

**EVALUASI DAN ANALISIS SUMUR-SUMUR *UNDERPERFORMING*
BERDASARKAN *WELL CAPACITY* DI AREA X LAPANGAN Y**

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik



DISUSUN OLEH :

AHMAD FAIZIL
NPM 163210412

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**EVALUASI DAN ANALISIS SUMUR-SUMUR *UNDERPERFORMING*
BERDASARKAN *WELL CAPACITY* DI AREA X LAPANGAN Y**

SKRIPSI

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik



DISUSUN OLEH :

AHMAD FAIZIL
NPM 163210412

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Ahmad Faizil
NPM : 163210412
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Evaluasi Dan Analisis Sumur-Sumur
Underperforming Berdasarkan *Well Capacity* Di
Area X Lapangan Y

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 : Novrianti, S.T., M.T. (.....)
Penguji : Richa Melysa, S.T., M.T. (.....)
Penguji : Agus Dahlia, S.Si., M.Si. (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 12 Agustus 2022

Disahkan oleh

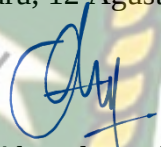
KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINTAKAN


(Novia Rita, S.T., M.T)

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 12 Agustus 2022


Ahmad Faizil
NPM 163210412

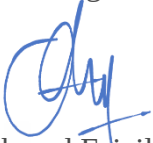


KATA PENGANTAR

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 proses perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Novrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir yang saya kerjakan
2. Dr. Mursyidah M.Sc selaku pembimbing akademik yang telah memberikan nasihat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak PT Pertamina Hulu Rokan Bang Muhammad Hismanola (*Senior Reservoir Engineer*) yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ibu Novia Rita, S.T., M.T dan Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku Ketua dan Sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang telah banyak membantu terkait perkuliahan dan ilmu pengetahuan.
5. Kedua orang tua saya yang tercinta Sudirman (Ayah) dan Arbaidah (ibu), abang dan adik atas segala kasih sayang, doa dan dukungan penuh baik materil maupun moral yang tidak ternilai
6. Teman-teman mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah begitu banyak memberikan dukungan dan serta arahan yang bermanfaat dalam penyelesaian tugas akhir ini

Pekanbaru, 12 Agustus 2022


(Ahmad Faizil)



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL	xiii
ABSTRAK	xiv
ABSTRACT	xv
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 <i>State of The Art</i>	4
2.2. <i>Drilling Report</i>	7
2.3. <i>Temperature</i>	7
2.4. <i>Artificial Lift Problem</i>	7
2.5. Kerusakan Formasi.....	8
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	10
3.1 Metode Penelitian.....	10
3.2 <i>Flowchart</i>	11
3.3 Tinjauan Lapangan.....	11
3.4 Tempat Pelaksanaan Penelitian.....	13
3.5 Jadwal Penelitian.....	14
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	15
4.1 <i>Generate S-Curve</i>	15
4.2 <i>Analisis Drilling Report</i>	16

4.3	<i>Historical Oil, Fluid and WHT</i>	18
4.4	<i>Analisis Well Job History</i>	21
4.5	<i>Analisis Well Problem & Oil Loss</i>	23
4.6	<i>Compared With Nearby Wells</i>	26
4.7	Identifikasi Permasalahan	41
4.8	Rekomendasi Solusi	42
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	45
5.1	Kesimpulan	45
5.2	Saran	46
DAFTAR PUSTAKA		47
LAMPIRAN		50



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1	Pola Produksi Area X	1
Gambar 2. 1	Skema sederhana sistem <i>sucker pump</i> (Sheng Chen & Liu, 2016) ..	8
Gambar 2. 2	Jenis kerusakan formasi dan metode <i>matrix treatment</i> . (Xiong & Holditch, 1995).....	9
Gambar 3. 1	<i>Flowchart</i>	11
Gambar 3. 2	Lokasi Lapangan Y	12
Gambar 3. 3	Struktur Lapangan Y dibatasi oleh Sebanga <i>Fault</i>	12
Gambar 3. 4	Lokasi Area X.....	13
Gambar 4. 1	S-Curve	15
Gambar 4. 2	<i>Drilling Report</i> Sumur IIIG-CC – <i>Loss Circulation</i>	17
Gambar 4. 3	<i>Historical Fluid, Oil and WHT - Wells IIH-65</i>	18
Gambar 4. 4	<i>Historical Fluid, Oil and WHT - Wells IIF-3EC</i>	19
Gambar 4. 5	<i>Historical Fluid, Oil and WHT – Wells IIIG-CC</i>	20
Gambar 4. 6	<i>Well Job History – IIH-65</i>	22
Gambar 4. 7	<i>Well Job History – IIF-3EC</i>	22
Gambar 4. 8	<i>Well Job History - IIIG-CC</i>	23
Gambar 4. 9	<i>Well Problem & Oil Loss – IIH-65</i>	24
Gambar 4. 10	<i>Well Problem & Oil Loss - IIF-3EC</i>	25
Gambar 4. 11	<i>Problem & Oil Loss - IIIG-CC</i>	26
Gambar 4. 12	<i>Oil Production IIH-65 & Nearby Well</i>	27
Gambar 4. 13	<i>Fluid Production IIH-65 & Nearby Well</i>	28
Gambar 4. 14	<i>WHT IIH-65 & Nearby Well</i>	29
Gambar 4. 15	<i>Oil Production IIF-3EC & Nearby Well</i>	30
Gambar 4. 16	<i>Fluid Production IIF-3EC & Nearby Well</i>	31
Gambar 4. 17	<i>WHT IIF-3EC & Nearby Well</i>	32
Gambar 4. 18	<i>Oil Production IIIG-CC & Nearby Well</i>	33
Gambar 4. 19	<i>Fluid Production IIIG-CC & Nearby Well</i>	34
Gambar 4. 20	<i>WHT IIIG-CC & Nearby Well</i>	35
Gambar 4. 21	<i>Well Job IIH-65 & Nearby Well</i>	36
Gambar 4. 22	<i>Well Job IIF-3EC & Nearby Well</i>	37

Gambar 4. 23	<i>Well Job IIIG-CC & Nearby Well</i>	38
Gambar 4. 24	<i>Oil Loss IIHH-65 & Nearby Well</i>	39
Gambar 4. 25	<i>Oil Loss IIIF-3EC & Nearby Well.....</i>	40
Gambar 4. 26	<i>Oil Loss IIIG-CC & Nearby Well</i>	41



DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data yang digunakan	10
Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian.....	14
Tabel 4. 1 <i>Underperforming Well</i>	16
Tabel 4. 2 <i>Summary of Historical Fluid, Oil and WHT</i>	21
Tabel 4. 3 <i>Underperforming Well & Nearby Well</i>	27



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 <i>Drilling Report</i> Sumur IIH-65.....	50
Lampiran 2 <i>Drilling Report</i> Sumur IIF-3EC	51
Lampiran 3 <i>Drilling Report</i> Sumur IIG-CC	52



DAFTAR SINGKATAN

WHT	<i>Well Head Temperature</i>
SRP	<i>Sucker Rod Pump</i>
bbl	<i>Barrel</i>
BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>
BSPD	<i>Barrel Steam Per Day</i>
DegF	<i>Degree Fahrenheit</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ft	<i>Feet</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
ID	<i>Inside Diameter</i>
DOC	<i>Drill Out Cement</i>



DAFTAR SIMBOL

“

Inch



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

EVALUASI DAN ANALISIS SUMUR-SUMUR *UNDERPERFORMING* BERDASARKAN *WELL CAPACITY* DI AREA X LAPANGAN Y

AHMAD FAIZIL
163210412

ABSTRAK

Rendahnya produksi suatu sumur lapangan minyak bumi merupakan permasalahan yang sangat serius yang secepatnya harus dievaluasi dan diselesaikan. Area X adalah bagian dari lapangan Y yang merupakan lapangan minyak jenis *heavy oil* dikarenakan memiliki densitas 17-22°API dan viskositas 118 cp, pada area ini terdapat 403 sumur produksi yang terbagi atas sejumlah *pattern*, masing-masing sumur memiliki kedalaman sekitar 600-700 ft memiliki *artificial lift* jenis *Sucker Rod Pump*. Area X ini telah berproduksi kurang lebih selama 12 tahun, dan selama rentang waktu tersebut, beberapa sumur pada daerah yang memiliki cadangan yang masih banyak menunjukkan performa produksi minyak lebih rendah dari yang diharapkan sehingga sumur-sumur tersebut dilabeli sebagai *underperforming well*. Dalam studi ini, evaluasi yang dilakukan adalah menentukan sumur-sumur yang tergolong sebagai sumur *underperforming* berdasarkan *well capacity*, menelusuri faktor-faktor penyebab dari *under-performing* tersebut melalui analisis *drilling report*, *historical fluid production*, *historical oil production*, *Historical WHT*, *historical well problems*, *historical well activities (well job)* serta melakukan perbandingan antara sumur-sumur *underperforming* dengan sumur-sumur terdekat yang performanya jauh lebih baik. Dari analisis yang akan dilakukan, dapat disimpulkan bahwa penyebab dari *under-performing* sumur pada area X adalah *low temperature* dan *formation damage* diakibatkan *loss circulation* pada saat pemboran serta solusi yang tepat untuk mengatasi permasalahan tersebut dengan melakukan *cyclic steam stimulation* untuk permasalahan *low temperature* dan melakukan *matrix acidizing* untuk permasalahan *formation damage*.

Kata Kunci: *Underperforming, Well Capacity, Heavy Oil, Sucker Rod Pump*

EVALUATION AND ANALYSIS OF UNDERPERFORMING WELLS BASED ON WELL CAPACITY IN AREA X FIELD Y

AHMAD FAIZIL
163210412

ABSTRACT

The low production of a well oil field is a very serious problem that must be evaluated and resolved as soon as possible. Area X is part of field Y which is a heavy oil type oil field because it has a density of 17-22 API and a viscosity of 118 cp, in this area there are 403 production wells which are divided into a number of patterns, each well has a depth of around 600-700 ft. has an artificial lift of the Sucker Rod Pump type. Area X has been producing for approximately 12 years, and during that time span, several wells in areas that have large reserves showed lower oil production performance than expected, so the wells were labeled as underperforming wells. In this study, the evaluation carried out is to determine the wells that are classified as underperforming wells based on well capacity, explore the factors causing the under-performing through analysis of drilling reports, historical fluid production, historical oil production, Historical WHT, historical well problems. Historical well activities (well job) as well as comparing underperforming wells with nearby wells with much better performance. From the analysis that will be carried out, it can be concluded that the cause of underperforming wells in area X is low temperature and formation damage caused by loss of circulation during drilling and the right solution to overcome this problem is to carry out cyclic steam stimulation for low temperature problems and perform matrix acidizing for formation damage problems

Keyword: Underperforming, Well Capatity, Heavy Oil, Sucker Rod Pump



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

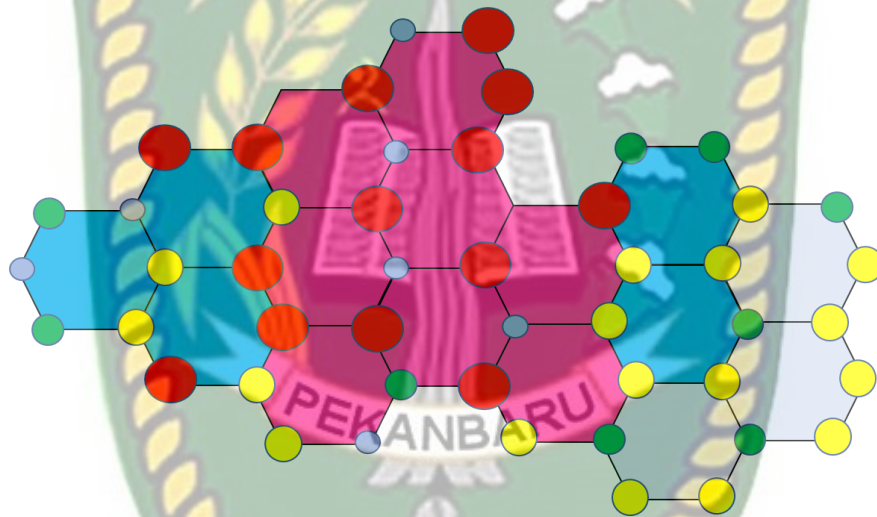
Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Area X adalah bagian dari lapangan Y yang merupakan lapangan minyak jenis *heavy oil* dikarenakan memiliki densitas 17-22°API dan viskositas 118 cp, pada area ini terdapat 403 sumur produksi yang terbagi atas sejumlah *pattern*, masing-masing sumur memiliki kedalaman sekitar 600-700 ft serta memiliki *artificial lift* jenis *Sucker Rod Pump*. Area X ini telah berproduksi kurang lebih selama 12 tahun



Gambar 1. 1 Pola Produksi Area X

Keterangan:

-  Daerah dengan cadangan yang masih banyak
-  Daerah dengan cadangan yang sedang
-  Daerah dengan cadangan yang sedikit
-  Sumur dengan produksi yang tinggi
-  Sumur dengan produksi yang sedang
-  Sumur dengan produksi yang rendah
-  Sumur dengan produksi yang sangat rendah (*underperforming*)

Selama rentang waktu sumur tersebut berproduksi, beberapa sumur pada daerah yang memiliki cadangan yang masih banyak menunjukkan performa produksi minyak lebih rendah dari yang diharapkan sehingga sumur-sumur tersebut dilabeli sebagai *underperforming well*. Viskositas minyak yang tinggi merupakan penyebab utama dari rendahnya *recovery factor*.

Secara umum, penyebab-penyebab *underperforming*-nya suatu sumur disebabkan oleh permasalahan seperti *low permeability*, *plugged perforation*, *near- wellbore damage*, *scale*, *paraffin*, dll. *Low permeability* mengakibatkan kemampuan media berpori untuk mengalirkan fluida berkurang, *plugged perforation* juga dapat menghambat fluida dari reservoir menuju ke lubang sumur dikarenakan deposit atau material seperti lumpur dan pasir mengisi daerah perforasi, *near- wellbore damage* diperkirakan diakibatkan oleh penurunan permeabilitas dekat sumur yang disebabkan oleh puing-puing perforasi atau filtrat lumpur yang disebabkan oleh proses pemboran, endapan *scale* menyebabkan penyempitan *inside diameter* (ID) baik pada lubang formasi, tubing maupun *flowline* yang dapat menghalangi aliran produksi, *paraffin* merupakan bentuk hidrokarbon yang memiliki berat molekul tinggi .

Pada penelitian kali ini evaluasi yang dilakukan adalah menentukan sumur-sumur yang tergolong sebagai sumur *under-performing* berdasarkan *well capacity*, menelusuri faktor-faktor penyebab dari *under-performing* tersebut melalui analisis data *drilling report*, *historical fluid production*, *historical oil production*, *Historical WHT*, *historical well problems*, *historical well activities* (*well job*) serta melakukan perbandingan antara sumur-sumur *underperforming* dengan sumur-sumur terdekat yang performanya jauh lebih baik. Dari analisis yang akan dilakukan dapat disimpulkan bahwa penyebab dari *under-performing* serta solusi yang tepat untuk mengatasi permasalahan tersebut.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah Mengevaluasi dan menganalisis sumur-sumur di Area X yang mengalami *underperforming* dengan cara evaluasi data *drilling report*, *historical fluid production*, *historical oil production*, *Historical WHT*, *historical well problems* dan *historical well activities* (*well job*) serta

memberikan rekomendasi perbaikan permasalahan *underperforming* beberapa sumur di Area X.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dilakukannya penelitian ini adalah mengevaluasi permasalahan aktual yang terjadi pada sumur-sumur produksi di Area X untuk pengkayaan materi mata kuliah Teknik Produksi dan diharapkan hasil penelitian akan ditampilkan dalam bentuk publikasi ilmiah sehingga bisa menjadi acuan, baik untuk proses belajar dan mengajar maupun untuk penelitian selanjutnya.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak terlalu meluas dan keluar dari tujuan penelitian, maka penelitian ini hanya membahas dan membatasi mengenai beberapa hal sebagai berikut :

1. Peneliti hanya mengidentifikasi dan mengevaluasi sumur-sumur yang mengalami *under-performing* serta memberikan rekomendasi perbaikan permasalahan *underperforming* beberapa sumur di Area X.
2. Tidak menyentuh sisi ke-ekonomian dari rekomendasi yang akan diberikan

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah sebagai rasa syukur yang kita haturkan kepada Allah Swt. yang telah memberikan kesempatan kehidupan dengan segala limpahan rahmat dan nikmat rezeki-Nya untuk segala makhluk di muka bumi, sebagaimana firman Allah Swt dalam Q.S Al-‘Alaq : 1-5 yang artinya “Bacalah dengan (menyebut) nama Tuhanmu yang menciptakan. Dia telah menciptakan manusia dari segumpal darah. Bacalah dan Tuhanmulah Yang Maha Mulia. Yang mengajar (manusia) dengan perantaraan kalam (tulisan baca). Dia mengajarkan manusia apa yang tidak diketahuinya.”

2.1 *State of The Art*

Penelitian yang dilakukan oleh (Xiong & Holditch, 1995) peneliti menjelaskan pendekatan komprehensif untuk diagnosis kerusakan formasi. Setelah penyebab kerusakan formasi dan lokasi kerusakan diketahui, maka seseorang dapat memilih cairan yang optimal dan merancang *treatment* terbaik untuk menghilangkan kerusakan tersebut. Pendekatan menggabungkan pengetahuan domain dengan keahlian terbaik yang tersedia, kemudian menggunakan teknologi baru, yang mencakup logika fuzzy dan sistem pakar. Pendekatan pertama-tama mendiagnosis mekanisme kerusakan formasi, kemudian kami menentukan metode perawatan, dan akhirnya kami memilih cairan yang optimal untuk *treatment*.

Dalam penelitian yang dilakukan oleh (Radwan et al., 2019) alur kerja untuk diagnosis kerusakan formasi diperkenalkan peneliti untuk menemukan lokasi, sumber potensial, akar penyebab dan merekomendasikan metode *treatment* yang sesuai untuk kerusakan formasi. Alur kerja yang disarankan tergantung pada langkah-langkah penting termasuk (1) perencanaan dan pengorganisasian data yang dikirimkan untuk memecahkan masalah yang diselidiki, (2) pengumpulan dan analisis semua data yang tersedia, (3) integrasi semua data geologi, reservoir dan produksi, di samping alur kerja yang disarankan diterapkan pada reservoir Hammam Faraun di ladang minyak Mesir. Di reservoir ini, integrasi data geologi,

reservoir, dan produksi yang tersedia dilakukan untuk membuat prognosis atau diagnosis kerusakan formasi yang meyakinkan dan mencapai visi yang lengkap tentang sumber kerusakan formasi dan menyarankan solusi dan perawatan. Oleh karena itu, dalam menilai kerusakan formasi di sumur yang diteliti, semua aspek sumur dan sejarahnya diintegrasikan dalam studi ini, termasuk: analisis inti, XRD, mineralogi, kimia air, geologi reservoir, produksi sumur offset, fluida reservoir, sejarah produksi, cairan pengeboran, program penyemenan, penyelesaian, stimulasi dan riwayat pengerjaan ulang, laporan perforasi. Diagnosis masalah kerusakan formasi mengungkapkan bahwa alur kerja yang disarankan efektif dan dapat membantu mendiagnosis masalah kerusakan formasi di seluruh sumur minyak dan gas. Integrasi data geologi, reservoir, produksi menghasilkan analisis yang akurat, dua sumber kerusakan dapat bertanggung jawab atas kerusakan di sumur yang dipelajari berdasarkan analisis dan integrasi data geologi dan teknik. Pertama, air berkualitas rendah, kedua penggunaan cairan stimulasi yang tidak tepat dan mineral formasi yang sensitif terhadap cairan, dan terakhir *treatment* dengan aditif yang tepat sangat dianjurkan.

Penelitian yang dilakukan oleh (Ishaq, 2013) Peneliti mengidentifikasi dan menganalisis indikasi kerusakan formasi untuk mengambil keputusan yang tepat dalam upaya mencegah dan mengatasi kerusakan formasi. Dalam mengidentifikasi kerusakan formasi, digunakan data penilaian formasi. Pengambilan data penilaian formasi dilakukan dengan Analisis Batuan Inti, Analisis Fluida Reservoir, Logging Sumur dan Pengujian Sumur. Hasil penelitian ini menemukan bahwa kerusakan formasi dapat terjadi akibat operasi pemboran akibat kontak antara batuan formasi dengan fluida atau padatan. Pengujian dan analisis *Well Logging*, *Analisis Pressure Build Up* dan *Analisis Pressure Drawdown* dapat memperoleh informasi seperti permeabilitas formasi dan faktor skin sebagai parameter analisis yang menunjukkan kerusakan formasi. Pencegahan kerusakan formasi akibat proses pemboran dilakukan dengan cara mencegah invasi air filtrat dan invasi padatan, sedangkan untuk kerusakan formasi yang telah terjadi penanggulangan dilakukan dengan stimulasi sumur berupa *Wellbore Clean Up*, *Matrix Stimulation* dan *Fracturing*.

Penelitian yang dilakukan oleh (Musnal, 2013), Peneliti mengatasi kerusakan formasi dengan metode pengasaman yang kompatibel pada sumur minyak di Lapangan X. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan mengambil data lapangan seperti Data Produksi, Analisis Air, Mineralogi, Menghitung Volume Asam, kemudian menghitung parameter skin, laju produksi, *Productivity Indeks* dan Efisiensi Aliran baik setelah dan sebelum pengasaman dilakukan. Dari data lapangan ini diperoleh mineral kuarsa (grain) sebanyak 71,2%, illite dan dolomit 4,6%, calcite 2,3%, kaolinite 1,8%, smectite 0,1% dan kandungan kalsium karbonat 22,2%. Jenis asam yang cocok dipilih yaitu Asam Lumpur (HCL + HF) karena data lapangan diperoleh dari mineral kuarsa (grain). Setelah pengasaman, terlihat adanya perubahan nilai skin, ini berarti perbaikan sumur dan kerusakan formasi dapat diatasi. Jenis asam ini juga dapat digunakan untuk sumur lain dengan komposisi mineral yang sama.

Penelitian yang dilakukan oleh (Herawati & Novrianti, 2015) Evaluasi peningkatan produksi pada formasi *sandstone* sumur #H dan #P dengan merencanakan stimulasi pengasaman matriks. Metode yang digunakan dalam penelitian ini meliputi kegiatan terstruktur mulai dari melakukan studi pustaka, menyiapkan data, dan mengolah data sesuai prosedur yang terdapat pada beberapa literatur yang ada. Dalam studi ini, data lapangan, data reservoir, data produksi, dan data penyelesaian dikumpulkan dari sumur #H dan #P. Berdasarkan penelusuran data dan *well history* dilakukan analisis penurunan kurva produksi sumur minyak yang mengalami penurunan produksi akibat kerusakan yang terjadi. Berdasarkan analisis yang dilakukan pada desain pengasaman sumur #H dan #P di lapangan Falih dapat diambil beberapa kesimpulan yaitu: sebesar 80,24 BOPD, peningkatan Indeks Produktivitas sebesar 0,8 bbl/psi/hari, peningkatan peningkatan produksi menggunakan metode Wiggins IPR pada P_{wf} 77 Psia sebesar 47,98 Psia dan peningkatan permeabilitas sebesar 6,14 mD. 2. Untuk perancangan matriks pengasaman sumur #P didapatkan adanya trend penurunan parameter yang dievaluasi sebelum dan sesudah pengasaman yaitu penurunan produksi sebesar 5,95 BOPD, penurunan *productivity indeks* sebesar 0,01 bbl/psi/hari, terjadi penurunan produksi berdasarkan metode Wiggins IPR sebesar 6,87 BOPD dan mengalami penurunan.

2.2. *Drilling Report*

Kegiatan pengeboran di industri minyak dan gas telah dilaporkan selama beberapa dekade untuk ribuan sumur setiap hari, namun sedikit upaya dilakukan untuk menganalisis teks ini dalam skala besar untuk pencarian informasi dan analisis pola. Laporan pengeboran berisi interpretasi yang ditulis oleh pengebor dari mencatat pengukuran di sensor bawah lubang dan peralatan permukaan, dan dapat digunakan untuk optimasi operasi dan mitigasi kecelakaan. (Hoffmann et al., 2018)

2.3. *Temperature*

Temperatur merupakan parameter proses yang penting untuk pengelolaan reservoir *steamflood*, yang dapat diukur baik in-situ (*downhole*) atau di kepala sumur dan garis aliran permukaan. (Yang, 2019)

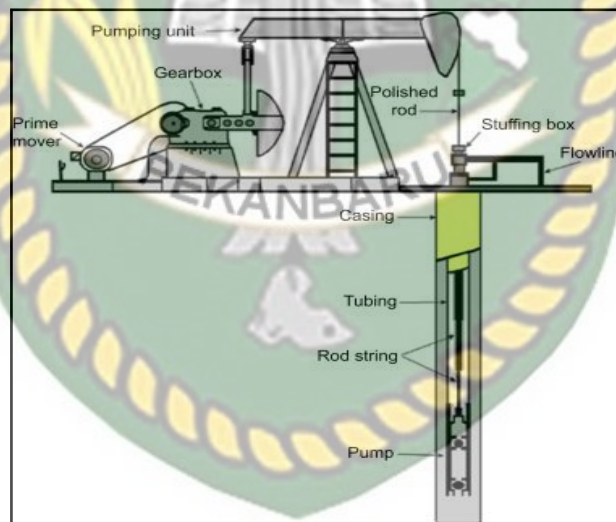
Viskositas minyak mentah adalah sifat fisik penting yang mengontrol dan mempengaruhi aliran minyak melalui media berpori dan pipa. Viskositas pada umumnya didefinisikan sebagai resistansi internal fluida untuk mengalir (Ahmed, 2018). Minyak berat dan *oil sand* (juga disebut bitumen atau *tar sand*) dicirikan sebagai sumber minyak mentah dengan berat jenis dan viskositas yang cukup tinggi sehingga tidak akan mengalir tanpa semacam rangsangan (Barth-Naftilan & Saiers, 2015) (Meyer & Attanasi, 2003). Viskositas minyak mentah bervariasi dengan tekanan, temperatur, dan jumlah gas terlarut dalam larutan. Viskositas minyak menurun dengan meningkatnya temperatur (Dimri et al., 2012). Kondisi normal untuk mempertahankan minyak mentah dalam bentuk cairnya ketika suhu di daerah reservoir berada dalam kisaran 158-338 DegF (Ridzuan et al., 2016)

2.4. *Artificial Lift Problem*

Sering terjadinya permasalahan pada *sucker rod pump* juga dapat mengganggu operasi pemompaan dan produksi suatu sumur yang mengakibatkan kegagalan pada peralatan, efisiensi yang rendah dan biaya operasi yang tinggi (Hein Jr., 1996). *Sucker Rod Pump (SRP)* merupakan salah satu metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) yang sering digunakan pada lapangan minyak (G. Takacs, 2015). *Sucker Rod Pump* disebut juga sebagai "*beam pump*". Pompa ini memberikan energi mekanik untuk mengangkat minyak dari reservoir ke

permukaan. Ini sangat efisien, sederhana, dan mudah dioperasikan oleh orang-orang lapangan dan merupakan pengangkat buatan yang paling banyak dipahami (Stewart, 2019). SRP bisa memompa sumur dengan tekanan yang sangat rendah untuk memaksimalkan tingkat produksi minyak. hal Ini berlaku untuk *slim holes*, *multiple completion*, temperatur yang tinggi dan jenis minyak yang kental. Masalah utama dari *beam pump* ini mengalami gesekan yang berlebihan pada lubang yang bengkok/menyimpang, sensitif pada masalah padat, efisiensi yang rendah di sumur gas, kedalaman terbatas karena kapasitas rod, dan kapasitas besar dalam operasi offshore.(Guo et al., 2017)

Metode untuk melacak data perbaikan pompa dimulai dengan pendekatan standar untuk pengumpulan data dengan membongkar dan memperbaiki pompa secara sistematis menggunakan perangkat lunak sebagai sarana yang dapat diandalkan untuk mengumpulkan informasi. Pompa dibongkar, diperiksa, dan dirakit mengikuti panduan khusus yang disertakan dalam program pelatihan tukang reparasi pompa (Dove & Smith, 2016).

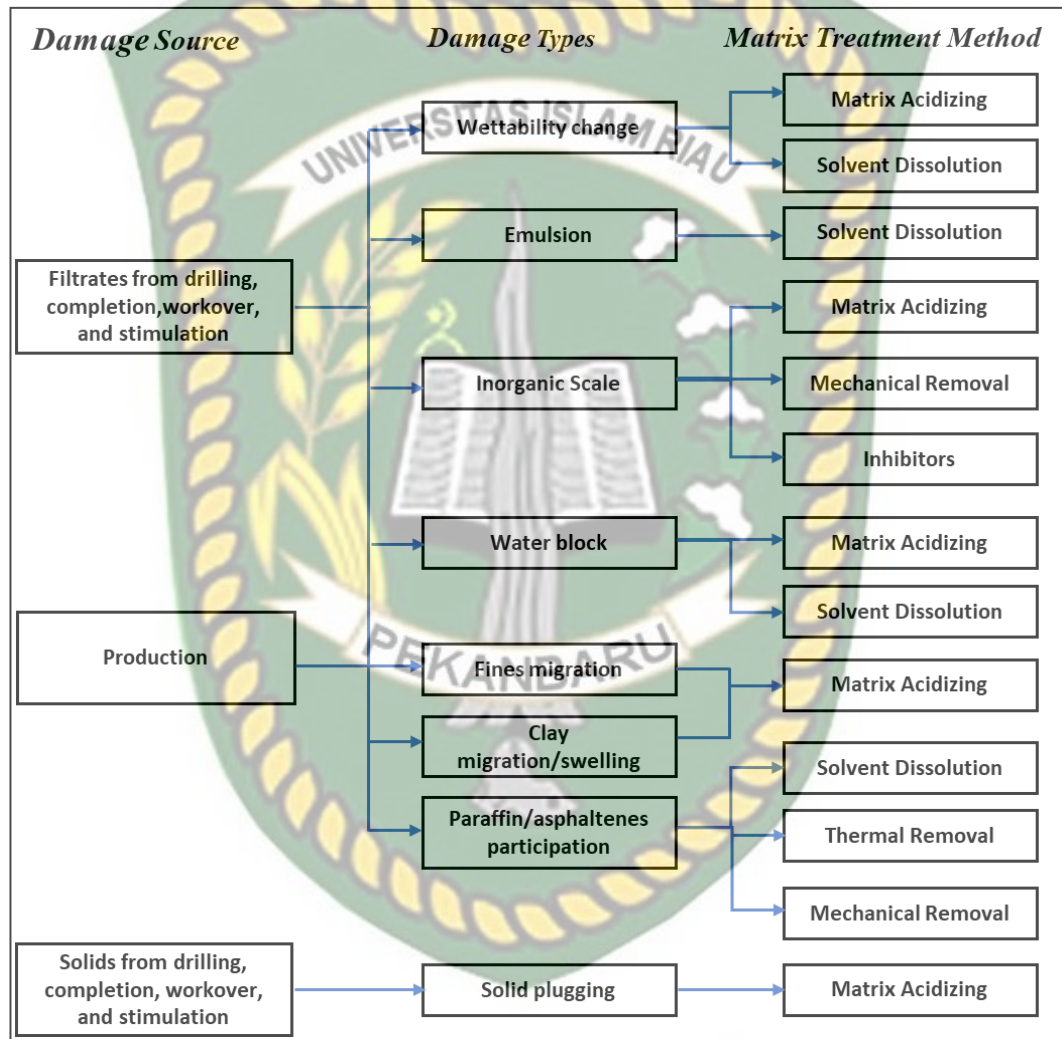


Gambar 2. 1 Skema sederhana sistem *sucker pump* (Sheng Chen & Liu, 2016)

2.5. Kerusakan Formasi

Kerusakan formasi adalah istilah umum yang mengacu pada penurunan permeabilitas formasi yang mengandung minyak bumi oleh berbagai proses yang merugikan. Kerusakan formasi adalah masalah operasional dan ekonomi yang tidak diinginkan yang dapat terjadi selama berbagai fase *oil and gas recovery* dari

reservoir bawah permukaan, proses ini dipicu selama operasi pengeboran, produksi, rekah hidrolik, dan operasi *workover* (Civan, 2015)(Puthalath et al., 2012). Studi laboratorium dan lapangan menunjukkan bahwa hampir setiap operasi di lapangan seperti pengeboran, *completion*, *workover*, produksi, dan stimulasi berpotensi menjadi sumber kerusakan produktivitas sumur (Krueger, 1988).



Gambar 2. 2 Jenis kerusakan formasi dan metode *matrix treatment*. (Xiong & Holditch, 1995)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian dilakukan dengan mengkombinasikan antara teori dan data lapangan ataupun *field research* untuk mengevaluasi dan menganalisis sumur-sumur yang *underperforming* dan data yang dipergunakan adalah data-data sekunder yang diperoleh dari lapangan. Adapun tahapan penelitian yang dilakukan dalam penelitian ini antara lain :

1. Studi Pustaka

Menemukan dan mengumpulkan referensi mengenai *optimization production*, dll.

2. Pengumpulan Data

Adapun data yang digunakan adalah sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Data yang digunakan

Data yang digunakan	Satuan
Daftar sumur produksi di Area X	-
<i>Drilling Report</i>	-
<i>Historical Fluid Production</i>	BFPD
<i>Historical Oil Production</i>	BOPD
<i>Historical WHT</i>	DegF
<i>Historical Well Problems</i>	-
<i>Historical Well Activities (well job)</i>	-

3. Langkah Penelitian

- a. Menggenerate S-Curve untuk menentukan kandidat *underperforming well* yang akan di analisis lebih lanjut
- b. Analisis *drilling report*
- c. Menganalisis *historical fluid production* sumur yang *underperforming*
- d. Menganalisis *historical oil production* sumur yang *underperforming*
- e. Menganalisis *historical WHT* sumur yang *underperforming*

- f. Melihat *historical well problem* sumur yang *underperforming*.
- g. Melihat *historical well activities (well job)* di sumur yang *underperforming*.
- h. Membandingkan *well under-performing* dengan *well* terdekat yang memiliki performa jauh lebih baik
- i. Mengidentifikasi dan mengevaluasi masalah yang menyebabkan sumur mengalami *underperforming*
- j. Memberikan solusi atas permasalahan sumur yang mengalami *underperforming*

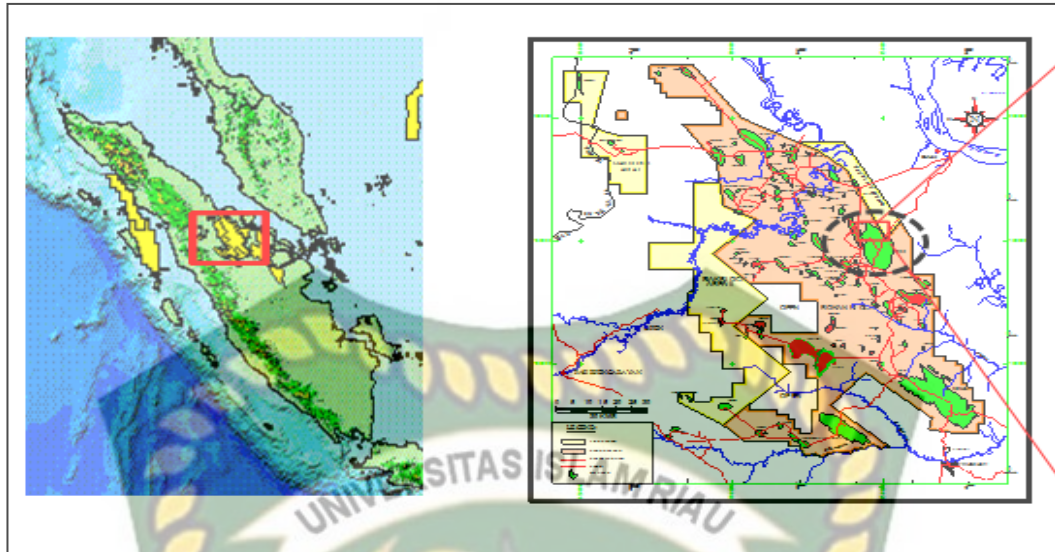
3.2 Flowchart



Gambar 3. 1 Flowchart

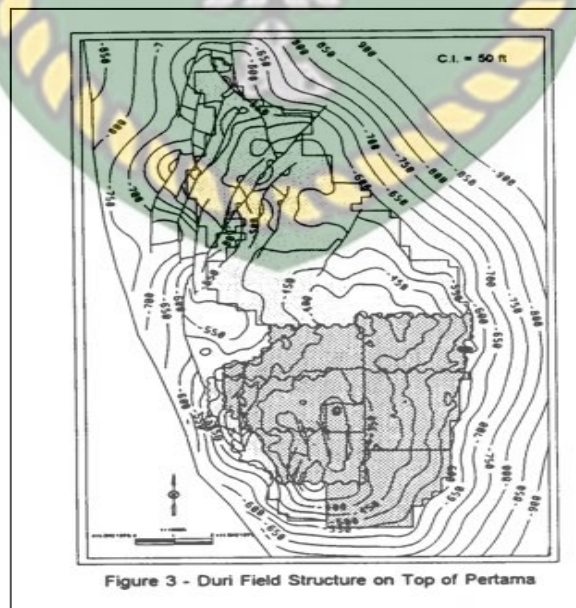
3.3 Tinjauan Lapangan

Lapangan Y merupakan lapangan yang dioperasikan oleh PT Pertamina Hulu Rokan yang terletak di Provinsi Riau, Sumatera Tengah, sekitar 120 km barat laut Kota Pekanbaru. Ini adalah lapangan terbesar kedua di Indonesia dalam hal OOIP. Lapangan Y merupakan lapangan *steamflood* terbesar di dunia, saat ini menginjeksi 350.000 BSPD dan memproduksi 50.000 BOPD dari ~5000 sumur



Gambar 3. 2 Lokasi Lapangan Y

Lapangan ini memiliki panjang sekitar 18 km dengan lebar 8 km dengan area yang dapat dikembangkan sekitar 20.000 hektar. Secara struktural, medan Y merupakan medan sesar, antiklin asimetris dengan tingkat kerumitan yang semakin meningkat ke arah barat dekat sesar Sebanga yang membatasi medan tersebut. Formasi Y terdapat di formasi pasir DR, BKS dan BK berumur Miosen awal pada yang dibor sekitar kedalaman 300 ft hingga sekitar 750 ft pada *water-oil-contact*.



Gambar 3. 3 Struktur Lapangan Y dibatasi oleh Sebanga *Fault*

Mekanisme pendorong utama lapangan Y sebagian besar adalah *solution gas drive* dan *compaction drive* dengan sedikit dukungan dari *water influx* dan *gravity drainage*. Kinerja lapangan menunjukkan bahwa *ultimate recovery* dari *primary* hanya sekitar 7% dari OOIP. Viskositas minyak yang tinggi dan *solution gas oil ratio* (GOR) yang rendah merupakan penyebab utama dari rendahnya *recovery factor*

Salah satu area di lapangan ini adalah Area X. Area X terletak di bagian utara lapangan. Pengembangan kawasan ini dimulai pada tahun 2008 dan mendapat injeksi pertama pada tahun 2009. Puncak produksi kawasan X adalah 43.000 BOPD yang dicapai pada tahun 2012.



Gambar 3. 4 Lokasi Area X

3.4 Tempat Pelaksanaan Penelitian

Tempat pelaksanaan penelitian berlokasi di PT. Pertamina Hulu Rokan – Duri

3.5 Jadwal Penelitian

Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Bulan) Tahun 2022		
	April	Mei	Juni
Studi Literatur			
Seminar Proposal			
Pengumpulan & Perolehan data			
Pengolahan Data			
Analisis Data			
Sidang Tugas Akhir			

BAB IV

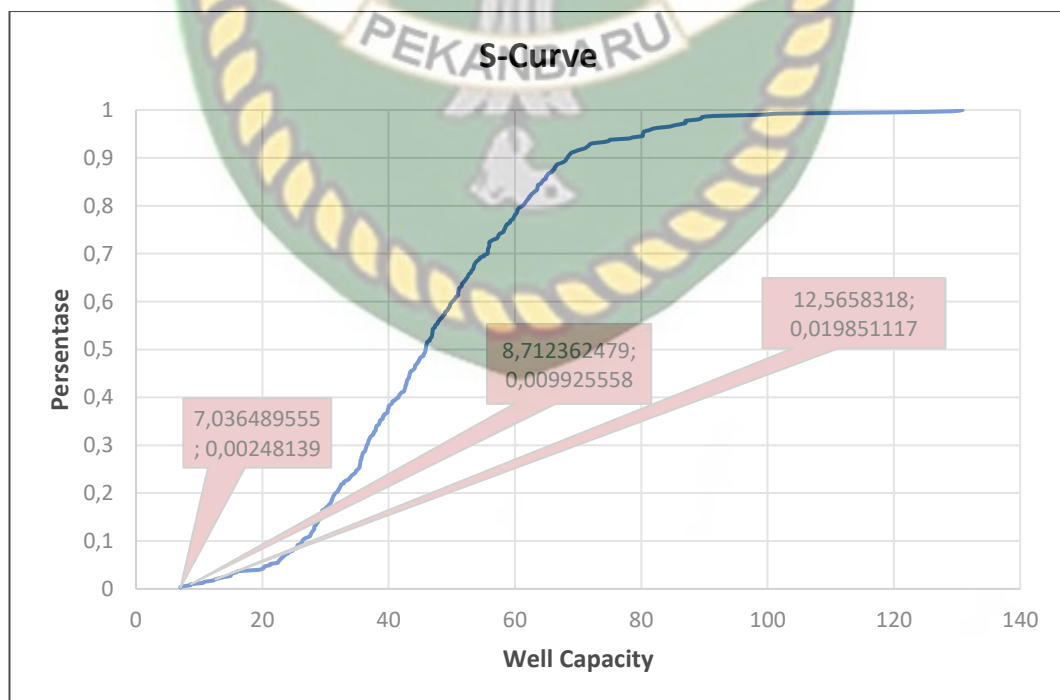
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Generate S-Curve

Fungsi distribusi kumulatif (CDF) $F_x(x)$ menggambarkan probabilitas bahwa variabel acak X dengan distribusi probabilitas tertentu akan ditemukan pada nilai yang lebih kecil atau sama dengan x (Arora, 2012) (Tacq, 2010).

Untuk mengetahui sumur yang mengalami *underperforming* dari total 403 sumur, maka disini digunakan fungsi distribusi kumulatif untuk *menggenerate* S-Curve berdasarkan *well capacity* dari masing-masing sumur di Area X. Adapun *well capacity* ini adalah jumlah fluida maksimal yang dihasilkan sumur secara terus menerus selama sumur tersebut berproduksi. Penggunaan rumus *well capacity* belum pernah digunakan pada penelitian sebelumnya dan terlihat pada penelitian ini *well capacity* cocok untuk digunakan. Adapun rumus *well capacity* adalah:

$$\text{Well Capacity} = \frac{\text{Cumulative Production}}{\text{Cumulative Active Days}}$$



Gambar 4. 1 S-Curve

Setelah menentukan masing-masing *well capacity* dari 403 sumur tersebut, kemudian menggenerate S-Curve untuk keseluruhan sumur dan didapatkan sumur-sumur yang memiliki *well capacity* di bawah angka 10%, yaitu sebanyak 38 sumur. Dari 38 sumur yang produksinya dibawah 10% peneliti mengambil 3 sumur yang produksinya paling rendah untuk dievaluasi dan dianalisa lebih lanjut. Adapun sumur tersebut antara lain sebagai berikut:

Tabel 4. 1 *Underperforming Well*

NO	WELL NAME	WELL CAPACITY
1	IIIH-65	7,036489555
2	IIIF-3EC	8,712362479
3	IIIG-CC	12,5658318

Setelah didapatkan daftar sumur-sumur tersebut, maka dilakukan analisis selanjutnya untuk mencari penyebab sumur ini tidak berproduksi di level yang diharapkan.

4.2 Analisis *Drilling Report*

4.2.1 Ringkasan Laporan Pemboran Untuk Sumur IIIH-65

Sumur ini mulai di bor pada tahun 2010 dengan total kedalaman 767 ft, pada saat proses pengeboran terlihat sumur ini tidak mengalami masalah besar. Untuk proses pengeborannya sendiri dimulai dari *drill* 17-1/2” dari *surface* hingga kedalaman 135 ft tanpa ada masalah, proses *cementing* dan DOC juga berjalan dengan lancar. Kemudian *drill hole* 12-1/4 dari kedalaman 135 ft hingga 508 ft selama 4,5 jam tanpa ada masalah apapun, proses *cementing* dan DOC juga tanpa ada masalah apapun. Selanjutnya melakukan *drilling* 9-7/8” dari kedalaman 508 ft hingga 767 ft (TD) selama 5 jam tanpa ada masalah apapun. Proses *cementing* dan DOC juga berjalan dengan lancar. Disini disimpulkan bahwa sumur IIIH-65 yang memiliki kedalaman total 767 ft tidak mengalami masalah selama proses pengeboran berlangsung.

4.2.2 Ringkasan Laporan Pemboran Untuk Sumur IIIF-3EC

Sumur IIIF-3EC merupakan sumur yang mulai di bor pada tahun 2010 dengan total kedalaman 773 ft. Pengeboran mulai dilakukan dengan ukuran 17-1/2" dari *surface* hingga kedalaman 125 ft, pengeboran berlangsung tanpa ada masalah, untuk *cementing* dan DOC juga lancar. Kemudian di bor lagi dengan *bit* ukuran 12-1/4 dari kedalaman 142 ft hingga 507 ft selama 5 jam tanpa kendala, untuk proses *cementing* dan DOC juga lancar. Seterusnya melanjutkan pengeboran dengan ukuran 8-1/2" dari kedalaman 507 ft hingga kedalaman 773 ft (TD) yang berlangsung selama 3 jam tanpa ada masalah, untuk *cementing* dan DOC juga lancar. Dapat disimpulkan bahwa sumur IIIF-3EC yang memiliki total kedalaman 773 ft tidak memiliki *history* permasalahan pada proses pengeboran.

4.2.3 Ringkasan Laporan Pemboran Untuk Sumur IIIG-CC

Sumur IIIG-CC merupakan sumur yang di bor pada tahun 2009 dengan total kedalaman 768 ft. Terlihat pada *drilling report* untuk proses pengeboran dengan *bit* ukuran 12-1/4" dari kedalaman 132 ft hingga 183 ft selama 1,5 jam tanpa ada masalah, kemudian dilanjutkan dari kedalaman 183 ft hingga TD selama 12 jam juga tanpa mengalami permasalahan, proses penyemenan lancar dan pada saat DOC dari kedalaman 400 ft hingga 426 ditemukan kehilangan sebagian 2,4 BBL/MNT. Selanjutnya mengebor dengan ukuran *bit* 8-1/2" dari kedalaman 495 ft hingga 768 ft (TD) yang berlangsung selama 6,5 jam tanpa ada kendala, *cementing* dan DOC juga lancar. Disimpulkan bahwa sumur IIIG-CC memiliki riwayat *loss circulation* pada saat DOC dari kedalaman 400 ft hingga 426 sebesar 2,4 BBL/MNT.

30-Apr-2009 11:00		TIH	1.0	POOH 12-1/4" BIT
30-Apr-2009 09:30		CC	1.5	CHC, SPOT 50 BBLs 80 SMF HI-VIS OBSERVED WELL: 15 MNT--> WELL STATIC
30-Apr-2009 04:00		CC	5.5	DOC F/ 400' TO 426'. GOT PARTIAL LOST (2.4 BBL/MNT). CONT'D DOC TO 485 FT (CP) FOUND WELL STATIC.
30-Apr-2009 03:30		CC	0.5	LOWERED BIT TO 400' (TOC).
		CC	2.0	WOC DUE TO SOFT CMT.

Gambar 4. 2 *Drilling Report* Sumur IIIG-CC – *Loss Circulation*

4.3 Historical Oil, Fluid and WHT

4.3.1 Sumur IIIH-65

a. Historical Oil

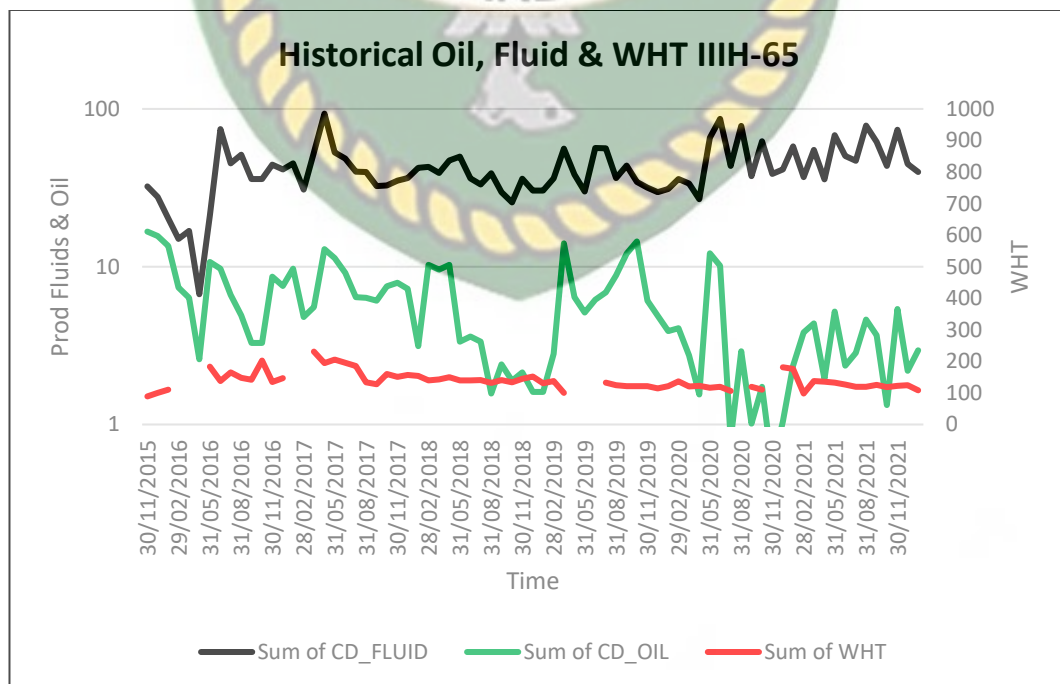
Sumur ini mulai diproduksi pada tahun 2015. Produksi minyak awal dari sumur ini adalah 16 BOPD, yang sekaligus menjadi puncak produksi minyak dari sumur ini. Dari produksi awal tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan yang memiliki produksi akhir sebesar 2 BOPD.

b. Histoical Fluid

Adapun produksi fluida dari sumur ini malah memiliki trend yang berbeda dengan produksi minyak. Produksi fluida dari sumur ini, dari mulai produksi sampai sekarang terus meningkat dengan produksi awal 32 BFPD dan akhir sebesar 39 BFPD. Artinya, sumur ini sebenarnya memiliki masalah influx, persoalannya terletak di laju alir minyak yang tidak sebanding dengan laju alir air.

c. Historical WHT

Temperatur awal dari sumur Sumur IIIH-65 adalah 89 degF dan temperatur rata-rata 138 degF, beberapa tahun terakhir, temperatur dari sumur ini mengalami penurunan, temperatur terakhir dari sumur ini adalah 108 degF. Ini menunjukkan bahwa sumur ini belum mendapatkan support injeksi steam dari sumur injector terdekat.



Gambar 4. 3 Historical Fluid, Oil and WHT - Wells IIIH-65

4.3.2 IIIF-3EC

a. *Historical Oil*

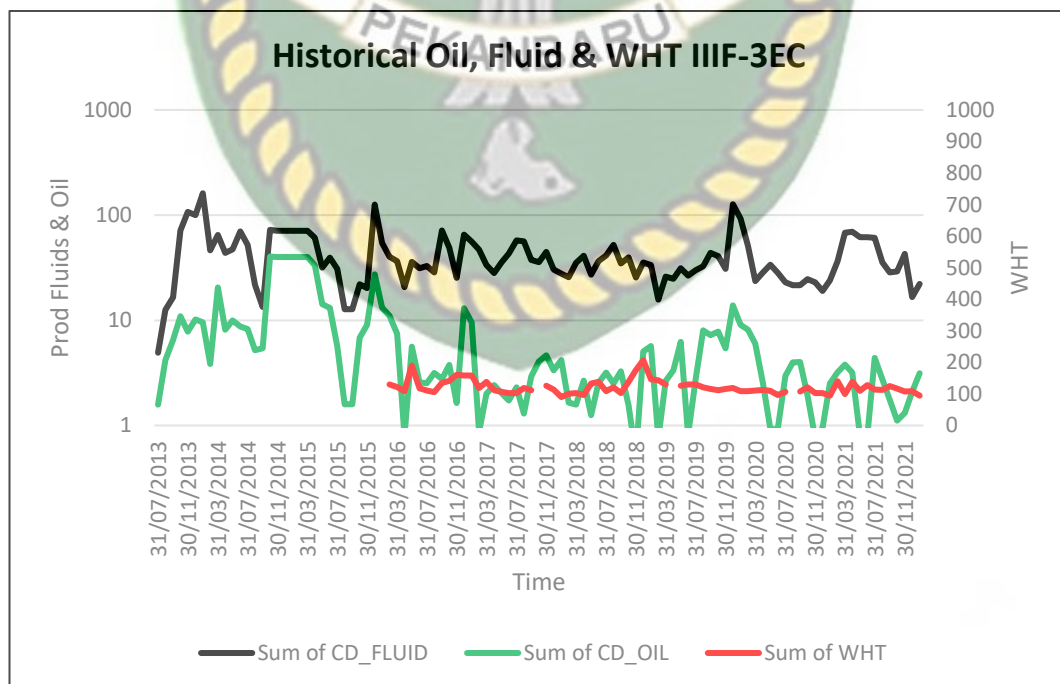
Sumur ini mulai diproduksi pada tahun 2013. Produksi minyak awal dari sumur ini adalah 1 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 40 BOPD. Dari puncak produksi tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan dengan decline rate 20% dengan jumlah produksi akhir sebesar 3 BOPD.

b. *Historical Fluid*

Adapun fluida produksi dari sumur ini memiliki produksi fluida awal sebesar 4 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 161 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 22 BFPD

c. *Historical WHT*

Temperature awal dari sumur ini adalah 130 degF, rata-rata temperatur sumur ini 121 degF. Ini menunjukkan bahwa sumur ini belum mendapatkan *support* injeksi steam dari sumur injector terdekat. Beberapa tahun terakhir, temperature dari sumur ini mengalami penurunan. Temperature terakhir dari sumur ini adalah 95 degF.



Gambar 4. 4 *Historical Fluid, Oil and WHT - Wells IIIF-3EC*

4.3.3 IIIG-CC

a. *Historical Oil*

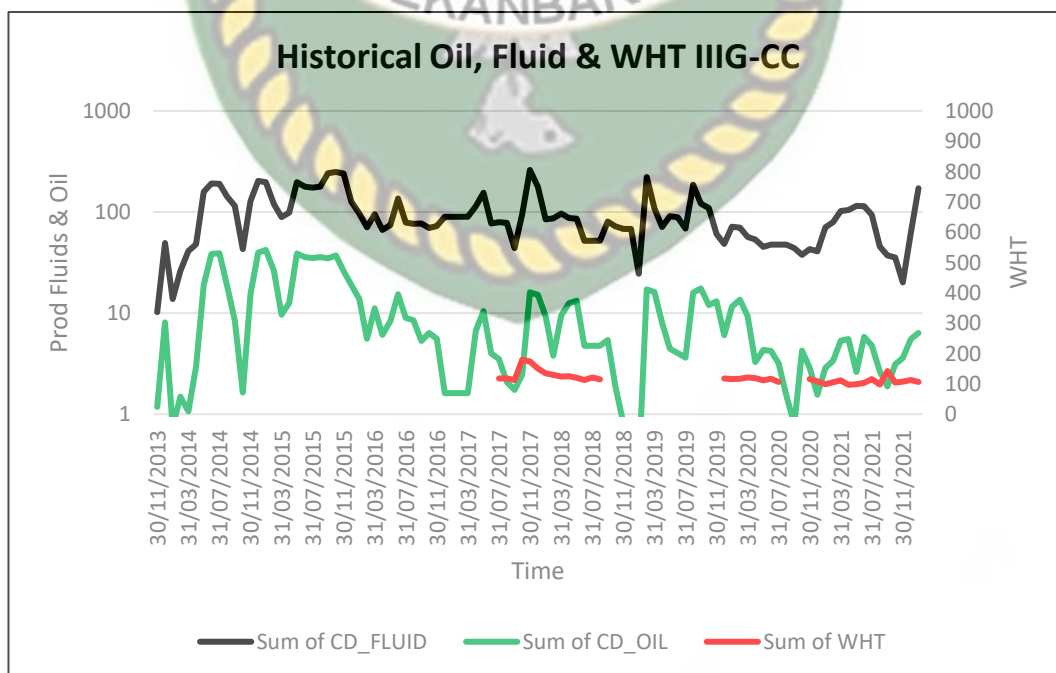
Sumur ini mulai diproduksi pada tahun 2013. Produksi minyak awal dari sumur ini adalah 1 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 42 BOPD. Sumur ini mencapai puncak produksi selama 14 bulan. Dari puncak produksi minyak tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan yang memiliki produksi akhir sebesar 6 BOPD.

b. *Historical Fluid*

Adapun fluida produksi dari sumur ini memiliki produksi fluida awal sebesar 10 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 260 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 171 BFPD

c. *Historical WHT*

Temperatur awal dari sumur IIIG-CC adalah 118 degF dan memiliki temperatur rata-rata sebesar 121 degF. Beberapa tahun terakhir, temperatur dari sumur ini mengalami penurunan. Temperatur terakhir dari sumur ini adalah 106 degF.



Gambar 4. 5 *Historical Fluid, Oil and WHT – Wells IIIG-CC*

Adapun parameter-parameter produksi dan temperature dari masing-masing sumur diatas yang telah disinggung di pembahasan rinci diatas, dirangkum dalam table dibawah ini

Tabel 4. 2 *Summary of Historical Fluid, Oil and WHT*

WELLS	START PRODUCTION (YEAR)	PEAK PRODUCTION FLUID (BFPD)	PEAK PRODUCTION OIL (BOPD)	MONTHS to REACH PEAK PRODUCTION	MONTHS to REACH 150 DEGF
IIIH-65	2015	93	16	17	-
IIIF-3EC	2013	161	40	15	-
IIIG-CC	2009	260	42	14	-

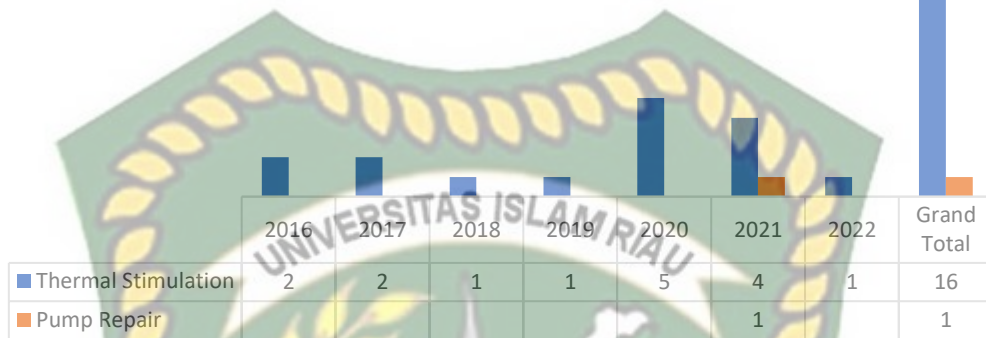
4.4 Analisis *Well Job History*

4.4.1 Sumur IIIH-65

Sumur ini mulai diproduksi pada tahun 2015. Dari data *historical well job* yang dievaluasi, sumur ini cukup sering mendapatkan program perbaikan sumur yang didominasi oleh stimulasi thermal yang dilakukan sebanyak 16 kali. Di tahun-tahun awal sumur ini mendapatkan stimulasi thermal dengan frekuensi 2/tahun, jumlah stimulasi thermal ini semakin meningkat di beberapa tahun terakhir dengan frekuensi 5/tahun.

Untuk program *pump repair* sendiri sepanjang sumur ini berproduksi hanya pernah dilakukan 1 kali, yaitu pada tahun 2021.

Well Job IIH-65



Gambar 4. 6 Well Job History – IIH-65

4.4.2 Sumur IIIF-3EC

Sumur ini mulai diproduksi pada tahun 2013. Dari data historical well job yang dievaluasi. Terlihat bahwa sumur ini hanya pernah mendapatkan program perbaikan sumur *thermal stimulation* yang dilakukan sebanyak 13 kali. Pada tahun 2014 program *thermal stimulation* dilakukan dengan frekuensi 2/tahun, kemudian 2015 hingga 2019 dilakukan dengan frekuensi 1/tahun, seterusnya pada 2020 dengan frekuensi 4/tahun, pada 2021 3/tahun dan pada tahun 2022 2/tahun.

Well Job IIIF-3EC



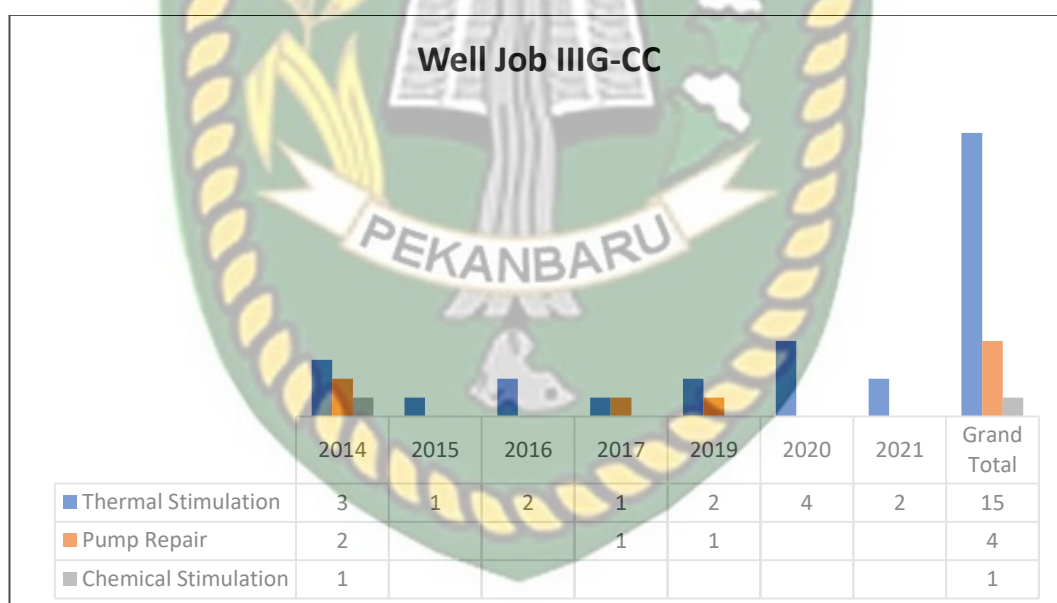
Gambar 4. 7 Well Job History – IIIF-3EC

4.4.3 Sumur IIIG-CC

Sumur ini mulai diproduksi pada tahun 2009. Dari data historical well job yang dievaluasi, sumur ini paling sering mendapatkan program perbaikan sumur yang didominasi oleh thermal stimulation yang dilakukan sebanyak 15 kali. Pada tahun 2014 program thermal stimulation dilakukan 3 kali, tahun 2015 dilakukan 1 kali, tahun 2016 dilakukan 2 kali, tahun 2017 dilakukan 1 kali, tahun 2019 dilakukan 2, tahun 2020 sebanyak 4 kali kemudian pada tahun 2021 dilakukan sebanyak 2 kali.

Pump repair merupakan program ke-2 yang cukup sering dilakukan, dengan jumlah program yang dilakukan sebanyak 4 kali. Pada tahun 2014 terlihat dilakukannya pump repair sebanyak 2 kali, kemudian pada tahun 2017 dan 2019 dilakukan masing-masing 1 kali.

Untuk program chemical stimulation sendiri hanya pernah dilakukan 1 kali sepanjang sumur tersebut berproduksi yaitu pada tahun 2014.



Gambar 4. 8 Well Job History - IIIG-CC

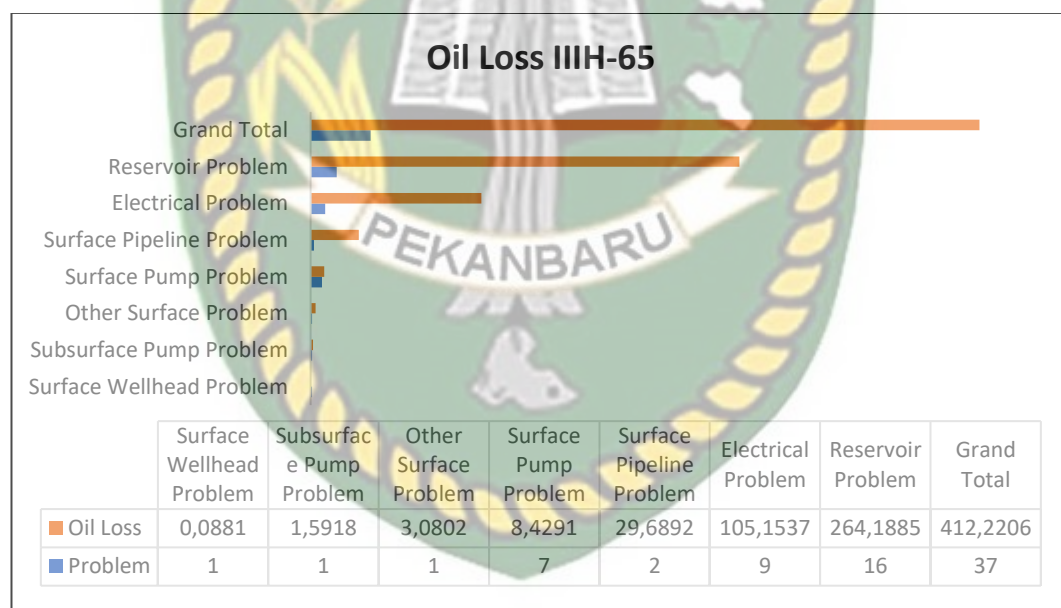
4.5 Analisis Well Problem & Oil Loss

4.5.1 Sumur IIIG-65

Sumur ini cukup sering mengalami kehilangan produksi yang disebabkan oleh kendala operasi. Adapun kendala operasi yang dominan adalah yang

didominasi oleh *reservoir problem* dengan total *problem* selama sumur tersebut berproduksi sebanyak 16 *problem*, kemudian ada *electrical problem* sebanyak 9 *problem*, *surface pump problem* dengan total 7 *problem*, *surface pipeline problem* dengan total 2 *problem*, serta, *surface wellhead problem* *subsurface pump problem* dan *other surface problem* dengan total masing-masing 1 *problem*.

Sedangkan untuk permasalahan yang paling banyak mengakibatkan hilangnya produksi minyak sepanjang sumur tersebut berproduksi adalah *surface reservoir problem* dengan total *oil loss* 264 bbl, kemudian *electrical problem* dengan total *oil loss* 105 bbl, *surface pipeline problem* dengan total *oil loss* 29 bbl, *surface pump problem* dengan total *oil loss* 8 bbl, *other surface problem* dengan total *oil loss* 3 bbl, *subsurface pump problem* dengan total *oil loss* 1,5 bbl dan yang paling sedikit mengakibatkan *oil loss* adalah *wellhead problem* dengan total *oil loss* 0,08 bbl. Disini terlihat total kehilangan produksi minyak adalah sebesar 412 bbl dari total 37 *problem*.



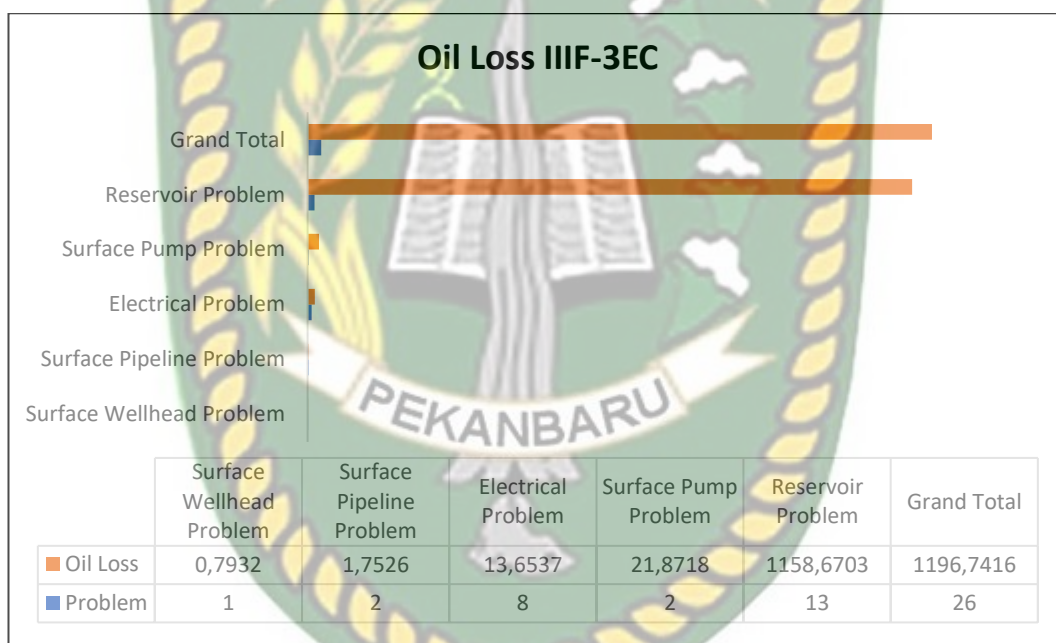
Gambar 4.9 Well Problem & Oil Loss – IIH-65

4.5.2 Sumur IIIF-3EC

Sumur ini cukup sering mengalami kehilangan produksi yang disebabkan oleh kendala operasi. Adapun kendala operasi yang dominan adalah yang didominasi oleh *reservoir problem* dengan total 13, *electrical problem* dengan

total 8 *problem*, *surface pump problem* dan *surface pipeline problem* dengan masing-masing total 2 *problem*, serta *surface wellhead problem* dengan total 1 *problem*.

Sedangkan untuk permasalahan yang paling banyak mengakibatkan hilangnya produksi minyak sepanjang sumur tersebut berproduksi adalah *reservoir problem* dengan *oil loss* 1158 bbl, kemudian *surface pump problem* dengan total *oil loss* 21 bbl, *electrical problem* dengan total *oil loss* 13 bbl, *surface pipeline problem* dengan total *oil loss* 1,7 bbl dan yang paling sedikit mengakibatkan *oil loss* adalah *other surface wellhead problem* dengan total *oil loss* 0,7 bbl. Disini terlihat total kehilangan produksi minyak adalah sebesar 1196 bbl dari total 26 *problem*.



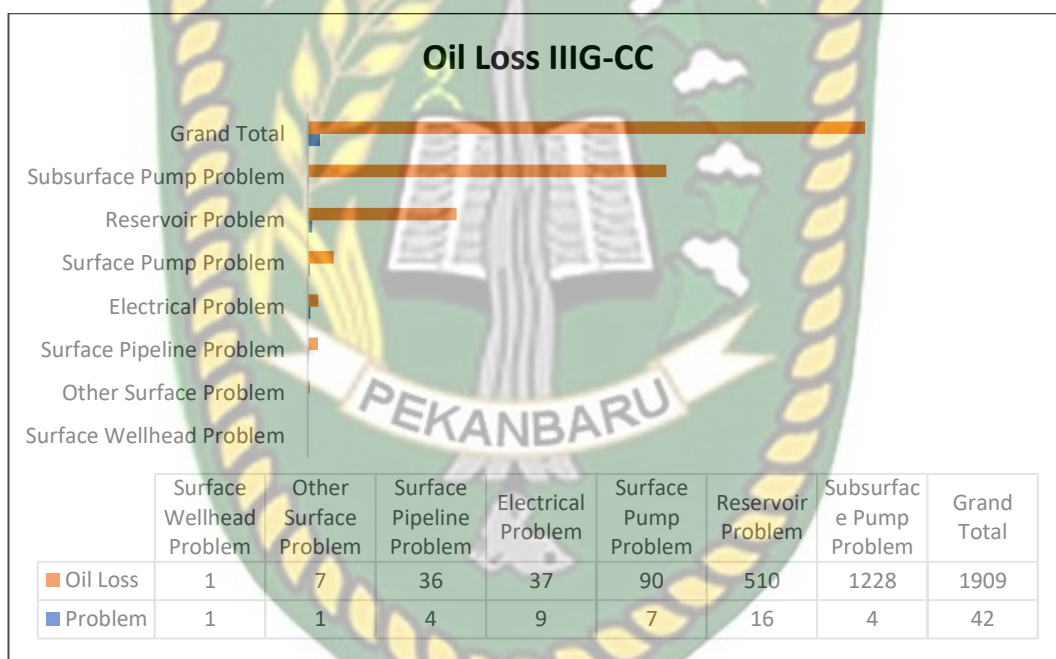
Gambar 4. 10 *Well Problem & Oil Loss - IIIF-3EC*

4.5.3 Sumur IIIG-CC

Sumur ini cukup sering mengalami kehilangan produksi yang disebabkan oleh kendala operasi. Adapun kendala operasi yang dominan adalah yang didominasi oleh *reservoir problem* dengan total 16 *problem*, *electrical problem* dengan total 9 *problem*, *surface pump problem* dengan total 7 *problem*, *surface wellhead problem* dengan total 15 *problem*, *subsurface pump problem & surface*

pipeline problem dengan total masing-masing 4 *problem*, kemudian *other surface problem & surface wellhead* dengan masing-masing total 1 *problem*.

Sedangkan untuk permasalahan yang paling banyak mengakibatkan hilangnya produksi minyak sepanjang sumur tersebut berproduksi adalah *subsurface pump problem* dengan total oil loss 1228 bbl, *reservoir problem* dengan total oil loss 510 bbl, *surface pump problem* dengan total oil loss 90 bbl, *electrical problem* dengan total oil loss 37 bbl, *surface pipeline problem* dengan total oil loss 36 bbl, *other surface problem* dengan total oil loss 7 bbl, kemudian dan yang paling sedikit mengakibatkan oil loss adalah *surface wellhead problem* dengan total oil loss 1 bbl. Disini terlihat total kehilangan produksi minyak adalah sebesar 1909 bbl dari total 42 *problem*.



Gambar 4. 11 Problem & Oil Loss - IIIG-CC

4.6 Compared With Nearby Wells

Untuk mendapatkan informasi yang lebih mendalam, disini *underperforming well* dibandingkan dengan sumur terdekat yang produksinya jauh lebih besar.

Tabel 4. 3 Underperforming Well & Nearby Well

UNDER PERFORMING WELL	NEARBY WELL
IIIH-65	IIIH-193
IIIF-3EC	IIIF-3EB
IIIG-CC	IIIG-CD

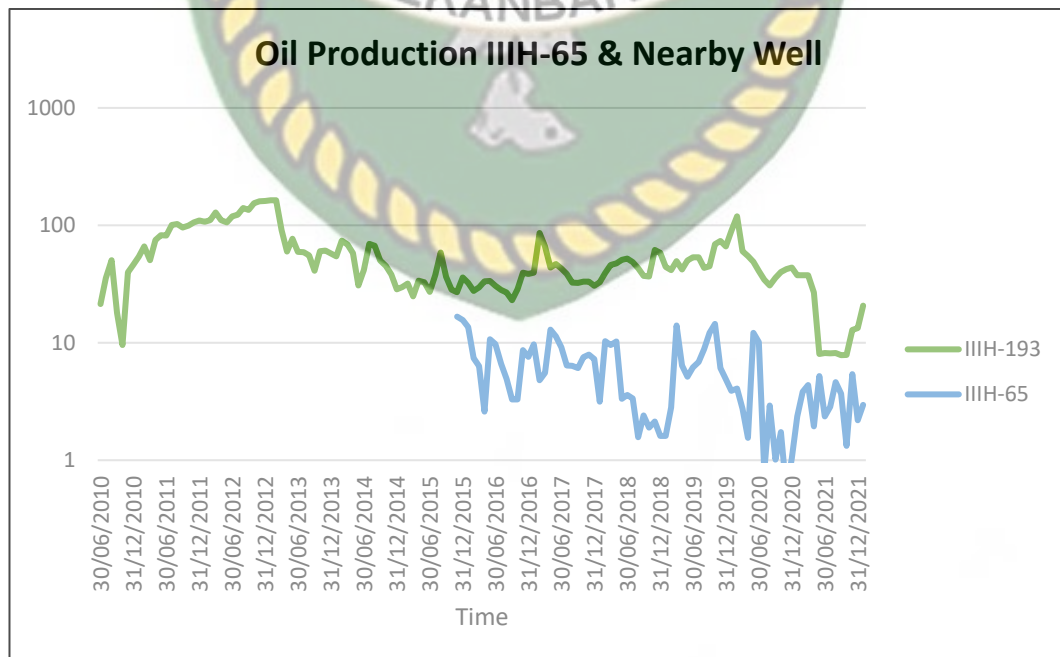
4.6.1 Historical Oil, Fluid and WHT

4.6.1.1 IIIH-65 & Nearby Well

a. Historical Oil

Sumur IIIH-65 mulai diproduksi pada tahun 2015. Memiliki Produksi minyak awal sebesar 16 BOPD, yang sekaligus menjadi puncak produksi minyak dari sumur ini. Dari produksi awal tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan yang memiliki produksi akhir sebesar 2 BOPD.

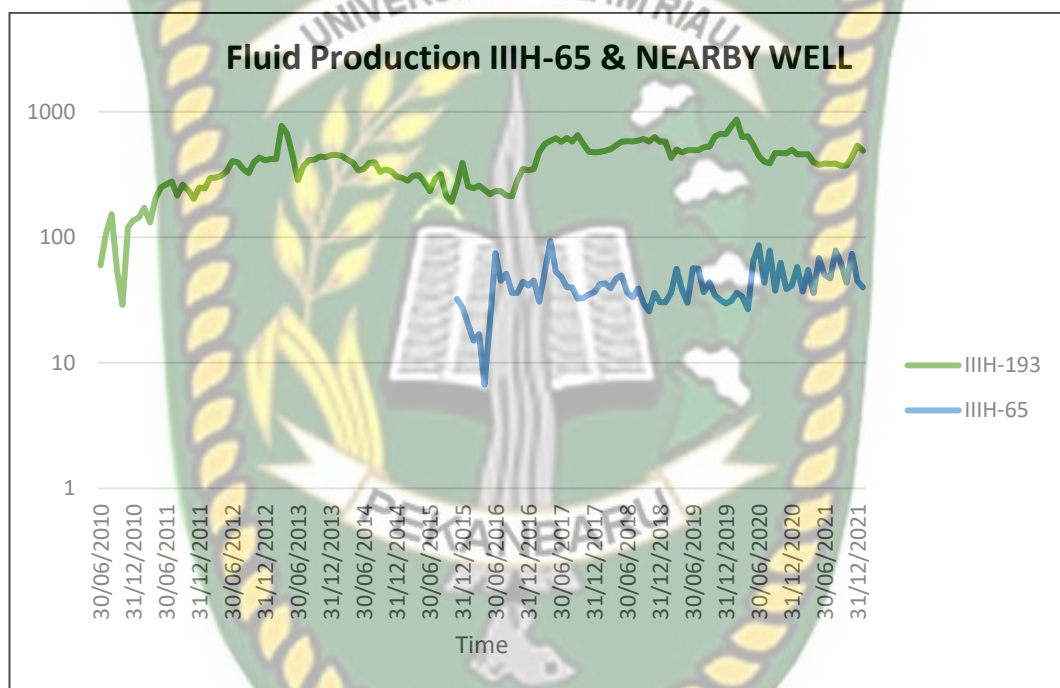
Dan untuk sumur IIIH-193 mulai diproduksi pada tahun 2010, memiliki produksi awal sebesar 21 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 163 BOPD, membutuhkan waktu 32 bulan untuk mencapai puncak produksi tersebut, Dari puncak produksi tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan yang memiliki produksi akhir sebesar 20 BOPD.

**Gambar 4. 12 Oil Production IIIH-65 & Nearby Well**

b. *Historical Fluid*

Sumur IIIH-65 memiliki produksi fluida awal sebesar 32 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 93 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 39 BFPD.

Sumur IIIH-193 memiliki produksi fluida awal sebesar 59 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 866 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 487 BFPD.



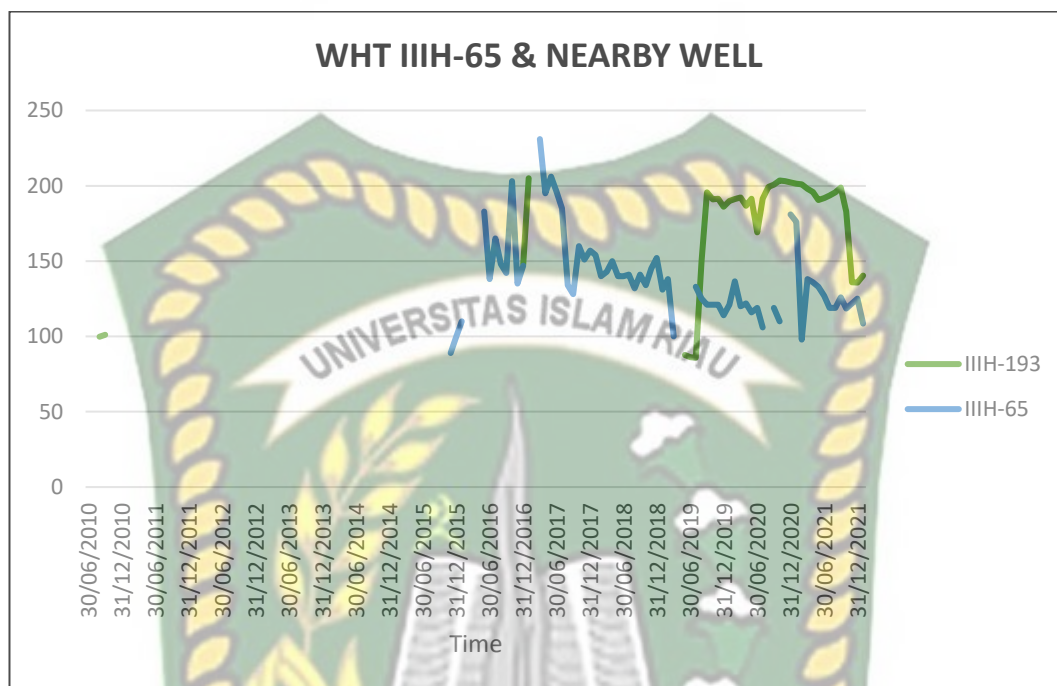
Gambar 4. 13 *Fluid Production IIIH-65 & Nearby Well*

c. *Historical WHT*

Temperature awal dari sumur **Sumur IIIH-65** adalah 89 degF dan temperatur rata-rata sumur ini adalah 138 degF, beberapa tahun terakhir, temperature dari sumur ini mengalami penurunan, temperature terakhir dari sumur ini adalah 108 degF. Ini menunjukkan bahwa sumur ini belum mendapatkan support injeksi steam dari sumur injector terdekat.

Dan untuk **sumur IIIH-193** memiliki temperature awal 99 degF dan memiliki temperatur rata-rata 173 degF. Ini menunjukkan bahwa sumur ini sudah

mendapat support injeksi steam dari sumur injector terdekat. Namun, beberapa tahun terakhir, temperature dari sumur ini mengalami penurunan. Temperature terakhir dari sumur ini adalah 140 degF.



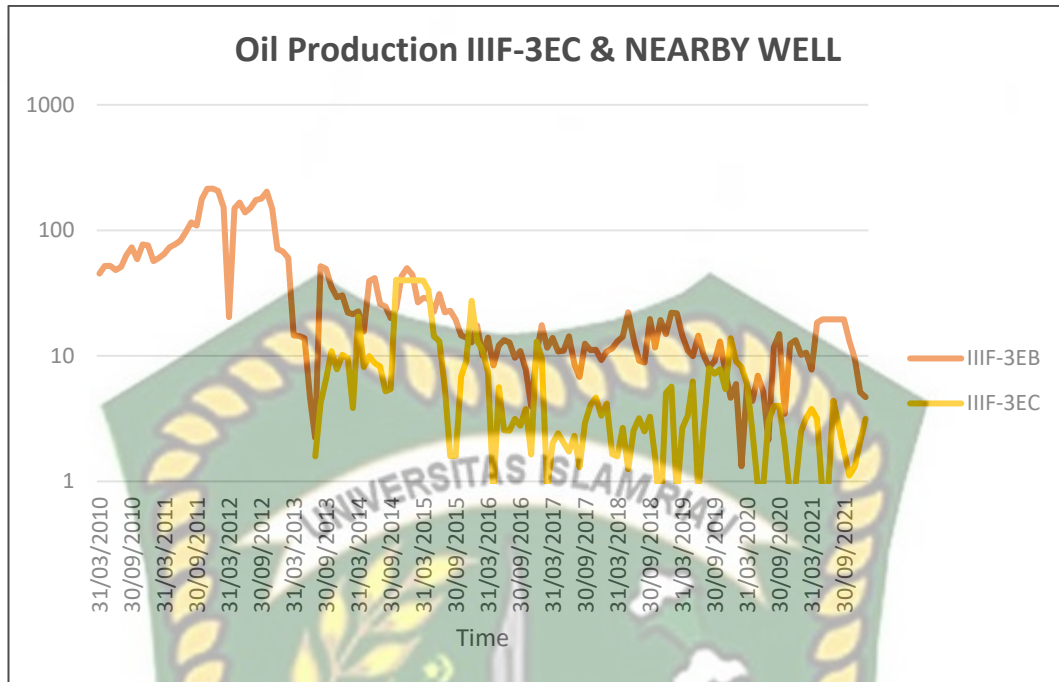
Gambar 4. 14 WHT IIH-65 & Nearby Well

4.6.1.2 IIIF-3EC & Nearby Well

a. Historical Oil

Sumur IIIF-3EC mulai diproduksi pada tahun 2013. Produksi minyak awal dari sumur ini adalah 1 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 40 BOPD. Dari puncak produksi tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan dengan jumlah produksi akhir sebesar 3 BOPD.

Sumur IIIF-3EB mulai diproduksi pada tahun 2010, memiliki produksi awal sebesar 45 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 214 BOPD, membutuhkan waktu 21 bulan untuk mencapai puncak produksi tersebut, Dari puncak produksi tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan yang memiliki produksi akhir sebesar 4 BOPD.

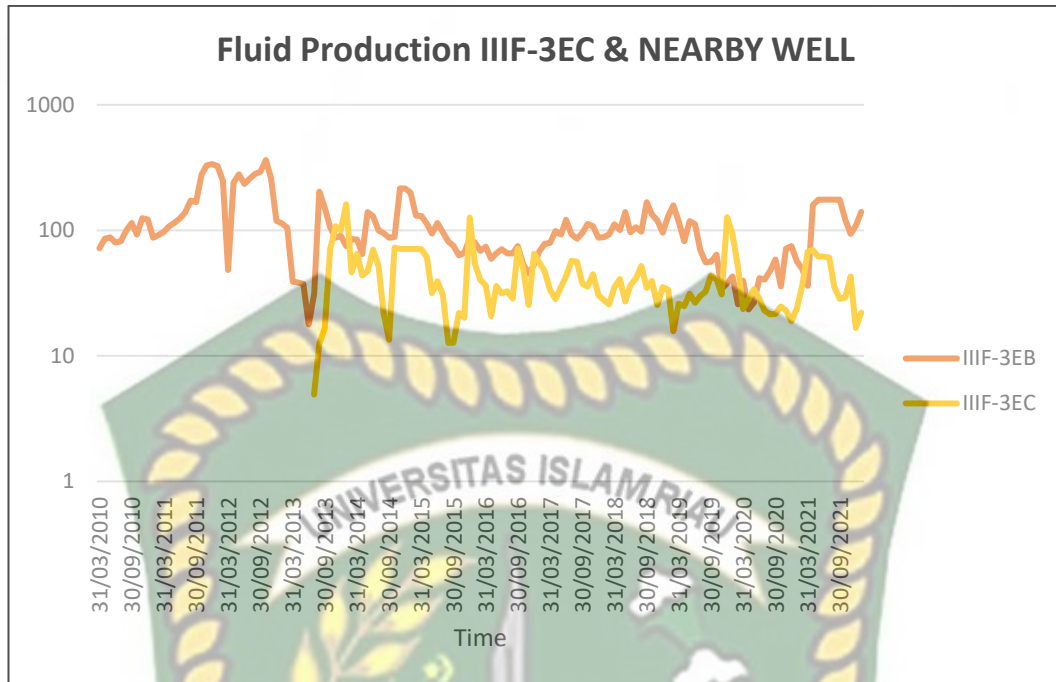


Gambar 4. 15 Oil Production IIIF-3EC & Nearby Well

b. *Historical Fluid*

Adapun sumur **IIIF-3EC** memiliki produksi fluida awal sebesar 4 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 161 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 22 BFPD

Sumur IIIF-3EB memiliki produksi fluida awal sebesar 72 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 362 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 140 BFPD.

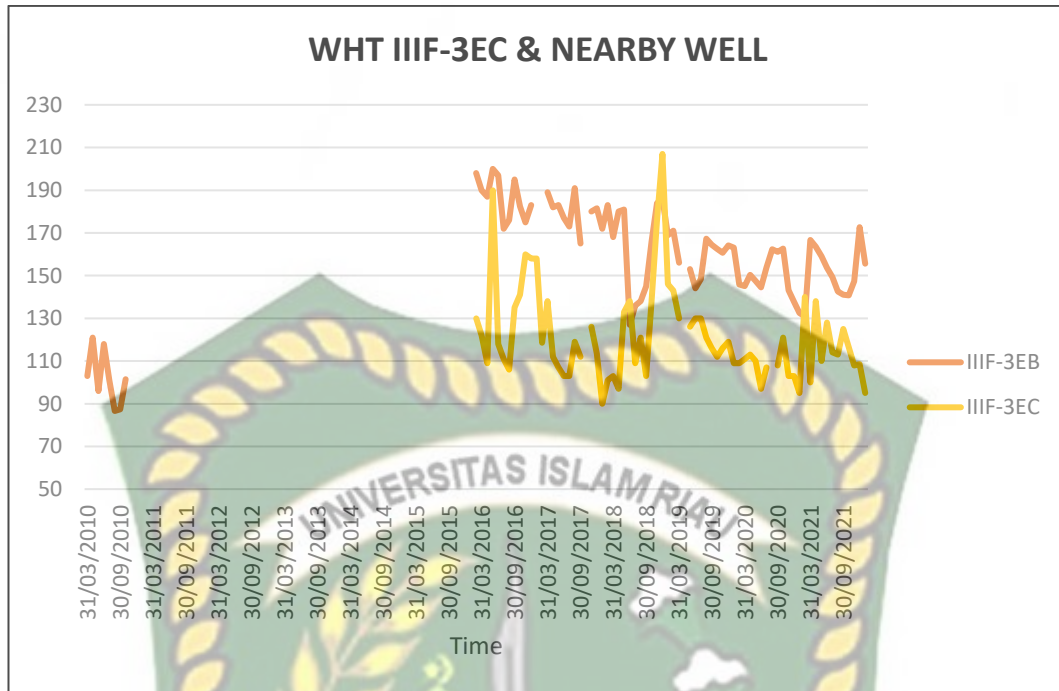


Gambar 4. 16 Fluid Production IIIF-3EC & Nearby Well

c. Historical WHT

Temperature awal dari sumur **IIIF-3EC** adalah 130 degF, sumur ini memiliki temperatur rata-rata dibawah 121 degF. Ini menunjukkan bahwa sumur ini belum mendapatkan *support* injeksi steam dari sumur injector terdekat. Beberapa tahun terakhir, temperature dari sumur ini mengalami penurunan. Temperature reakhir dari sumur ini adalah 95 degF.

Sumur IIIF-3EB memiliki temperature awal 103 degF dan memiliki temperatur rata-rata 157 degF. Temperatur terakhir dari sumur ini adalah 155 degF. Artinya sumur tersebut telah mendapat *support* injeksi steam dari sumur injektor terdekat.



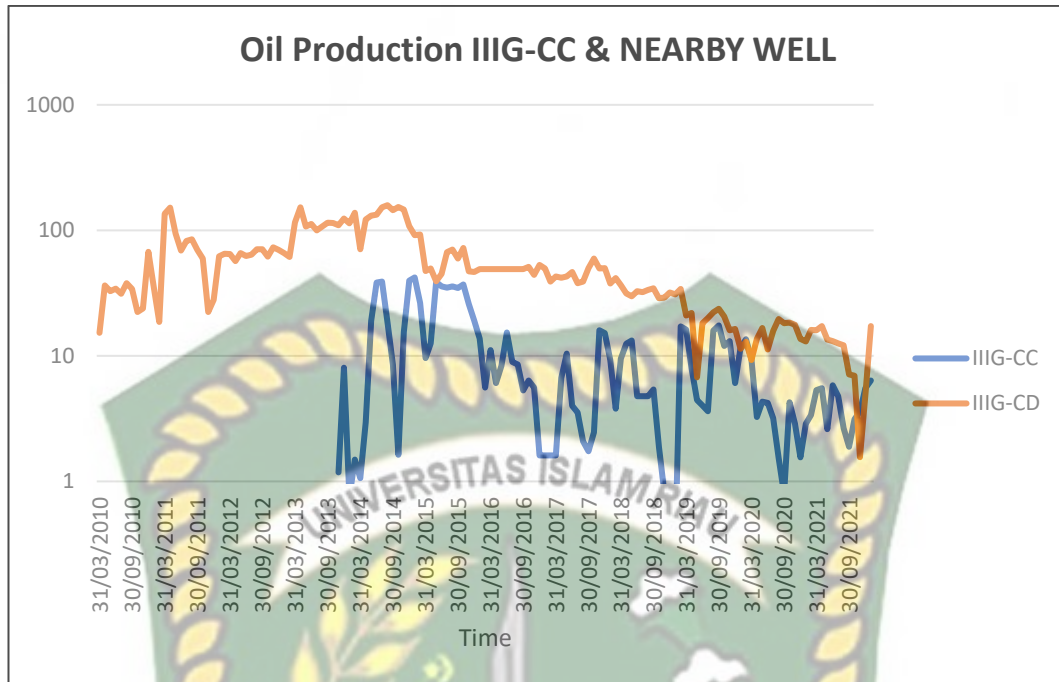
Gambar 4. 17 WHT IIIF-3EC & Nearby Well

4.6.1.3 IIIG-CC - *Nearby Well*

a. *Historical Oil*

Sumur IIIG-CC mulai diproduksi pada tahun 2013. Produksi minyak awal dari sumur ini adalah 1 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 42 BOPD. Sumur ini mencapai puncak produksi membutuhkan waktu selama 14 bulan. Dari puncak produksi minyak tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan yang memiliki produksi akhir sebesar 6 BOPD.

Sumur IIIG-CD mulai diproduksi pada tahun 2010 memiliki produksi awal sebesar 15 BOPD dan memiliki puncak produksi sebesar 158 BOPD, membutuhkan waktu 53 bulan untuk mencapai puncak produksi tersebut, Dari puncak produksi tersebut, produksi minyak dari sumur ini terus mengalami penurunan yang memiliki produksi akhir sebesar 17 BOPD.

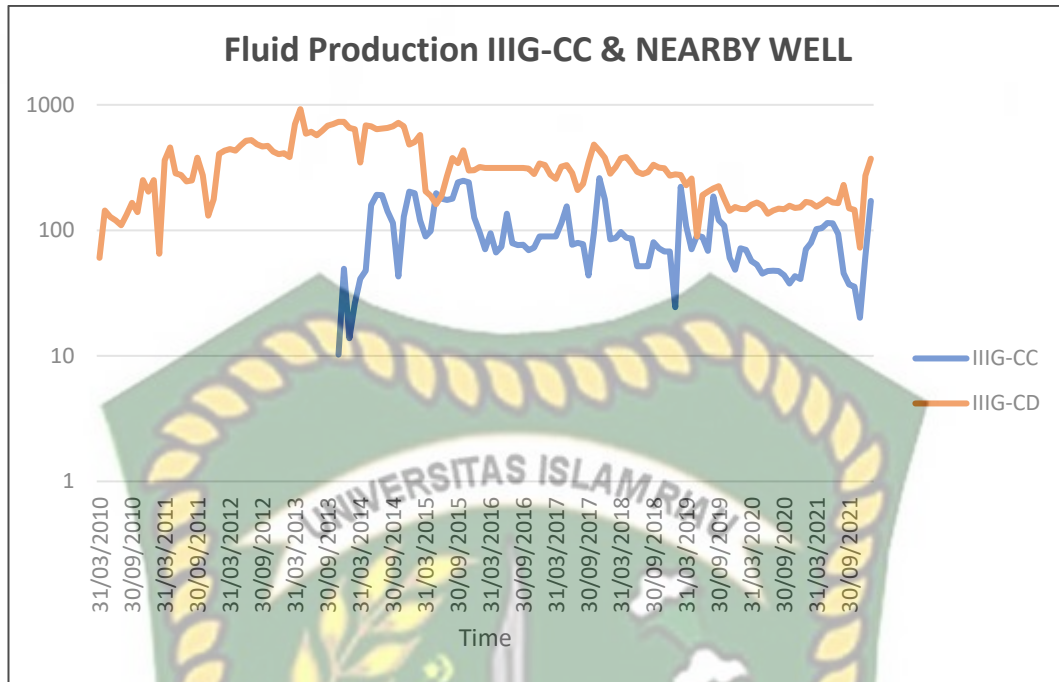


Gambar 4. 18 Oil Production IIIG-CC & Nearby Well

b. Historical Fluid

Adapun **sumur IIIG-CC** memiliki produksi fluida awal sebesar 10 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 260 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 171 BFPD

Adapun **sumur IIIG-CD** memiliki produksi fluida awal sebesar 60 BFPD dan memiliki puncak produksi sebesar 923 BFPD. Dari puncak produksi fluida tersebut, sumur ini terus mengalami penurunan dengan produksi fluida akhir dari sebesar 373 BFPD.

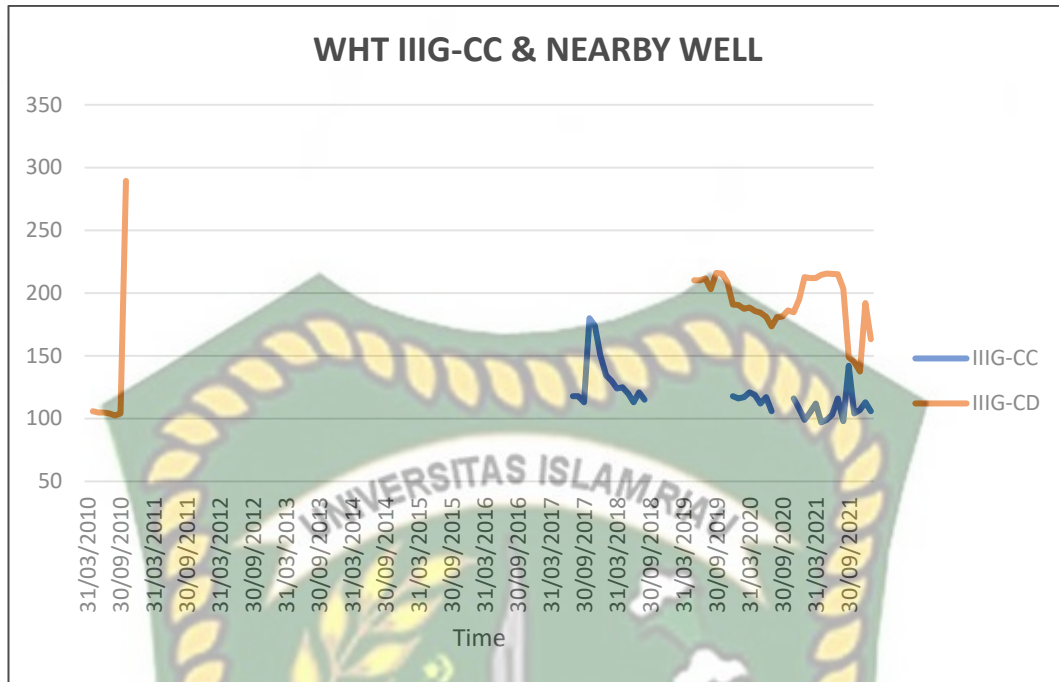


Gambar 4. 19 Fluid Production IIIG-CC & Nearby Well

c. Historical WHT

Temperatur awal dari sumur **IIIG-CC** adalah 118 degF dan memiliki temperatur rata-rata sebesar 121 degF. Beberapa tahun terakhir, temperatur dari sumur ini mengalami penurunan. Temperatur terakhir dari sumur ini adalah 106 degF.

Sumur IIIG-CD memiliki temperature awal 106 degF dan memiliki temperatur rata-rata 184 degF. Temperatur terakhir dari sumur ini adalah 163 degF. Artinya sumur tersebut telah mendapat *support* injeksi steam dari sumur injektor terdekat.



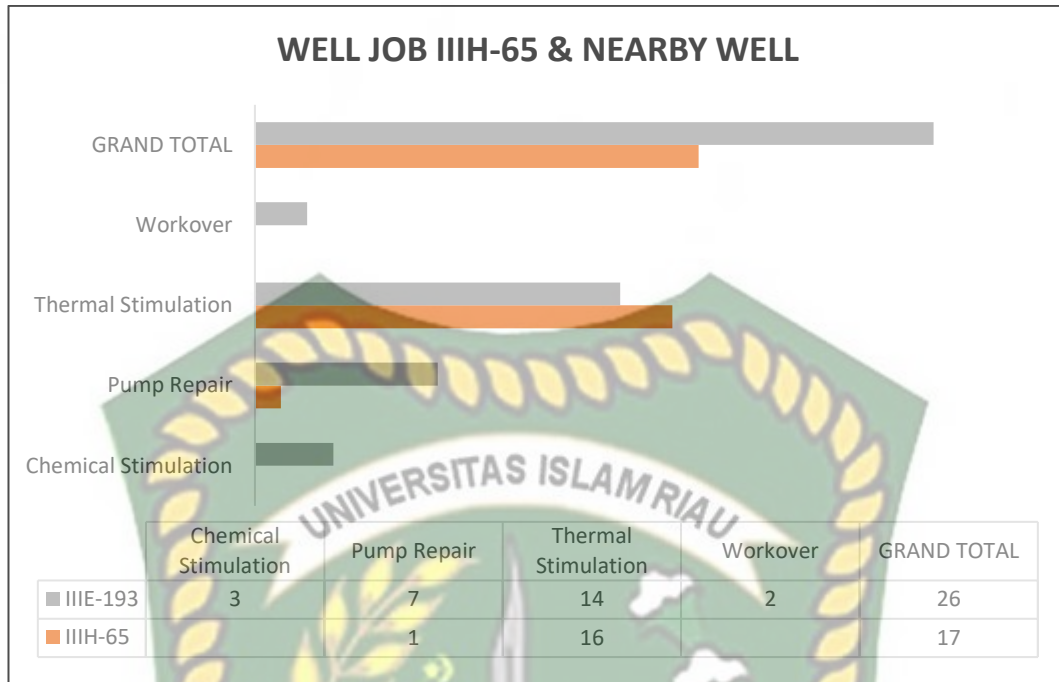
Gambar 4. 20 WHT IIIG-CC & Nearby Well

4.6.2 Well Job History

a. Sumur IIIH-65 & Nearby Well

Dari data *historical well job* yang dievaluasi, sumur yang paling sering mendapatkan program perbaikan didominasi oleh sumur IIIE-193 yang dilakukan sebanyak 26 kali. Dengan rincian *thermal stimulation* dilakukan 14 kali, *pump repair* 7 kali *chemical stimulation* 3 kali dan *workover* 2 kali

Sumur IIIH 65 merupakan sumur yang cukup sering dilakukannya perbaikan sumur dengan total 17 pekerjaan dengan rincian *thermal stimulation* dilakukan 16 kali dan *pump repair* 1 kali.

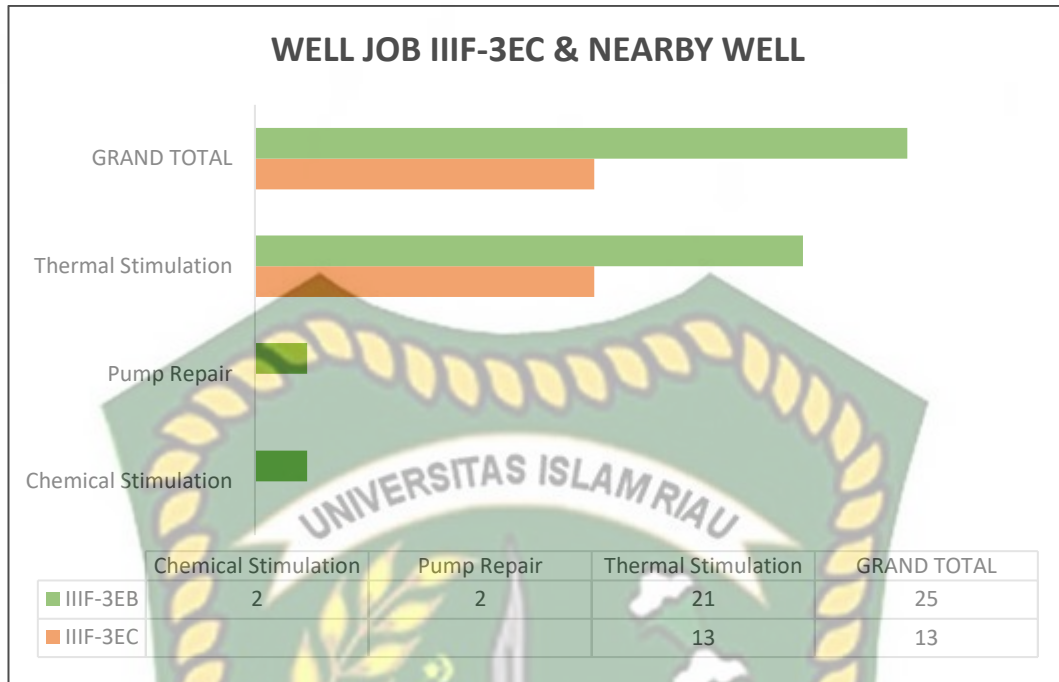


Gambar 4. 21 Well Job IIIH-65 & Nearby Well

b. Sumur IIIF-3EC & Nearby Well

Dari data *historical well job* yang dievaluasi, sumur yang paling sering mendapatkan program perbaikan didominasi oleh **sumur IIIF-3EB** dengan total program yang dilakukan sebanyak 25 kali. Dengan rincian *thermal stimulation* dilakukan 21 kali, *pump repair* 2 kali dan *chemical stimulation* 2 kali

Sepanjang **sumur IIIF-3EC** diproduksi sumur ini hanya pernah dilakukan program *thermal stimulation* sebanyak 13 kali.

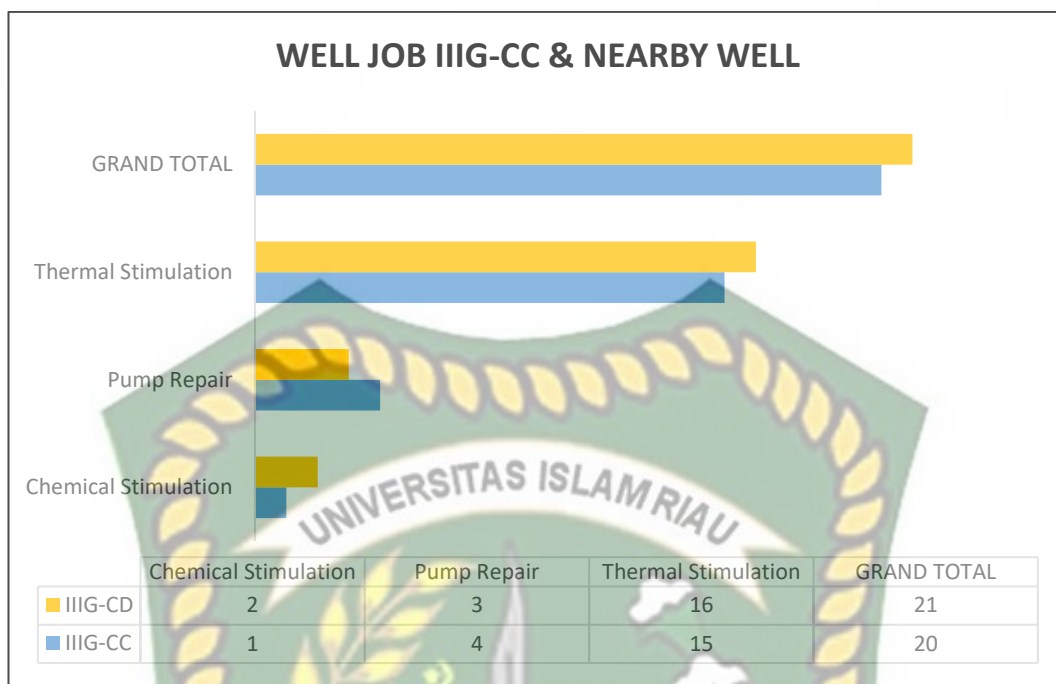


Gambar 4. 22 *Well Job IIIF-3EC & Nearby Well*

c. Sumur IIIG-CC & Nearby Well

Dari data *historical well job* yang dievaluasi, sumur yang paling sering mendapatkan program perbaikan didominasi oleh sumur IIIG-CD yang dilakukan sebanyak 21 kali. Dengan rincian *thermal stimulation* dilakukan 16 kali, *pump repair* 3 kali dan *chemical stimulation* 2 kali.

Sumur IIIG-CC merupakan sumur ke-2 yang cukup sering dilakukannya perbaikan sumur dengan total 20 pekerjaan dengan rincian *thermal stimulation* 15 kali, *pump repair* 4 kali dan *chemical stimulation* 1 kali.



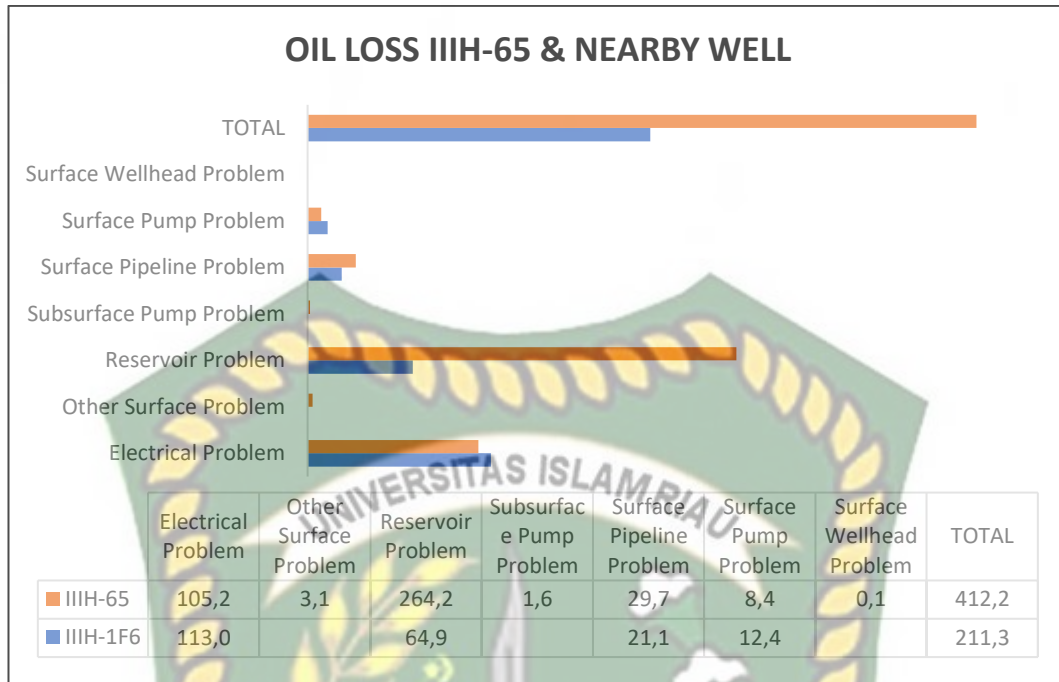
Gambar 4. 23 Well Job IIIG-CC & Nearby Well

4.6.3 Well Problem & Oil Loss

a. Sumur IIIH-65 & Nearby Well

Dari data *well problem* dan *oil loss* yang dievaluasi, sumur yang paling banyak kehilangan produksi yang diakibatkan oleh *down*-nya sumur tersebut didominasi oleh sumur IIIH-193 dengan total hilangnya produksi sebanyak 8834 bbl. Dengan rincian kehilangan produksi *surface wellhead problem* sebanyak 4508 bbl, *subsurface pump problem* sebanyak 1923 bbl, *surface pipeline problem* sebanyak 1538 bbl, *surface pump problem* 573 bbl, *reservoir problem* 192 bbl, *electrical problem* 84 bbl dan *other surface problem* sebanyak 14 bbl.

Sumur IIIH-65 merupakan sumur yang cukup banyak kehilangan produksi yang diakibatkan oleh *down*-nya sumur tersebut dengan total hilangnya produksi sebanyak 412 bbl. Dengan rincian kehilangan produksi *reservoir problem* sebanyak 264 bbl, *electrical problem* sebanyak 105 bbl, *surface pipeline problem* sebanyak 29 bbl, *surface pump problem* 8 bbl, *other surface problem* sebanyak 3 bbl, *subsurface pump problem* sebanyak 1 bbl dan *surface wellhead problem* sebanyak 0,1 bbl.

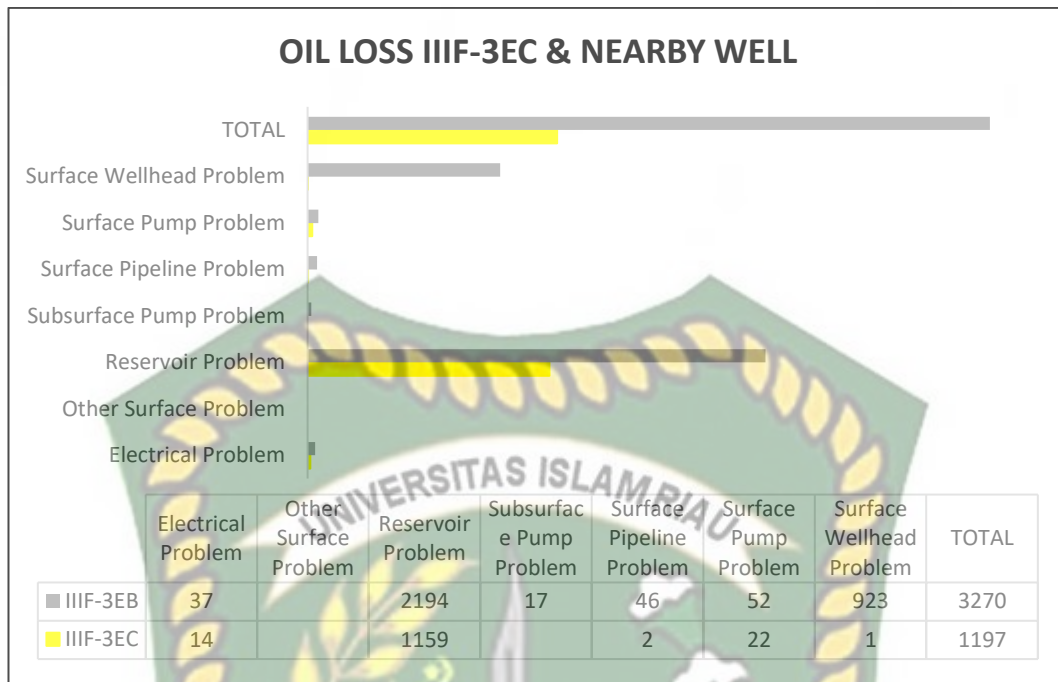


Gambar 4. 24 Oil Loss IIIH-65 & Nearby Well

b. Sumur IIIF-3EB & Nearby Well

Sumur IIIF-3EB merupakan sumur yang cukup banyak kehilangan produksi yang diakibatkan oleh *down*-nya sumur tersebut dengan total hilangnya produksi sebanyak 3270 bbl. Dengan rincian kehilangan produksi *reservoir problem* sebanyak 2194 bbl, *surface wellhead problem* 923 bbl, *surface pump problem* 52 bbl, *surface pipeline problem* sebanyak 46 bbl, *electrical problem* sebanyak 37 bbl, *subsurface pump problem* sebanyak 17 bbl.

Untuk sumur IIIF-3EC merupakan sumur sedikit mengalami kehilangan produksi dibandingkan dengan *nearby well* yang diakibatkan oleh *down*-nya sumur, yaitu dengan total kehilangan produksi sebanyak 1997 bbl. Dengan rincian *reservoir problem* 1159 bbl, *surface pump problem* 22 bbl, *electrical problem* 14 bbl, *surface pipeline problem* sebanyak 2 bbl dan *surface wellhead problem* sebanyak 1 bbl.

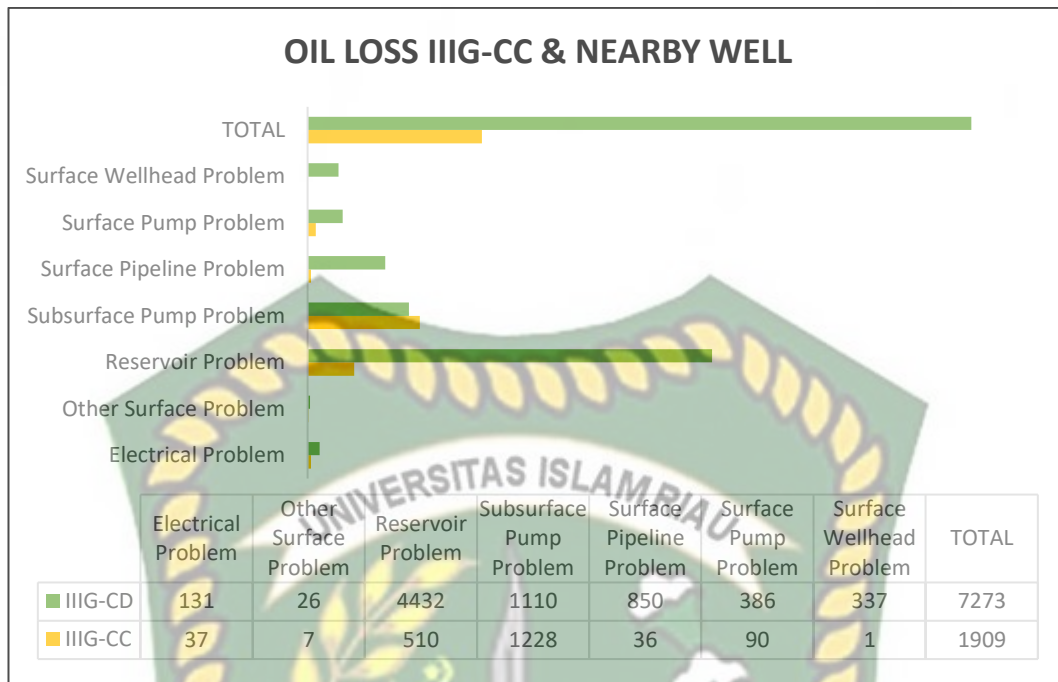


Gambar 4. 25 Oil Loss IIIF-3EC & Nearby Well

c. Sumur IIIG-CC & *Nearby Well*

Dari data *well problem* dan *oil loss* yang dievaluasi, sumur yang paling banyak kehilangan produksi yang diakibatkan oleh *down*-nya sumur tersebut didominasi oleh **sumur IIIG-CD** dengan total hilangnya produksi minyak sebanyak 7273 bbl. Dengan rincian kehilangan produksi *reservoir problem* sebanyak 4432 bbl, *subsurface pump problem* sebanyak 1110 bbl, *surface pipeline problem* sebanyak 850 bbl, *surface pump problem* sebanyak 386 bbl, *surface wellhead problem* 337 bbl, *electrical problem* 131 bbl dan *other surface problem* sebanyak 26 bbl.

Sumur IIIG-CC merupakan sumur yang cukup banyak kehilangan produksi yang diakibatkan oleh *down*-nya sumur tersebut dengan total hilangnya produksi sebanyak 1909 bbl. Dengan rincian kehilangan produksi *subsurface pump problem* sebanyak 1228 bbl, *reservoir problem* sebanyak 510 bbl, *surface pump problem* 90 bbl, *electrical problem* sebanyak 37 bbl, *surface pipeline problem* sebanyak 36 bbl, *other surface problem* sebanyak 7 bbl dan *surface wellhead problem* 1 bbl.



Gambar 4. 26 Oil Loss IIIG-CC & Nearby Well

4.7 Identifikasi Permasalahan

4.7.1 Sumur IIIG-65

Setelah dievaluasi terlihat permasalahan yang dialami sumur IIIG-65 sehingga menyebabkan sumur tersebut *underperforming* adalah sumur tersebut tidak pernah mendapatkan *support* atau rangsangan dari *thermal stimulation* yang pernah dilakukan. Dari awal produksi tahun 2015 hingga 2022 sumur IIIG-65 mendapatkan injeksi *steam* dengan frekuensi 16 kali, jumlah tersebut terhitung lebih banyak dibandingkan dengan *nearby well*, yaitu sumur IIIG-193 yang hanya pernah dilakukan injeksi *steam* dengan frekuensi 14 kali dari tahun 2010 hingga 2022. Namun sumur IIIG-65 memiliki temperatur yang lebih rendah dibandingkan dengan *nearby well* tersebut, temperatur sumur IIIG-65 rata-rata dibawah 150 degF yang termasuk temperatur yang rendah sehingga minyak dari sumur tersebut tidak bisa mengalir ke permukaan.

4.7.2 Sumur IIIF-3EC

Setelah dievaluasi, terlihat permasalahan yang dialami sumur IIIF-3EC sehingga menyebabkan sumur tersebut *underperforming* adalah sumur tersebut

tidak pernah mendapatkan support atau rangsangan dari thermal *stimulation* yang pernah dilakukan, temperatur sumur ini rata-rata dibawah 120 degF yang termasuk temperatur yang rendah sehingga minyak dari sumur tersebut tidak bisa mengalir ke permukaan.

4.7.3 Sumur IIIG-CC

Setelah dievaluasi, terlihat permasalahan yang dialami sumur IIIG-CC sehingga menyebabkan sumur tersebut underperforming adalah sumur tersebut tidak pernah mendapatkan support atau rangsangan dari thermal *stimulation* yang pernah dilakukan, sumur ini memiliki temperatur rata-rata dibawah 121 degF yang termasuk temperatur yang rendah sehingga minyak dari sumur tersebut tidak bisa mengalir ke permukaan.

Dan terlihat pada *drilling report* bahwa sumur IIIG-CC pada saat DOC dari kedalaman 400 ft hingga 426 ft ditemukan terjadinya *loss circulation* sebagian 2,4 BBL/MNT. Sumur IIIG-CC terindikasi mengalami kerusakan formasi. *Loss circulation* sendiri merupakan masalah utama yang dihadapi dalam proses pemboran dan didefinisikan sebagai kehilangan dari keseluruhan atau sebagian lumpur pemboran yang masuk ke formasi hal ini menyebabkan tersumbatnya porositas batuan sehingga mengurangi permeabilitas dari formasi tersebut dan terlihat dari *well job history* sumur ini belum pernah dilakukannya stimulasi sumur.

4.8 Rekomendasi Solusi

Sumur	Permasalahan	Rekomendasi Solusi
1. IIIG-65	<i>Low temperature</i>	Solusi Jangka Pendek Mengganti metode stimulasi thermal yang dilakukan dari <i>steam flood</i> ke <i>cyclic steam stimulation</i> dengan frekuensi yang lebih sering lagi sehingga dapat merangsang area disekitar sumur tersebut dan mengurangi viskositas

		minyak sehingga dapat mengalir (Mahdavi & Zebarjad, 2018) (J. J. Sheng, 2013). • Solusi Jangka Panjang Memodifikasi strategi stimulasi di area sumur tersebut dengan memperhitungkan faktor keekonomian
2. IIIF-3EC	<i>Low temperature</i>	• Solusi Jangka Pendek Mengganti metode stimulasi <i>thermal</i> yang dilakukan dari <i>steam flood</i> ke <i>cyclic steam stimulation</i> dengan frekuensi yang lebih sering lagi sehingga dapat merangsang area disekitar sumur tersebut dan mengurangi viskositas minyak sehingga dapat mengalir (Mahdavi & Zebarjad, 2018) (J. J. Sheng, 2013). • Solusi Jangka Panjang Memodifikasi strategi stimulasi di area sumur tersebut dengan memperhitungkan faktor keekonomian
3. IIIG-CC	a. <i>Low Temperature</i> b. <i>Formation damage diakibatkan loss circulation pada saat pemboran</i>	a. <i>Low Temperature</i> • Solusi Jangka Pendek Mengganti metode stimulasi <i>thermal</i> yang dilakukan dari <i>steam flood</i> ke <i>cyclic steam stimulation</i> dengan frekuensi yang lebih sering lagi sehingga dapat merangsang area disekitar sumur tersebut dan mengurangi viskositas minyak sehingga dapat mengalir (Mahdavi & Zebarjad, 2018) (J. J. Sheng, 2013).

		• Solusi Jangka Panjang Memodifikasi strategi stimulasi di area sumur tersebut dengan memperhitungkan faktor keekonomian b. Mencoba dengan melakukan <i>matrix acidizing</i> untuk meningkatkan atau memulihkan permeabilitas daerah yang sangat dekat dengan lubang sumur dan memperbesar pori dengan menghilangkan kerusakan permeabilitas formasi yang diakibatkan oleh <i>loss circulation</i> pada pekerjaan pengeboran (King, 1986) (Williams et al., 1979).
--	--	---

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

5.1.1 Penyebab Underperforming

- a. Sumur **IIIH-65** dan sumur **IIIF-3EC** *underperforming* dikarenakan sumur-sumur tersebut tidak pernah mendapatkan *support* atau rangsangan dari *thermal stimulation* yang pernah dilakukan, sehingga mengalami *low temperature* dan fluida yang viskositasnya tinggi tidak dapat mengalir.
- b. Untuk sumur **IIIG-CC** *underperforming* dikarenakan sumur-sumur tersebut tidak pernah mendapatkan *support* atau rangsangan dari *thermal stimulation* yang pernah dilakukan, sehingga mengalami *low temperature* dan fluida yang viskositasnya tinggi tidak dapat mengalir dan pada *drilling report* terlihat sumur ini terindikasi mengalami kerusakan formasi yang diakibatkan oleh *loss circulation* yang menyebabkan tersumbatnya porositas batuan sehingga mengurangi permeabilitas dari formasi tersebut.

5.1.2 Rekomendasi Solusi

- a. Untuk permasalahan *low temperatur*, solusi jangka pendek mengganti metode stimulasi thermal yang dilakukan dari *steam flood* ke *cyclic steam stimulation* dengan frekuensi yang lebih sering lagi sehingga dapat merangsang area disekitar sumur tersebut agar fluida yang viskositasnya tinggi dapat mengalir. Solusi jangka panjang, memodifikasi strategi stimulasi di area sumur tersebut dengan memperhitungkan faktor keekonomian
- b. Mencoba dengan melakukan *matrix acidizing* untuk meningkatkan atau memulihkan permeabilitas daerah yang sangat dekat dengan lubang sumur dan memperbesar pori dengan menghilangkan kerusakan permeabilitas formasi yang diakibatkan oleh *loss circulation* pada pekerjaan pengeboran.

5.2 Saran

Untuk penelitian selanjutnya disarankan untuk melakukan *treatment* pada sumur *underperforming* berdasarkan solusi yang diberikan



DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Arora, J. S. (2012). Chapter 20 - Additional Topics on Optimum Design. In J. S. Arora (Ed.), *Introduction to Optimum Design (Third Edition)* (Third Edit, pp. 731–784). Academic Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-381375-6.00029-2>
- Barth-Nahtilan, E., & Saiers, J. E. (2015). 11.16 - Unconventional Fossil Fuel Reservoirs and Water Resources. In G. Schubert (Ed.), *Treatise on Geophysics (Second Edition)* (Second Edi, pp. 557–570). Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53802-4.00202-5>
- Civan, F. (2015). *Reservoir formation damage*. Gulf Professional Publishing.
- Dimri, V. P., Srivastava, R. P., & Vedanti, N. (2012). Chapter 5 - Reservoir Geophysics: Some Basic Concepts. In V. P. Dimri, R. P. Srivastava, & N. Vedanti (Eds.), *Fractal Models in Exploration Geophysics* (Vol. 41, pp. 89–118). Pergamon. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-045158-9.00005-1>
- Dove, J., & Smith, Z. D. (2016). *Using Sucker Rod Pump Repair Data to Optimize Rod Lift Design*. Day 2 Wed,. <https://doi.org/10.2118/181211-MS>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Chapter 16 - Sucker Rod Pumping. In B. Guo, X. Liu, & X. Tan (Eds.), *Petroleum Production Engineering (Second Edition)* (Second Edi, pp. 515–548). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00016-7>
- Hein Jr., N. W. (1996). Beam-Pumping Operations: Problem Solving and Technology Advancements. *Journal of Petroleum Technology*, 48(04), 330–336. <https://doi.org/10.2118/36163-JPT>
- Herawati, I., & Novrianti, N. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur# H Dan# P Dengan Perencanaan Stimulasi

Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih). *Journal of Earth Energy Engineering*, 4(2), 1–14.

Hoffmann, J., Mao, Y., Wesley, A., & Taylor, A. (2018). *Sequence Mining and Pattern Analysis in Drilling Reports with Deep Natural Language Processing*. Day 3 Wed., <https://doi.org/10.2118/191505-MS>

Ishaq, A. M. (2013). Peranan data penilaian formasi untuk meminimasi kerusakan formasi akibat aktivitas pemboran. *Swara Patra*, 3(3).

King, G. E. (1986). Acidizing Concepts - Matrix vs. Fracture Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 38(05), 507–508. <https://doi.org/10.2118/15279-PA>

Krueger, R. F. (1988). *An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: An Update*. All Days. <https://doi.org/10.2118/17459-MS>

Mahdavi, E., & Zebajad, F. S. (2018). *Chapter Two - Screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Methods* (A. B. T.-F. of E. O. and G. R. from C. and U. R. Bahadori (ed.); pp. 41–59). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813027-8.00002-3>

Meyer, R. F., & Attanasi, E. D. (2003). Heavy oil and natural bitumen-strategic petroleum resources. *World*, 434, 650–657.

Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1–7.

Puthalath, R., Murthy, C. S. N., & Surendranathan, A. O. (2012). Reservoir formation damage during various phases of oil and gas recovery- an overview. *International Journal of Earth Sciences and Engineering*, 5, 224–231.

Radwan, A. E., Abudeif, A., & Attia, M. M. (2019). *Formation Damage Diagnosis, Application on Hammam Faraun Reservoir: A Case Study, Gulf*

of Suez, Egypt. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.22352.66569>

Ridzuan, N., Adam, F., & Yaacob, Z. (2016). Evaluation of the inhibitor selection on wax deposition for Malaysian crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 34(4), 366–371.

Sheng Chen, G., & Liu, X. (2016). Chapter 5 - Friction Dynamics of Oil-Well Drill Strings and Sucker Rods. In G. Sheng Chen & X. Liu (Eds.), *Friction Dynamics* (pp. 211–246). Woodhead Publishing.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100285-8.00005-5>

Sheng, J. J. (2013). *Chapter 16 - Cyclic Steam Stimulation* (J. J. B. T.-E. O. R. F. C. S. Sheng (ed.); pp. 389–412). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00016-6>

Stewart, M. (2019). 6 - Special purpose pumps. In M. Stewart (Ed.), *Surface Production Operations* (pp. 441–455). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809895-0.00006-5>

Tacq, J. (2010). *The Normal Distribution and its Applications* (P. Peterson, E. Baker, & B. B. T.-I. E. of E. (Third E. McGaw (eds.); pp. 467–473). Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-044894-7.01563-3>

Takacs, G. (2015). *Chapter 1 - Introduction to Sucker-Rod Pumping* (G. B. T.-S.-R. P. H. Takacs (ed.); pp. 1–12). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417204-3.00001-7>

Williams, B. B., Gidley, J. L., & Schechter, R. S. (1979). *Acidizing fundamentals*.

Xiong, H., & Holditch, S. A. (1995). *A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type And Fluid Selection*. All Days. <https://doi.org/10.2118/29531-MS>

Yang, Z. (2019). *Predicting and Applying Wellhead Temperatures for Steamflood Field Operation and Production Performance Monitoring*. Day 2 Wed., <https://doi.org/10.2118/195333-MS>