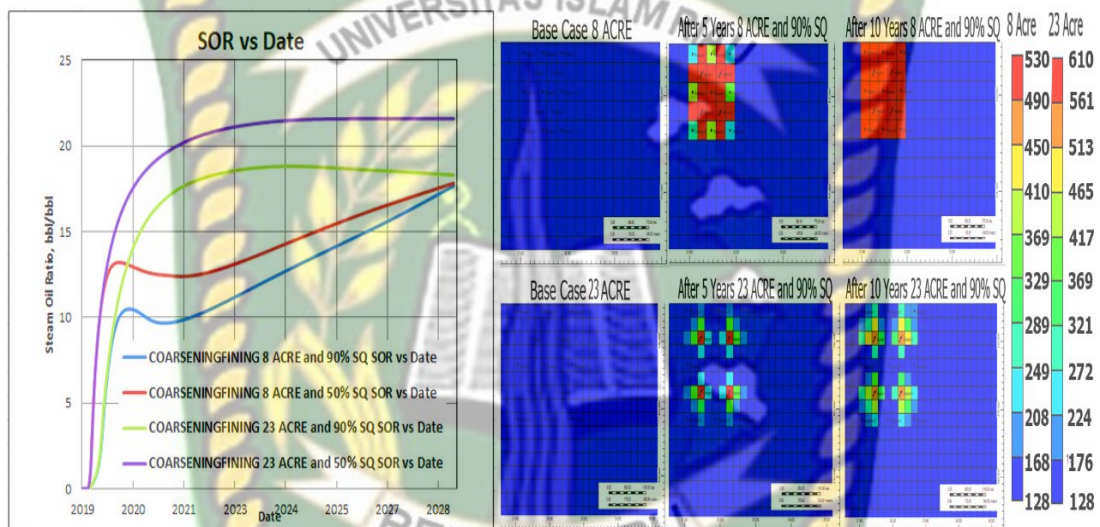


Gambar 4. 6 Oil Rate, OPC, and RF of Coarsening Fining

Oil production cumulative pada base case Coarsening Fining lebih besar pada well spacing 23 acre yaitu sebesar 3.253.046 bbl dengan recovery factor 19% dan well spacing 8 acre sebesar 2.570.384 bbl dengan recovery factor 15%. Penginjeksian steamflood memberikan peningkatan recovery yang paling besar pada well spacing 8 acre dan steam quality 50% akan tetapi perbedaan tidak jauh berbeda dimana pada saat menggunakan steam quality 50% memberikan recovery factor sebesar 29% dengan cumulative 4.807.936 bbl dan dengan menggunakan steam quality 90% memberikan recovery factor sebesar 28,6% dengan cumulative 4.735.477 bbl akan tetapi peak production tetap berada pada saat skenario yang menggunakan steam quality 90% dengan nilai 2839 bbl/day. Pada well spacing 23 acre dan steam quality 50% masih memberikan peningkatan recovery yang sangat kecil diantara skenario lainnya yaitu sebesar 24% dengan cumulative 3.970.355 bbl.

Pada Lapangan A yang memiliki Coarsening Fining *sand* yang menggunakan *well spacing* 8 acre dengan *steam rate* 500 bbl/day, memberikan hasil yang paling tinggi dari pada skenario lainnya dengan *oil production cumulative* sebesar 132,2 juta STB. *Well spacing* 23 acre memberikan *oil production cumulative* yang paling kecil yaitu 55,9 juta STB (Rubin & Izgec, 2015)

Steam Oil Ratio (SOR) dan penyebaran penyebaran panas Coarsening Fining *sand* mengalami peningkatan, seperti gambar berikut :



Gambar 4. 7 SOR and Heat Transfer of Coarsening Fining

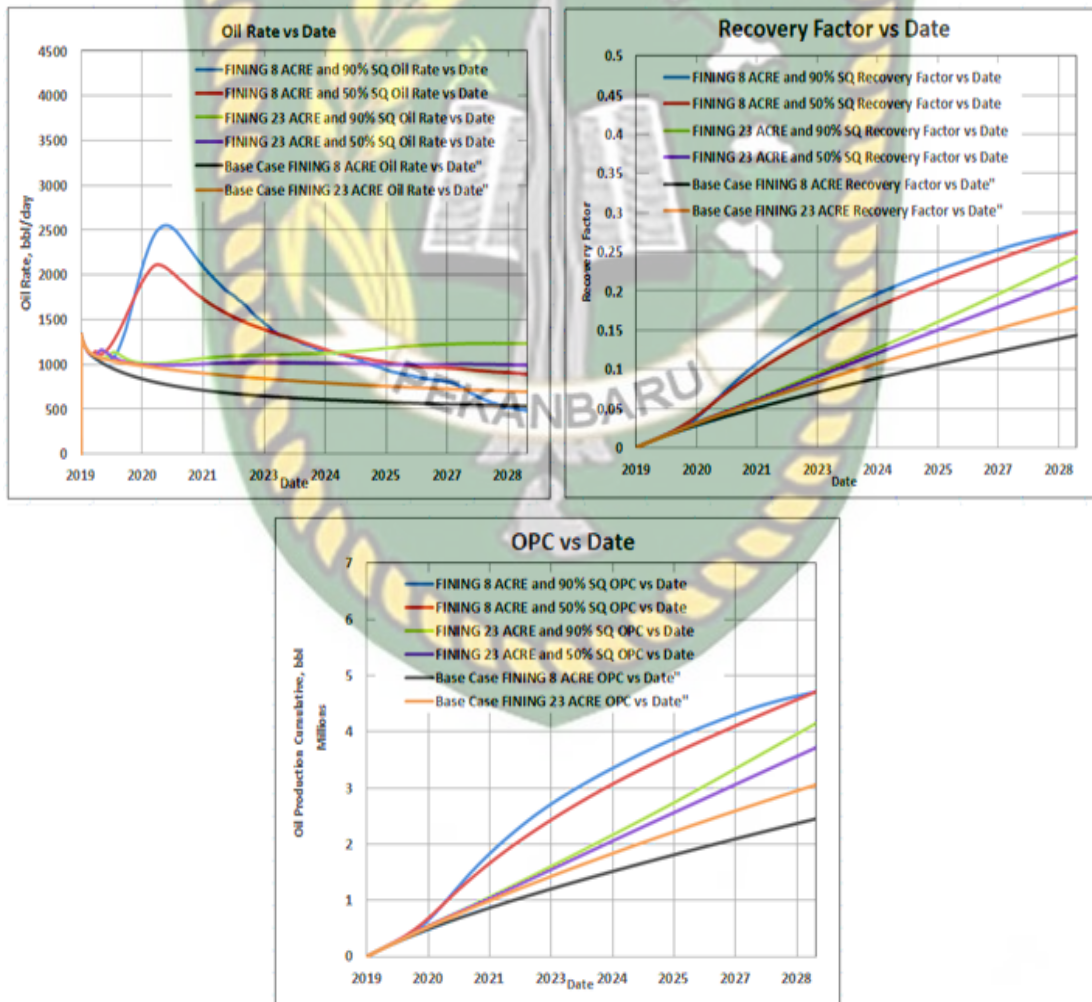
SOR pada *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90% memberikan nilai yang paling kecil pada Coarsening Fining *sand* dengan nilai 17.67 bbl/bbl dan pada skenario *well spacing* 23 acre dan *steam quality* 50% memberikan nilai 17.8 bbl/bbl. Penyebaran panas yang terjadi pada *well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 90% memberikan penyebaran panas yang baik dan mencapai sumur produksi sehingga memberikan *recovery* yang paling tinggi di Coarsening Fining *sand* dengan kenaikan temperatur hingga 530°F, akan tetapi pada saat menggunakan *well spacing* 23 acre dengan *steam quality* 50% tidak mengalami penyebaran panas yang baik yang dipengaruhi oleh *well spacing* yang jauh dan peningkatan temperatur hingga 579 °F.

Peningkatan *recovery* pada *well spacing* 8 acre di Lapangan A memberikan nilai yang lebih besar dari pada *well spacing* 24 acre pada

Coarsening Fining *sand*, yang dipengaruhi oleh penyebaran panas pada *sand* tersebut (Rubin & Izgec, 2015).

4.2.4 Peforma Fining Sand

Fining *sand* apabila semakin dalam reservoir maka akan memiliki nilai permeabilitas yang tinggi, permeabilitas rata-rata pada Fining bernilai 1400 mD dengan total cadangan 1.707.390.000 bbl. Setelah 3 bulan produksi dengan *well spacing* 8 dan 23 acre dilakukan penginjeksian *steamflood* dengan *steam quality* 50 dan 90%, *steam pressure* 3000 psi, *steam rate* 1500 bbl/day dan *steam temperature* 450°F. Hasil yang didapat dari skenario tersebut dapat dilihat pada gambar 4. 8 :



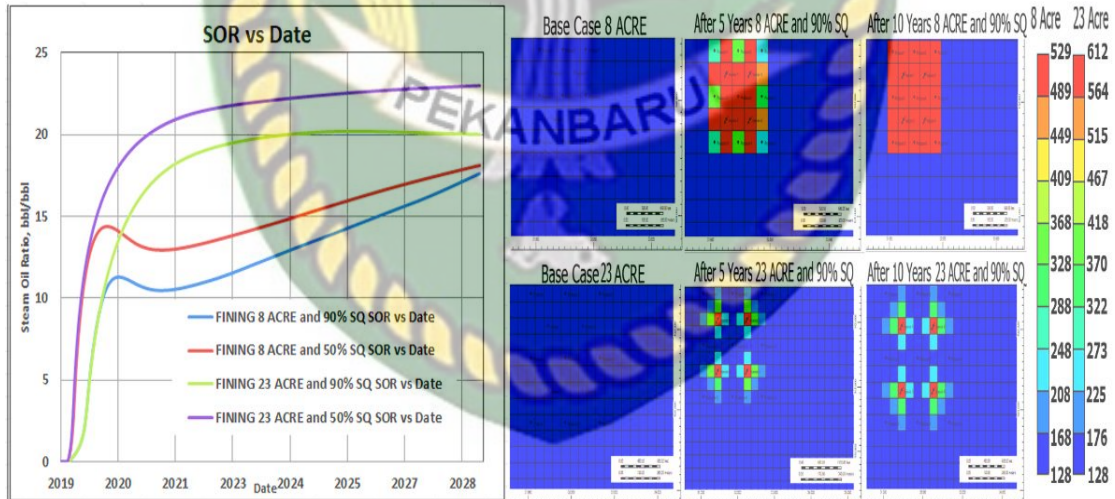
Gambar 4. 8 Oil Rate, OPC, and RF of Fining

Base case pada Fining memperlihatkan dengan *well spacing* 23 acre memberikan *oil production cumulative* yang lebih besar terhadap *oil*

production cumulative sebesar 3.057.219 bbl dengan *recovery factor* 17% dan *well spacing* 8 acre memberikan *oil production cumulative* 2.451.597 bbl dengan *recovery factor* 14%. *Well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 90% memberikan peningkatan yang paling tinggi pada *Fining sand* dengan *peak production* sebesar 2552 bbl/day, *oil production cumulative* 4.712.553 bbl dan *recovery factor* 27%, sedangkan *well spacing* dengan 23 acre dengan *steam quality* 50 merupakan peningkatan yang paling rendah didapat pada *Fining sand* setelah dilakukannya injeksi *steamflood* dengan *oil production cumulative* sebesar 3.717.049 bbl dengan *recovery factor* 21%.

Skenario yang dilakukan pada lapangan A pada *Fining sand* dengan menggunakan *steam rate* 1500 bbl/day, *well spacing* 8 acre memberikan *oil production cumulative* sebesar 236,3 juta STB dan pada *well spacing* 23 acre memberikan 129,2 juta STB (Rubin & Izgec, 2015).

Steam Oil Ratio (SOR) dan penyebaran penyebaran panas mengalami peningkatan, seperti gambar 4. 9 :



Gambar 4. 9 *SOR and Heat Transfer of Fining*

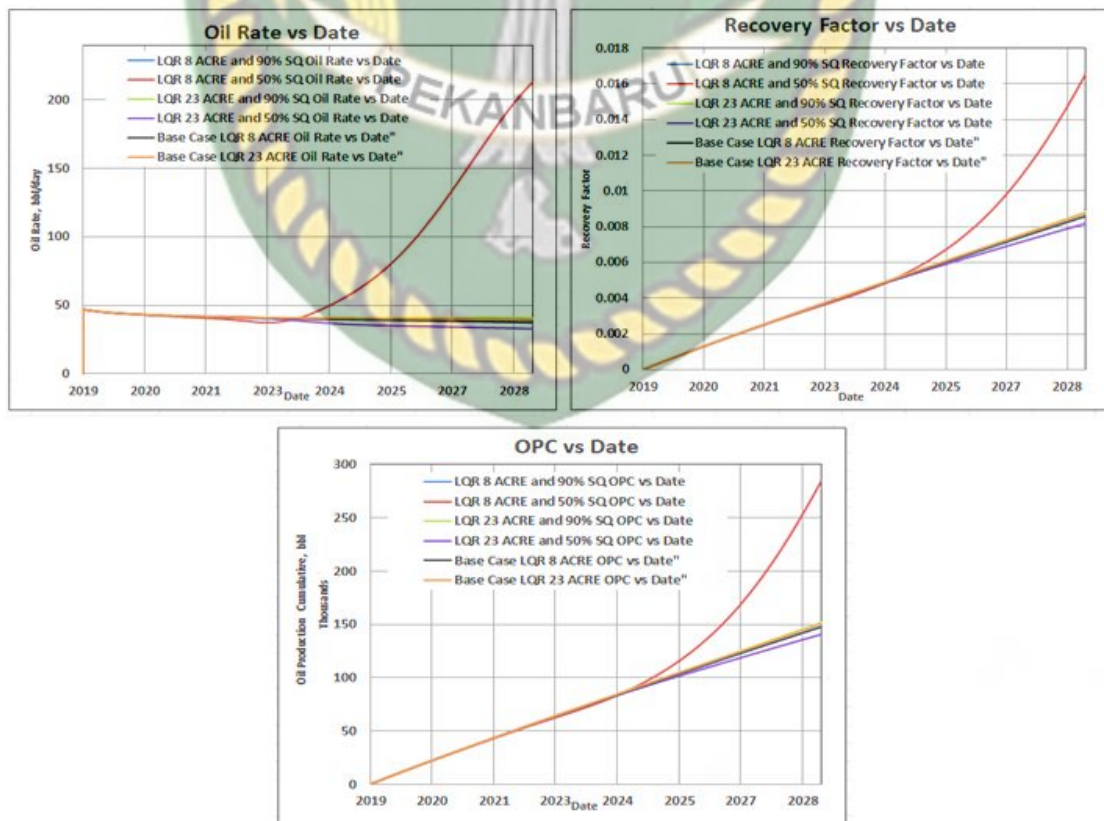
Fining sand dengan skenario *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90% memperlihatkan SOR yang paling rendah sebesar 17,4 bbl/bbl yang artinya akan lebih banyak minyak yang terproduksi pada skenario ini dari pada skenario lainnya dan penyebaran panas juga tercapai dengan baik, sehingga menurunkan viskositas dengan efektif dan kenaikan temperatur hingga 529°F. Skenario dengan *well spacing* 23 acre dan *steam quality* 50%

memperlihatkan bahwa semakin besarnya SOR pada skenario ini jika dibandingkan dengan skenario lain yang dilakukan pada *Fining sand* dengan nilai 23 bbl/bbl, peningkatan temperatur hingga 589°F dan penyebaran panas juga tidak mencapai jangkauan sumur produksi dan masih memiliki jarak yang jauh, sehingga tidak dapat menyebarkan panas yang baik pada *well spacing* ini.

Pada Lapangan A yang memiliki *Fining sand* memberikan penyebaran panas yang dengan menggunakan *well spacing* 8 acre dari pada *well spacing* 23 acre hal ini dipengaruhi oleh penyebaran panas di *Fining sand* (Rubin & Izgec, 2015).

4.2.5 Performa Low Quality Reservoir Sand

Low Quality Reservoir Sand merupakan sand yang memiliki permeabilitas yang kecil, dengan rata-rata permeabilitas 69 mD dengan total cadangan 1.719.040.000 bbl. Setelah 3 bulan produksi dengan menggunakan skenario 8 acre dan 23 acre, penginjeksi *steamflood* dilakukan, gambar 4. 10 merupakan hasil dari penginjeksian *steamflood* :



Gambar 4. 10 Oil Rate, OPC, RF and Pressure of LQR

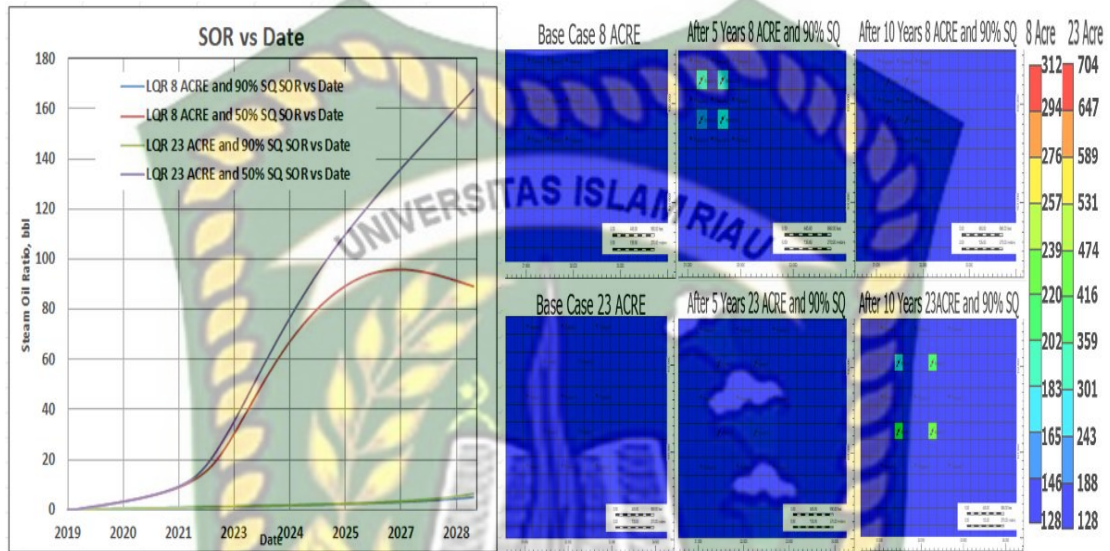
Base case skenario memberikan *recovery factor* yang lebih tinggi pada *well spacing* 23 acre dengan nilai 0,87% dan *oil production cumulative* 150.703 bbl dari pada 8 acre dengan nilai 0,85% dan *oil production cumulative* 147.704 bbl. *Well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 50% memberikan peningkatan yang lebih besar pada LQR *sand* dengan *peak production* 212,95 bbl/day, nilai *oil production cumulative* 284.754 bbl, *recovery factor* 1,6% sedangkan dengan menggunakan *steam quality* 90% pada *sand* ini tidak memberikan peningkatan laju produksi, melainkan hanya meminimalisir turunnya laju alir minyak selama sepuluh tahun kedepan, *oil production cumulative* 148.005 bbl dan *recovery factor* 0,86%. Hal ini disebabkan oleh permeabilitas yang pada LQR sangat kecil untuk di implementasikan pada lapangan yang memiliki tipe minyak berat, *recovery* pada *well spacing* 8 acre dengan menggunakan *steam quality* 50% memberikan *recovery* yang lebih besar karena dengan menginjeksikan *steam quality* 50% artinya jumlah air yang diinjeksikan lebih banyak dengan banyak jumlah air ini akan membantu proses penyapuan minyak yang ditelah mengalami penurunan viskositas yang diakibatkan oleh *steam*. *Well spacing* 23 acre dengan *steam quality* 50% tidak meningkatkan *recovery* ataupun memperlambat turunnya laju produksi dengan *oil production cumulative* 140.686 bbl dan *recovery factor* 0,8%.

Pengujian pada LQR *sand* tidak dilakukan karena tidak memenuhi *screening criteria* untuk diimplementasikannya *steamflood* (Popa et al., 2016).

LQR dengan tipe batuan diatomite memiliki nilai permeabilitas 0,01 hingga 10 mD, dilakukan penginjeksian *steamflood* dengan *steam pressure* 800 psi dan *steam temperature* 400°F, dilakukan skenario dengan *hybrid case* yaitu dengan menurunkan *steam quality* dan *pressure* memberikan *oil production cumulative* paling besar dengan nilai lebih besar dari 4000 bbl selama 3 tahun produksi dari pada *base case* yang menggunakan *steam quality* 100% dan *steam pressure* 800 psi hal ini disebabkan pada saat *temperature* di direservoir mencapai 450°F yang

mengakibatkan terhentinya sumur produksi yang diakibatkan oleh temperatur yang terlalu panas (Agarwal & Kovscek, 2017).

Steam Oil Ratio (SOR) dan penyebaran penyebaran panas mengalami peningkatan, seperti gambar 4. 11 :



Gambar 4. 11 *SOR and Heat Transfer of LQR*

SOR pada LQR *sand* dengan menggunakan *steam quality* 90% dan *well spacing* 8 acre memberikan nilai yang paling rendah, akan tetapi karena pengaruh permeabilitas yang kecil menyebabkan susahny pergerakan *steamflood*, sehingga penyebaran panas tidak dapat terjadi, setelah 5 tahun injeksi *steamflood* temperatur di reservoir mengalami penurunan yang diakibatkan terjadinya kehilangan panas karena *Well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 50% memberikan *recovery* terbesar pada LQR *sand* dengan kenaikan temperatur hingga 590°F, hal ini disebabkan oleh penginjeksian air yang lebih besar daripada *steam quality* 90% sehingga mempermudah proses pengangkatan minyak yang telah mengalami penurunan viskositas, akan tetapi SOR meningkat dengan signifikan dengan nilai 90 bb/bbl. Injeksi *steamflood* pada *well spacing* 23 acre dengan *steam quality* 50% memberikan SOR yang paling besar dengan nilai 161 bbl/bbl, peningkatan panas mencapai 647 °F dan penyebaran panas tidak terjadi dengan baik.

Penyebaran panas tidak jauh dan panas lebih dulu mencapai sumur produksi yang memiliki jarak lebih dekat sumur injeksi (Li et al., 2018).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan pada 5 tipe *sand* di Lapangan XYZ maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut :

1. Penyebaran panas yang paling baik yaitu dengan menggunakan *well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 90% daripada skenario lainnya terhadap Clean *sand* dengan kenaikan temperatur hingga 501°F, Coarsening *sand* memiliki kenaikan temperatur hingga 518°F, Coarsening Fining *sand* dengan kenaikan temperatur hingga 530°F, Fining *sand* dengan kenaikan temperatur hingga 529°F sedangkan terhadap LQR *sand* dengan menggunakan *well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 50% memberikan penyebaran panas yang paling baik diantara skenario lainnya dengan kenaikan temperatur hingga 590°F.
2. SOR dengan *well spacing* 8 acre dan *steam quality* 90% memberikan nilai yang paling kecil terhadap Clean *sand* sebesar 9,7 bbl/bbl, Coarsening *sand* 14,45 bbl/bbl, Coarsening Fining *sand* 17,8 bbl/bbl, Fining *sand* 17,4 bbl/bbl dan LQR *sand* dengan *steam quality* 50% memberikan SOR 90 bbl/bbl.
3. *Sand* yang memberikan *oil production cumulative* terbesar pada Lapangan XYZ adalah Clean *sand*, pada saat menggunakan *well spacing* 8 acre dengan *steam quality* 90% memberikan nilai sebesar 9.220.755 bbl dan dengan menggunakan *steam quality* 50% memberikan nilai sebesar 8.703.410 bbl. *Well spacing* 23 acre dengan *steam quality* 90% memberikan *oil production cumulative* sebesar 7.319.746 bbl, sedangkan pada saat menggunakan *steam quality* 50% memberikan *oil production cumulative* sebesar 6.571.079 bbl.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan, saran yang diberikan untuk peneliti selanjutnya adalah mencari optimasi produksi dari Lapangan XYZ dan melakukan analisis tekanan rekah dengan mempertimbangkan efek *geomechanic*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Bae, W., Novriansyah, A., & Khalid, I. (2016). Enhanced Oil Recovery (EOR) Challenges and Its Future in Indonesia. *Proceeding of the IRES 28th International Conference, Jakarta, Indonesia*, 1–6.
- Agarwal, A., & Kovscek, A. R. (2017). Producer Well Temperature Control and Optimal Oil Production During a Steamflood. *SPE Western Regional Meeting*, p. 14.
- Al-Hinai, S. M., Tromp, J. P., Al Manahali, M. O., Belghache, A., Koning, M., Al Rabaani, A. O., Qi Chen, Z. (2014). Maximising Steam Project Value in South Oman through Flexible Development Phasing and Integrated Reservoir Surveillance. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, pp.
- Ariadji, T., Astuti, D. I., Aditiawati, P., Purwasena, I. A., Persada, G. P., Soeparmono, M. R., Aditya, G. H. (2017). Microbial Huff and Puff Project at Mangunjaya Field Wells: The First in Indonesia Towards Successful MEOR Implementation. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, pp. 1–49.
- Curtis, C., Kopper, R., & Decoster, E. (2002). Heavy-oil reservoirs. *Oilfield Review*, (February), 1–22.
- Delamaide, E. (2017). Comparison of Steam and Polymer Injection for the Recovery of Heavy Oil. *SPE Western Regional Meeting*, pp. 1–26.
- Dinata, M., Arham, M. A., Sudono, H. S., Badar, A., Badr, A., & Mirza, M. (2018). Thermal Recovery Study for Improving Oil Recovery of Heavy Oil Accumulation with Strong Water Drive Mechanism in Sultanate of Oman. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, pp. 1–18.
- Hama, M. Q., Wei, M., Saleh, L. D., & Bai, B. (2014). Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on Oil Field Projects Data. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*, pp. 1–19.
- Hartono, A. D., Hakiki, F., Syihab, Z., Ambia, F., Yasutra, A., Sutopo, S., Apriandi, R. (2017). Revisiting EOR Projects in Indonesia through Integrated Study: EOR Screening, Predictive Model, and Optimisation. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, pp. 1–20.

- Hoyos Perdomo, R. D., Ardila Cubillos, L. J., Munoz Navarro, S. F., Rincon Canas, M. M., Palma- Bustamante, J. M., & Naranjo Suarez, C. E. (2014). Evaluation of Different Strategies for Selective Steam Injection in Stratified Heavy-Oil Reservoirs. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*, pp. 1–10.
- Kumar, R., Velasquez, Y., Lopez, L., Valencia, L., Nava, R. J., Eckerfield, L., Kumar, M. (2017). Key Insights from Production Data Analysis and Mechanistic Modeling of an Extra Heavy Oil Field. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*, pp. 1–16.
- Kusumastuti, I., Erfando, T., & Hidayat, F. (2017). *Effects of Various Steam Flooding Injection Patterns and Steam Quality on Oil Recovery Factor*. 6(1), 33–39.
- Li, Y., Agarwal, A., & Kovscek, A. R. (2018). Continuous Variable Pressure Steam Injection for Enhanced Oil Recovery. *SPE Western Regional Meeting*, pp. 1–21.
- Li, Y., Agarwal, A., & Kovscek, A. R. (2018). Continuous Variable Pressure Steam Injection for Enhanced Oil Recovery. *SPE-190100-MS*, (22–27 April), 1–21.
- Lu, X., Sun, S., & Dodds, R. (2016). Toward 70% Recovery Factor: Knowledge of Reservoir Characteristics and IOR/EOR Methods from Global Analogs. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, pp. 1–17.
- Pasaribu, R., Roma, R., Wicaksana, Y., Muharam, C., & Aksehirli, A. (2017a). Maximising Production of Low Injectivity Steam Flood Reservoir through Pressure Balance Approach. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, p. 13.
- Pasaribu, R., Roma, R., Wicaksana, Y., Muharam, C., & Aksehirli, A. (2017b). *Maximising Production of Low Injectivity Steam Flood Reservoir through Pressure Balance Approach*. 1–13.
- Popa, A., Woolford, J., & Cassidy, S. (2016). Successful Identification of Cold Oil Steamflood Development Projects. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, p. 10.

- Rincon Canas, M. M., Munoz Navarro, S. F., Naranjo Suarez, C. E., & Palma-Bustamante, J. M. (2014). New Heat-Management Model for Steamflood Processes. *SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America*, pp. 1–11.
- Rubin, E., & Izgec, O. (2015). Forecasting of Steamflood Performance in a Heavy Oil Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 1–17.
- Sanyal, T., Al-Khamees, W. K., Bagheri, M., Abdulraheem, H., Al-Sane, A., & Al-Ali, Y. (2015). A Comprehensive Surveillance Plan for Steamflood Pilots. *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, pp. 1–14.
- Suhag, A., Ranjith, R., Balaji, K., Peksaglam, Z., Malik, V., Zhang, M., Aminzadeh, F. (2017). Optimization of Steamflooding Heavy Oil Reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*, pp. 1–35.
- Trigos, B. E. M., Rueda, N. S. F., Rodriguez, P. E., Rivera de la Ossa, J. E., & Naranjo Suarez, C. E. (2013). Key Strategies in the Heat Management for Steamflooding Projects, Teca Field Application. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, pp. 1–12. <https://doi.org/10.2118/165223-MS>
- Vega Riveros, G. L., & Barrios, H. (2011). Steam Injection Experiences in Heavy and Extra-Heavy Oil Fields, Venezuela. *SPE Heavy Oil Conference and Exhibition*, pp. 1–15. <https://doi.org/10.2118/150283-MS>
- Wang, W., Zhang, Y. M., & Fitchen, W. M. (2010). Novel Methodology for Full-Field Production Forecasting in a Large Steamflood, Mukhaizna Field, Oman. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*, pp. 1–16.
- Yang, Z. (2019). Predicting and Applying Wellhead Temperatures for Steamflood Field Operation and Production Performance Monitoring. *SPE Western Regional Meeting*, pp. 1–18.
- Zakharov, A. (2016). A New Approach to Obtain Producer FBHP and FBHT from SCADA Data in the Schoonebeek Steamflood. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, pp. 1–18.

- Zhao, Y., & Sarma, P. (2018). A Benchmarking Study of a Novel Data Physics Technology for Steamflood and SAGD Modeling: Comparison to Conventional Reservoir Simulation. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*, pp. 1–11.
- Zulti, S. Z. (2016). *Optimasi Penggunaan Metode Injeksi Uap secara Berkala (Cyclic/Huff and Puff) pada Reservoir dengan Kadar Parafin Tinggi Menggunakan Simulasi Reservoir*. XX(Xx), 1–14.

