

**ANALISIS KEBERHASILAN STIMULASI ASAM METODE
BULLHEAD PADA AREA X LAPANGAN HEAVY OIL PT.
CHEVRON PACIFIC INDONESIA**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

OLEH
MUHAMMAD AULIA FAJRI
133210692



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. Novrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. PT. CPI yang telah memberikan kesempatan untuk melakukan penelitian tugas akhir ini.
3. 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.
4. Orang tua, istri dan anak, serta keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, Agustus 2020

Muhammad Aulia Fajri

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
RINGKASAN	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR SINGKATAN.....	xii
DAFTAR SIMBOL.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	1
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 Acidizing.....	3
2.1.1 Pengasaman Matriks (<i>Matrix Acidizing</i>)	3
2.1.2 Perekahan Asam (<i>Acid Fracturing</i>)	3
2.1.3 Pencucian Dengan Asam (<i>Acid Washing</i>)	4
2.2 Tahap Acidizing Treatment	4
2.2.1 Preflush	4
2.2.2 Main Acid	4
2.2.3 Overflush	4
2.3 Operasi Stimulasi <i>Acid Washing</i>	5

2.3.1 Metode <i>Coiled Tubing</i>	5
2.3.2 Metode <i>Bullhead</i>	6
2.4 Parameter Desain Acidizing Treatment.....	7
2.4.1 Menentukan Besarnya Harga Tekanan Rekah Formasi	7
2.4.2 Penentuan Tekanan Injeksi Asam Maksimum	7
2.4.3 Penentuan Volume Injeksi Asam	7
2.5 Al-Quran dan Minyak Bumi	8
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	9
3.1 Metodologi Penelitian.....	9
3.2 Alur Penelitian	10
3.3 Jadwal Penelitian	11
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	12
4.1 Perbandingan Oil Gain	13
4.1.1 <i>Average Pump Fillage</i>	14
4.1.2 <i>Average Wellhead Temperature (WHT)</i>	15
4.1.3 <i>Scale Index</i>	17
4.1.4 <i>Acid Rank</i>	18
4.1.5 <i>Delta Days to Previous Acid</i>	20
4.1.6 <i>Delta with Surrounding</i>	21
4.1.7 <i>Hydrocarbon Pore Thickness</i>	23
4.2 Evaluasi Kegagalan	24
4.2.1 Sumur MAF-03.....	25
4.2.1.1 Produksi	25
4.2.1.2 Kinerja Pompa	26
4.2.1.3 <i>Well Schematic</i> dan <i>Logging</i>	26
4.2.1.4 Penyebab Kegagalan dan Rekomendasi	28
4.2.2 Sumur MAF-06.....	28
4.2.2.1 Produksi	28
4.2.2.2 Kinerja Pompa	29
4.2.2.3 <i>Well Schematic</i> dan <i>Logging</i>	30
4.2.2.4 Penyebab Kegagalan dan Rekomendasi	31

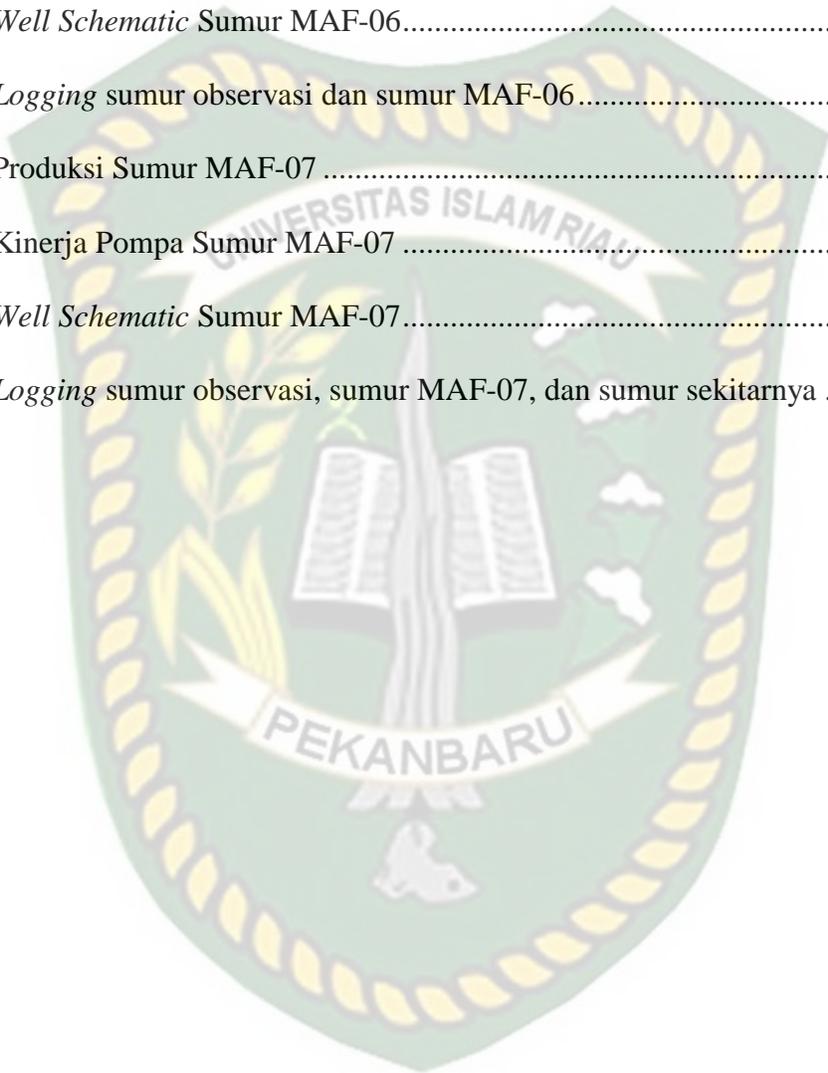
4.2.3 Sumur MAF-07	32
4.2.3.1 Produksi	32
4.2.3.2 Kinerja Pompa	33
4.2.3.3 <i>Well Schematic</i> dan <i>Logging</i>	34
4.2.3.4 Penyebab Kegagalan dan Rekomendasi	35
4.3 <i>Screening Criteria</i> untuk Pemilihan Kandidat	36
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	37
5.1 Kesimpulan	37
5.2 Saran	37
DAFTAR PUSTAKA	38



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Skema Metode <i>Coil Tubing</i>	5
Gambar 2.2 Skema Metode <i>Bullhead Acid</i>	6
Gambar 3.1 Alur Penelitian	10
Gambar 4.1 Area vs Jumlah <i>Acidizing Job</i>	13
Gambar 4.2 Perbandingan Besaran Produksi Sumur Sebelum vs Sesudah Pekerjaan Stimulasi	13
Gambar 4.3 Perbandingan antara <i>Average Pump Fillage</i> vs <i>Oil Gain</i>	14
Gambar 4.4 Perbandingan antara <i>Average Pump Fillage</i> vs <i>Fluid Gain</i>	15
Gambar 4.5 Perbandingan antara <i>Average WHT</i> vs <i>Oil Gain</i>	16
Gambar 4.6 Perbandingan antara <i>Average WHT</i> vs <i>Fluid Gain</i>	16
Gambar 4.7 Perbandingan antara <i>Scale Index</i> vs <i>Oil Gain</i>	17
Gambar 4.8 Perbandingan antara <i>Scale Index</i> vs <i>Fluid Gain</i>	18
Gambar 4.9 Perbandingan antara <i>Acid Rank</i> vs <i>Oil Gain</i>	19
Gambar 4.10 Perbandingan antara <i>Acid Rank</i> vs <i>Fluid Gain</i>	20
Gambar 4.11 Perbandingan antara <i>Delta Days to Previous Acid</i> vs <i>Oil Gain</i>	20
Gambar 4.12 Perbandingan antara <i>Delta Days to Previous Acid</i> vs <i>Fluid Gain</i>	21
Gambar 4.13 Perbandingan antara <i>Delta with Surrounding</i> vs <i>Oil Gain</i>	22
Gambar 4.14 Perbandingan antara <i>Delta with Surrounding</i> vs <i>Fluid Gain</i>	22
Gambar 4.15 Perbandingan antara HPT vs <i>Oil Gain</i>	23
Gambar 4.16 Perbandingan antara HPT vs <i>Fluid Gain</i>	24
Gambar 4.17 Produksi Sumur MAF-03	25
Gambar 4.18 Kinerja Pompa Sumur MAF-03	26

Gambar 4.19	<i>Well Schematic</i> Sumur MAF-03.....	26
Gambar 4.20	<i>Logging</i> sumur observasi, sumur MAF-03, dan sumur sekitarnya	27
Gambar 4.21	Produksi Sumur MAF-06	28
Gambar 4.22	Kinerja Pompa Sumur MAF-06	29
Gambar 4.23	<i>Well Schematic</i> Sumur MAF-06.....	30
Gambar 4.24	<i>Logging</i> sumur observasi dan sumur MAF-06.....	31
Gambar 4.25	Produksi Sumur MAF-07	32
Gambar 4.26	Kinerja Pompa Sumur MAF-07	33
Gambar 4.27	<i>Well Schematic</i> Sumur MAF-07.....	34
Gambar 4.28	<i>Logging</i> sumur observasi, sumur MAF-07, dan sumur sekitarnya	34



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian11

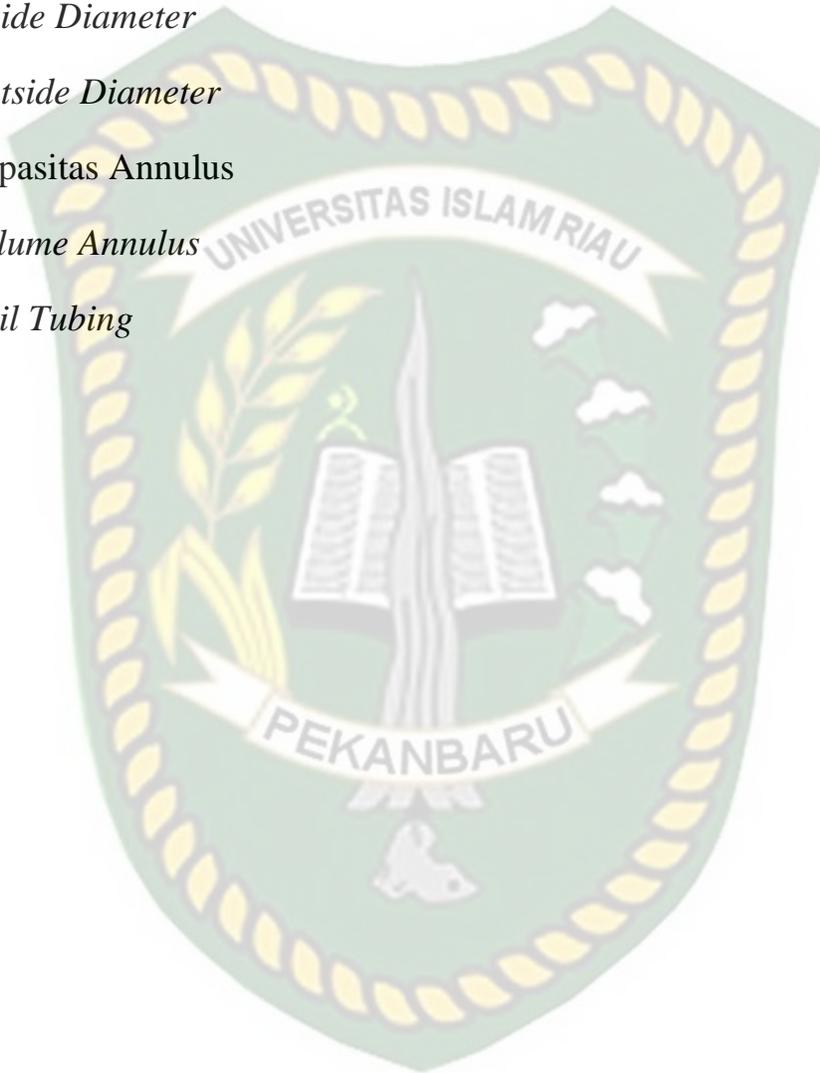
Tabel 4.1 Kriteria Pemilihan Kandidat *Acidizing Bullhead*.....36



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

BOPD	<i>Barrel Oil per Day</i>
BFPD	<i>Barrel Fluid per Day</i>
ID	<i>Inside Diameter</i>
OD	<i>Outside Diameter</i>
KA	Kapasitas Annulus
VA	<i>Volume Annulus</i>
CT	<i>Coil Tubing</i>



DAFTAR SIMBOL

ρ Densitas



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS KEBERHASILAN STIMULASI ASAM METODE BULLHEAD PADA AREA X LAPANGAN HEAVY OIL PT. CHEVRON PACIFIC INDONESIA

MUHAMMAD AULIA FAJRI
133210692

ABSTRAK

Heavy oil merupakan minyak dengan *viskositas* tinggi sehingga sangat sulit mengalir ke permukaan. Maka dilakukan *steam flood* agar *heavy oil* dapat diproduksi. Uap panas yang bertemu dengan *heavy oil* sedikit banyaknya pasti akan menyebabkan adanya *scale* di sekitar lubang sumur sehingga menurunkan laju produksi fluida. Pada Area X ini, dari data produksi beberapa sumur, terjadi penurunan produksi sekitar 15% dari hasil uji produksi sebelumnya, sementara di satu sisi tidak ada indikasi kerusakan pada pompa. Sehingga dapat terkonfirmasi bahwa penurunan laju alir terjadi disebabkan adanya penyumbatan pada formasi oleh *scale*. Untuk membersihkan *scale* tersebut maka dilakukan pekerjaan *acidizing*. Untuk penelitian ini, metode pekerjaan *acid washing* menggunakan metode *bullhead*. Tahapan evaluasi terlebih dahulu dimulai ada skala lapangan. Selanjutnya pada beberapa sumur menggunakan data produksi, kinerja pompa, dan logging. Setelah dievaluasi akan diketahui tingkat keberhasilan stimulasi yang dilakukan dan yang menjadi penyebab tidak berhasilnya stimulasi pada beberapa sumur lainnya, maka diberikan rekomendasi pekerjaan atau metode untuk meningkatkan peluang berhasilnya stimulasi yang dilakukan. Dalam pemilihan kandidat untuk pekerjaan stimulasi asam metode *bullhead* selanjutnya, akan ditentukan beberapa kriteria. Dari hasil penelitian yang dilakukan, stimulasi *acidizing* metode *bullhead* ini cukup efisien dilakukan pada area X dengan tingkat keberhasilan lebih dari 70% dari total keseluruhan sumur yang sudah distimulasi. Selain itu, *screening criteria* dari hasil analisis dapat digunakan dalam memilih kandidat sumur yang akan distimulasi untuk waktu yang akan datang, sehingga harapannya dapat meningkatkan tingkat keberhasilan stimulasi asam metode *bullhead* pada area X ini.

Kata kunci : *viskositas, acidizing, bullhead, scale*

ANALYSIS OF ACID STIMULATION SUCCESS IN BULLHEAD METHOD IN HEAVY OIL FIELD AREA X PT. CHEVRON PACIFIC INDONESIA

MUHAMMAD AULIA FAJRI
133210692

ABSTRACT

Heavy oil is an oil with a high viscosity so it is very difficult to flow to the surface. Then, *steam flood* was conducted so that the heavy oil could be produced. The steam which meet heavy oil potentially cause scale around wellbore so that decreasing fluid production. At Area X, base on several well production data, there were production decrease about 15% of previous production test. While in other side, there were no pump failure indication. So, it can be confirmed that production decrease was caused by *scale*. To clean-up the scale, acidizing job was conducted. For this research, *acid washing* method was executed by *bullhead* method. Evaluation phase was started from field. Then, several wells by production data, pump performance, and logging. The successful rate and the cause of *bullhead* stimulation failure on other wells will be known after the data being evaluated. Job or recommendation method will be given to increase the successful chance of *bullhead* stimulation to the performed wells. There will be some criteria in selecting the *bullhead* acid stimulation candidates. Base on the performed research, this *bullhead* acidizing stimulation method was quite efficient conducted in Area X with successful rate more than 70% of the performed wells. The screening criteria of the analytic result can be used in selecting next candidates. Hopefully, the screening criteria can increase the successful rate of this *bullhead* method in this Area X.

Kata kunci : *viskositas, acidizing, bullhead, scale*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Seiring berjalannya waktu, produksi minyak pada sumur-sumur di Area 'X' lapangan *heavy oil* mengalami penurunan. Terbentuknya endapan *scale* pada zona perforasi merupakan salah satu penyebab terjadinya penurunan produksi. *Scale* terbentuk melalui proses pengendapan dan pepadatan mineral yang terkandung pada air formasi. Stimulasi metode *acidizing* merupakan salah satu langkah untuk meningkatkan produksi dengan berfokus melarutkan padatan *scale* yang menutupi lubang formasi.

Stimulasi acidizing yang umum dilakukan pada area ini adalah *stimulasi* dengan metode *bullhead*. Jumlah aktivitas *stimulasi acidizing* metode *bullhead* pada lapangan *heavy oil* merupakan salah satu yang tertinggi di PT. CPI, sekitar 200 - 300 pekerjaan pertahun, sehingga perlu dilakukan analisis tingkat keberhasilan terhadap aktivitas ini. Beberapa alasan mengapa metode *bullhead* ini menjadi pilihan ialah karena biaya yang dibutuhkan jauh lebih murah, dan durasi pengerjaan yang lebih cepat dan sederhana dibanding metode CTU.

Dengan dilakukannya penelitian ini kita akan dapat menentukan apakah metode *bullhead* ini lebih efisien atau tidak dibanding metode *stimulasi acidizing* lainnya. Sehingga pada akhirnya dapat ditarik kesimpulan dan rekomendasi untuk perusahaan untuk aktivitas stimulasi selanjutnya sehingga dapat memberikan hasil yang lebih baik.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dilakukannya tugas akhir ini ialah untuk,

1. Menganalisis tingkat keberhasilan stimulasi asam metode *bullhead* pada beberapa sumur di Area X.
2. Menganalisis besaran rata-rata kenaikan produksi sumur-sumur yang sudah dilakukan stimulasi *acidizing* metode *bullhead*

3. Mengevaluasi proses stimulasi *bullhead* saat ini guna meningkatkan persentase keberhasilannya di masa akan datang.

1.3 Manfaat Penelitian

Berikut adalah beberapa manfaat dari pelaksanaan tugas akhir ini,

1. Memberitahukan kepada pembaca informasi mengenai tingkat keberhasilan stimulasi asam metode *bullhead* pada Area X yang telah dilakukan.
2. Dapat mengetahui besaran rata-rata *oil gain* dari kegiatan stimulasi yang telah dilakukan.
3. Memberikan sumbangsih dalam menambah ilmu pengetahuan, dan dapat menjadi bahan bacaan serta referensi bagi mahasiswa lain di perpustakaan kampus.

1.4 Batasan Masalah

Penelitian ini berfokus pada hasil dari proses kegiatan stimulasi *acid* dengan metode *bullhead* pada area X, dan mengkaji hal-hal yang perlu dipertahankan atau diperbaiki guna meningkatkan persentase keberhasilan stimulasi ini.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Penurunan *produktivitas* suatu sumur produksi umumnya disebabkan adanya kerusakan formasi di sekitaran lubang sumur. Stimulasi merupakan salah satu upaya yang dilakukan untuk meningkatkan *produktivitas* dan *permeabilitas* lapisan formasi pada suatu sumur produksi.

2.1 Pengasaman (Acidizing)

Melarutkan batuan mineral yang menutupi lubang formasi dengan menginjeksikan asam ke dalam lubang sumur merupakan salah satu langkah perbaikan pada formasi yang mengalami kerusakan. Diharapkan padatan yang menyumbat lubang formasi dapat terlarut sehingga dapat kembali meningkatkan laju alir.

Tujuan utama melakukan pengasaman pada formasi sandstone ialah untuk memperbaiki kerusakan, sedangkan pada formasi *karbonat* bertujuan untuk meningkatkan permeabilitas (Alfred R. Jennings, 2007).

Jenis-jenis stimulasi asam untuk sumur produksi secara umum dapat dikelompokkan menjadi tiga, yaitu: *matrix*, *fracturing*, dan *washing*.

2.1.1 Pengasaman Matriks (*Matrix Acidizing*)

Volume *acid* yang digunakan untuk menghilangkan kerusakan formasi di sekitaran lubang sumur pada aktivitas *matrix acidizing* relative kecil, yaitu 100 galon/ feet dengan penetrasi radial 5 feet atau lebih (Alfred R. Jennings, 2007). *Matrix acidizing* yang dipompakan harus lebih kecil dari tekanan rekah formasi guna mencegah terjadinya kerusakan pada batuan formasi tersebut.

2.1.2 Perekahan Asam (*Acid Fracturing*)

Merupakan teknik pengasaman yang umum digunakan pada batuan karbonat. Dibandingkan dengan *matrix acidizing*, dibutuhkan jumlah larutan asam yang lebih banyak untuk dipompakan pada teknik *acid fracturing* ini. Umumnya, metode *acid fracturing* akan lebih bagus hasilnya dibanding metode *matrix acidizing* (Alfred R. Jennings, 2007).

2.1.3 Pencucian Dengan Asam (*Acid Washing*)

Kegiatan untuk menghilangkan *scale* dengan cara membiarkan zat asam mengisi formasi yang rusak akibat *scale* dan merendamnya (soaking) selama beberapa waktu dengan tujuan untuk membuka lubang perforasi yang tersumbat *scale* (A.W. Coulter, dkk 1987). Pada metode *bullhead*, asam diinjeksikan melalui *annulus*, sementara pada metode *coil tubing* asam diinjeksikan melalui *tubing* ke lubang sumur sehingga asam akan bereaksi dengan endapan *scale* di sekitar lubang perforasi atau di sekitar lubang sumur.

2.2 Tahap Acidizing Treatment

2.2.1 *Preflush*

Bertujuan untuk melarutkan mineral-mineral *carbonate* pada formasi sebelum menginjeksikan campuran asam HCl. Larutan KCl merupakan larutan standar yang digunakan pada tahapan *preflush* dengan volume 5-15%. Larutan KCl ini dinilai lebih aman digunakan dibanding larutan lain karena tidak menimbulkan reaksi negative terhadap batuan yang dapat menimbulkan kerusakan yang baru (Schlumberger, 2015).

2.2.2 *Main Acid*

Fase *main acid* adalah campuran asam *hydrochloric* (HCl). Bertujuan untuk melarutkan partikel-partikel silika (*siliceous*) yang membatasi permeabilitas di sekitar lubang sumur, menyumbat perforasi atau *gravel pack* (Mario Luis, 2007).

Pada metode *bullhead*, volume asam yang digunakan berkisar 8 bbls (Schlumberger, 2015). Penurunan tekanan permukaan saat pemompaan asam terjadi setelah beberapa waktu disebabkan oleh reaksi yang ditimbulkan larutan asam yang bertemu *silica*. Target *oil gain* yang

diharapkan pada metode ini tidak sejauh *matrix acidizing* karena metode *bullhead* ini hanya bertujuan untuk membersihkan sekitaran lubang sumur (*acid washing*).

2.2.3 *Overflush*

Tujuan dari *overflush* adalah untuk membersihkan sisa-sisa pengasaman dengan menempatkan asam di perforasi dan untuk mendesak asam HF menjauh dari lubang sumur, sehingga jika dilakukan *overflush* pengendapan reaksi yang tak terduga hanya terjadi jauh dari lubang sumur dimana dampak pada produktifitas tidak signifikan (Alfred R. Jennings, 2007). Umumnya tahap *overflush* ini menggunakan air sebagai *overflush fluid*. Pada sumur minyak biasanya menggunakan diesel dan untuk sumur gas biasanya menggunakan gas nitrogen.

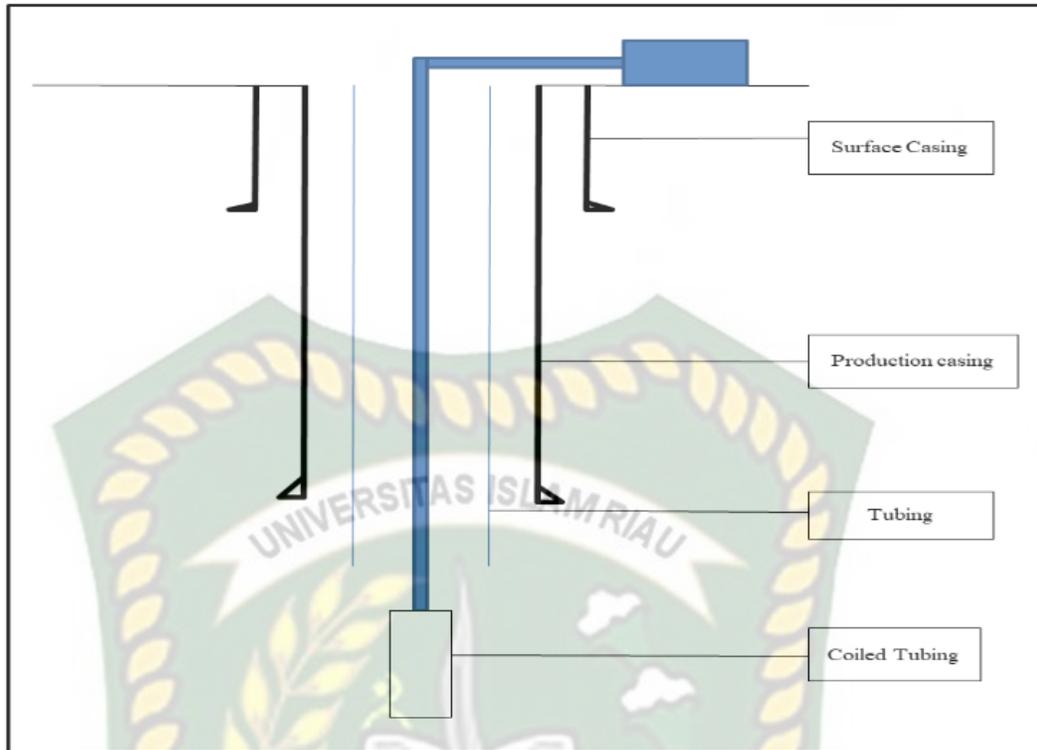
2.3 Operasi Stimulasi *Acid Washing*

Dalam melaksanakan stimulasi *acid washing*, ada dua metode yang digunakan yaitu metode *coiled tubing* dan metode *bullhead*.

2.3.1 Metode *Coiled Tubing*

Coiled tubing dianggap sebagai salah satu teknologi yang mudah beradaptasi dan fleksibel. Sejak diperkenalkan, *coiled tubing* berkembang pesat di industri minyak dan gas. Sekarang *coiled tubing* sangat sering digunakan di sumur intervensi berbeda, sumur perforasi, dan semua pengeboran yang baru berkembang. Disaat teknologi baru mengalami penurunan, metode *coil tubing* justru berbanding terbalik, tingkat pertumbuhannya 10% pertahun (Azam Khan, dkk, 2015).

Larutan asam diantarkan langsung ke interval yang dituju melalui *nozzle* dianggap lebih baik dari metode *bulhead* yang sederhana (Wayne P. Mitchell, dkk, 2003).



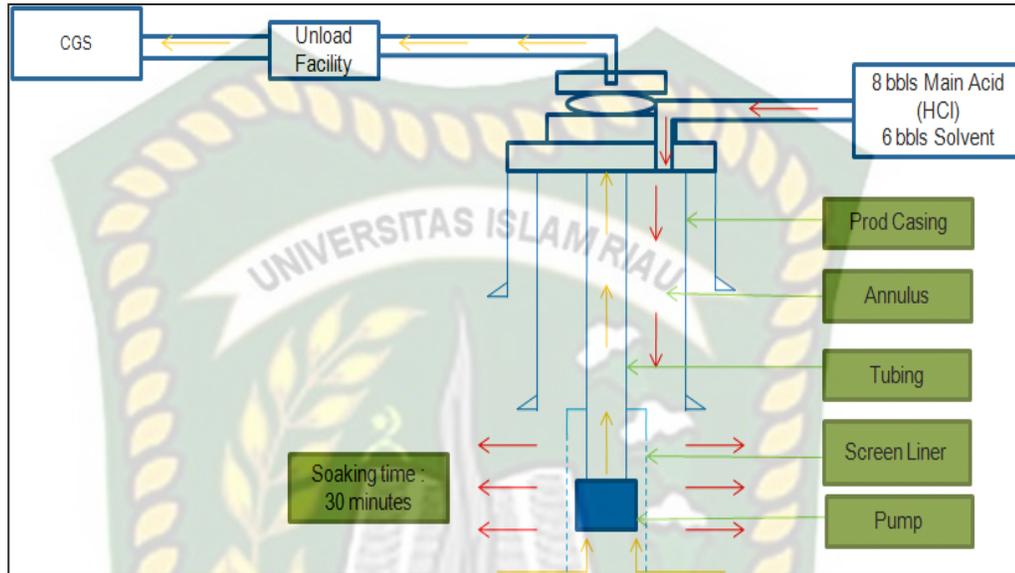
Gambar 2.1 Skema Metode *Coil Tubing*

2.3.2 Metode *Bullhead*

Proses injeksi asam dilakukan melalui *annulus*. Pada metode *bullhead* ini pompa hanya dihentikan sementara dan tanpa menggunakan rig. Volume asam yang digunakan untuk semua pekerjaan dengan metode *bullhead* tidak berbeda antara satu dengan lainnya, yaitu 8 bbl HCl (Schlumberger, 2015).

Tahapan pengerjaan adalah *preflush*, *main acid*, dan *overflush*. Pada tahapan *preflush*, menggunakan larutan *solvent* dengan volume sekitar 6 bbls dan larutan KCl. Setelah *solvent* dan KCl diinjeksikan, dilakukan perendaman (*soaking*) selama 30 menit. Pada tahapan *main acid*, diinjeksikan HCl sebanyak 8 bbl lalu displacement lagi menggunakan KCl. Penggunaan KCl sebagai *displacement* dapat membantu mengurangi volume fluida yang dibutuhkan untuk *treatment* (Syed A. Ali, dkk, 2002). Kembali dilakukan proses *soaking* selama 30 menit setelah proses *main acid* dilakukan. Pada tahapan *overflush*, larutan asam yang sudah diinjeksikan akan dipindahkan menggunakan larutan KCl. Kemudian pompa dihidupkan untuk mengeluarkan asam

yang ada di dalam lubang sumur ke permukaan. Asam tersebut akan ditampung di *unload facility* sampai didapatkan PH 7 dan kesadahan >500 (Schlumberger, 2015). Setelah normal, sumur akan diproduksi seperti biasa kembali. Skema tahapan *acidizing* untuk metode *bullhead* tersebut dapat dilihat pada gambar 2.2 dibawah.



Gambar 2.2 Skema Metode *Bullhead Acid*

2.4 Parameter Desain Acidizing Treatment

Setelah mendapatkan sumur yang layak dilakukan acidizing, maka kita harus melakukan desain pengasaman agar mendapatkan hasil yang maksimal. Melakukan pendekatan untuk memperkirakan besar tekanan, laju injeksi, serta volume konsentrasi adalah tujuan dari proses desain pengasaman (McLeod, 1990).

2.4.1 Menentukan Besarnya Harga Tekanan Rekah Formasi

Besarnya harga tekanan rekah formasi dapat ditentukan berdasarkan harga gradien tekanan rekah dengan menggunakan persamaan berikut:

$$BPH_{rekah} = G_f \times D \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

- BPH_{rekah} = Tekanan Rekah Formasi, psi
- G_f = Gradien Rekah Formasi, psi/ft
- D = Kedalaman Sumur, ft

2.4.2 Penentuan Tekanan Injeksi Asam Maksimum

Persamaan yang digunakan untuk menghitung besarnya tekanan injeksi maksimum pompa yang diperlukan di permukaan adalah sebagai berikut :

$$\text{Hydrostatic Pressure} = 0.052 \times \rho_{acid} \times D \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{Surface Pressure} = BHP_{rekah} - \text{hydrostatic pressure} \dots\dots\dots (3)$$

Dimana :

- ρ_{acid} = Densitas Asam, ppg
- G_f = Gradien Rekah Formasi, psi/ft
- D = Kedalaman Sumur, ft

2.4.3 Penentuan Volume Injeksi Asam

Sebelum melakukan *acidizing treatment* perlu dihitung *volume annulus* dan *volume fluid* yang dapat ditentukan dari susunan *well schematic* pada sumur yang akan di-*treatment*.

Kapasitas *Annulus*

$$KA = \frac{(Casing ID)^2 - (Tubing ID)^2}{1029,4} \dots\dots\dots (4)$$

Volume *Annulus*

$$VA = \text{Panjang EOT} \times KA \times 3,281 \text{ ft/m} \dots\dots\dots (5)$$

Dimana :

- ID = Inside Diameter, inch
- OD = Outside Diameter, inch
- KA = Kapasitas *Annulus*, bbl/ft
- VA = Volume *Annulus*, bbl

Setelah menentukan volume fluid yang digunakan, selanjutnya tahapan acidizing pun dapat dilakukan berdasarkan parameter desain yang telah ditentukan agar memperoleh hasil yang maksimal dari kegiatan acidizing yang dilakukan pada suatu sumur.

Karakteristik Asam

Reaksi kimia antara *hydrochloric* (HCl) dengan batuan pasir adalah sebagai berikut,



2.5 Al-Quran dan Minyak Bumi

Bumi beserta isinya telah diciptakan oleh Allah SWT untuk dapat dimanfaatkan sebaik-baiknya oleh manusia agar menambah keimanan dan ketakwaan manusia terhadap-Nya. Minyak bumi dan gas alam merupakan salah satu sumber daya alam yang perlu manusia syukuri keberadaannya. Seperti yang tercantum dalam Al-Qur'an surat Al-Ibrahim ayat 7 :

وَإِذْ تَأَذَّنَ رَبُّكُمْ لَئِن شَكَرْتُمْ لَأَزِيدَنَّكُمْ ۖ وَلَئِن كَفَرْتُمْ إِنَّ عَذَابِي لَشَدِيدٌ

Artinya : “Dan (ingatlah) ketika Tuhanmu memaklumkan, Sesungguhnya jika kamu bersyukur, niscaya Aku akan menambah (nikmat) kepadamu, tetapi jika kamu mengingkari (nikmat-Ku), maka pasti azab-Ku sangat berat.”

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

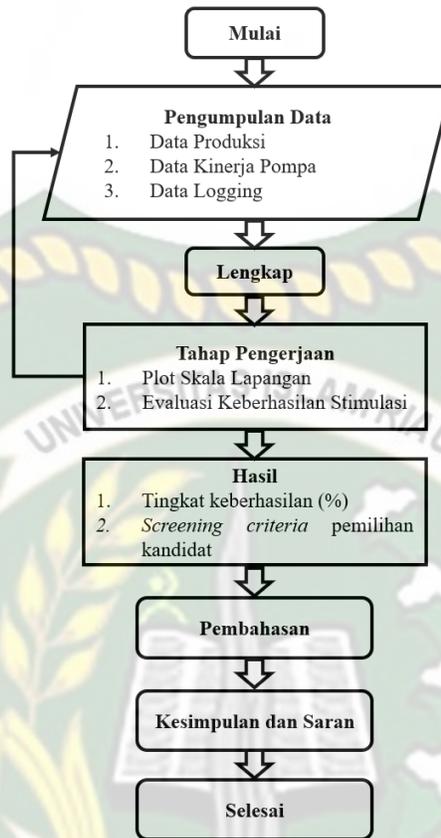
3.1 Metodologi Penelitian

Metode penelitian ini merupakan *field research* yang terdiri dari studi literatur dan tinjauan lapangan dengan metode pengumpulan data sekunder. Penelitian ini berfokus pada analisis tingkat keberhasilan stimulasi asam metode *bullhead* dalam mengatasi permasalahan *scale* pada lubang formasi sumur-sumur di Area X. Mengkaji efektifitas metode ini dalam mengatasi laju penurunan produksi.

Mengumpulkan berbagai data sumur untuk mendukung penelitian. Data tersebut berupa data hasil pengujian produksi terkini, data historis kegiatan stimulasi, dan beberapa data teknis sumur lainnya, dan program kerja *acidizing*. Data tersebut didapat dari arsip perusahaan. Data yang didapat kemudian dianalisis dengan cara mengkonversi data tabel ke dalam grafik. Grafik masing-masing parameter tersebut kemudian dianalisis untuk ditarik kesimpulan dan korelasi satu dengan yang lainnya.

Melakukan evaluasi pada pekerjaan stimulasi *acidizing* yang sudah dilakukan pada beberapa sumur di Area X dengan melakukan komparasi dari setiap parameter yang sekiranya mempengaruhi keberhasilan metode ini dalam menaikkan produksi. Membandingkan besaran *oil gain* dari tiap-tiap sumur yang sudah distimulasi, kemudian menentukan sumur mana yang dianggap berhasil berdasarkan kriteria yang sudah ditentukan.

3.2 Alur Penelitian



Gambar 3.1 Alur Penelitian

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada tugas akhir ini, akan dilakukan pengukuran tingkat keberhasilan stimulasi asam metode *bullhead* pada Area X. Kemudian melakukan evaluasi pada pekerjaan yang mengalami kegagalan. Evaluasi akan dilakukan pada skala lapangan terlebih dahulu dengan cara melakukan perbandingan beberapa parameter yang berkemungkinan menjadi penyebab kegagalan stimulasi. Data yang digunakan untuk mengevaluasi adalah data produksi, kinerja pompa, dan logging.

Kriteria kegagalan *acidizing job* adalah menurunnya laju produksi setelah dilakukan pekerjaan *acidizing* (Alfred R. Jennings, 2007). Menurut PT. CPI, kriteria kegagalan *acidizing job* dibagi dua, yaitu :

- a. *Oil gain* dan *fluid gain* negative

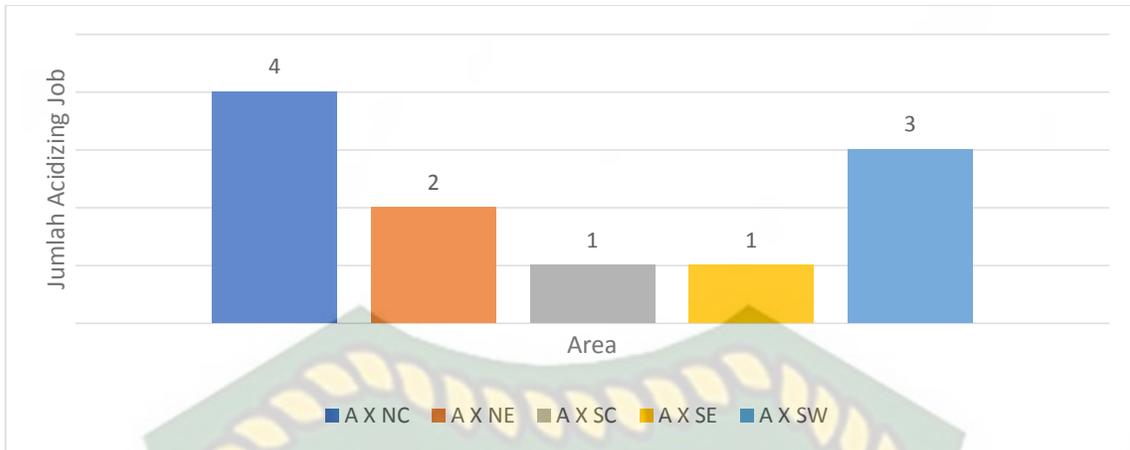
Produksi minyak dan fluida sama-sama turun setelah *acidizing*.

- b. *Oil gain* negatif dan *fluid gain* positif

Produksi minyak setelah *acidizing* turun, tetapi produksi fluida naik.

Produksi minyak yang didapat (*oil gain*) yang menjadi acuan untuk menentukan *acidizing job* tersebut berhasil atau gagal. Jika *oil gain* positif, *acidizing job* berhasil. Sedangkan jika *oil gain* negatif, *acidizing job* gagal.

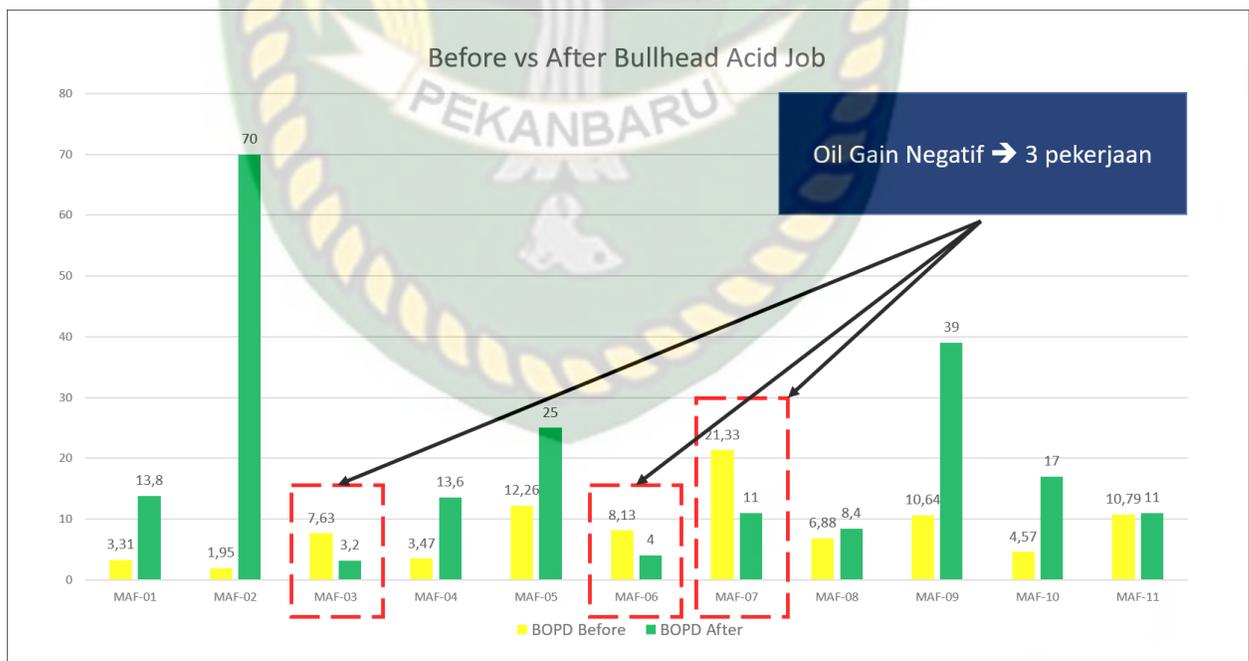
Acidizing job dengan metode *bullhead* yang dilakukan tahun 2019 di area X berjumlah 11 pekerjaan. Pekerjaan tersebut terbagi di area X NC, X NE, X SC, X SE, dan X SW. Dapat dilihat pada grafik 4.1 di bawah, *acidizing job* terbanyak dilakukan di area X NC = 4 pekerjaan, dan X SW = 3 pekerjaan. Sedangkan untuk area X NE = 2 pekerjaan, area X SC dan X SE = masing-masing 1 pekerjaan.



Gambar 4.1 Area vs Jumlah *acidizing job*

4.1 Perbandingan *Oil Gain* dan *Fluid Gain*

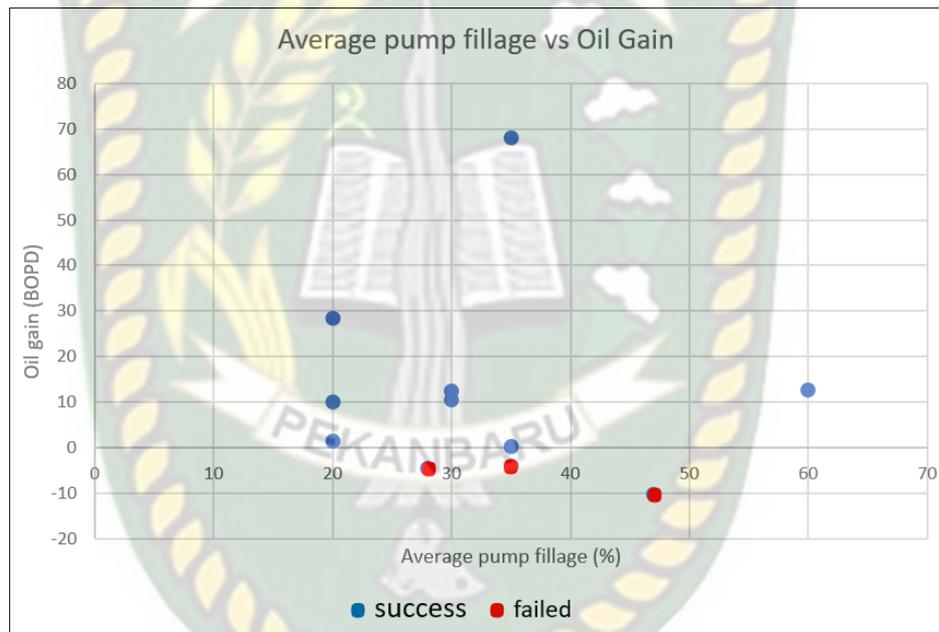
Jumlah *acidizing job* pada Area X di tahun 2019 adalah sebanyak 11 pekerjaan. Jumlah pekerjaan yang berhasil adalah sebanyak 8 pekerjaan (73%), sedangkan yang mengalami kegagalan sebanyak 3 pekerjaan (23%).



Gambar 4.2 Perbandingan besaran produksi sumur sebelum vs sesudah pekerjaan stimulasi

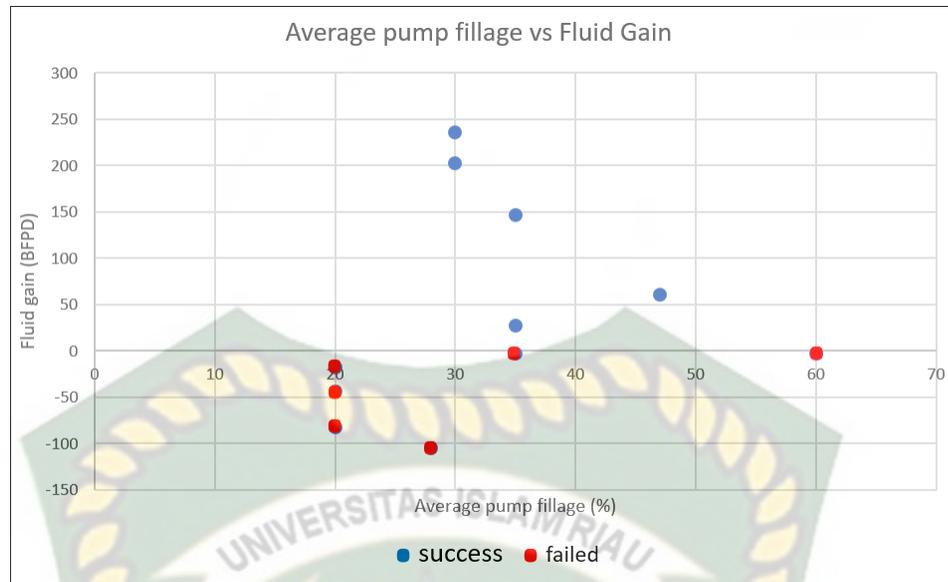
4.1.1 Average Pump Fillage (APF)

Adalah persentase fluida pada *barrel* pompa ketika berproduksi. Umumnya dilakukan pada rentang APF 10-70%. Namun tidak menutup kemungkinan dilakukan pada APF >70%, karena masih ada peluang untuk mengoptimalkan laju produksi. Perbandingan antara *pump fillage* dan *oil gain* pada grafik 4.2 terlihat menyebar. Persentase *pump fillage* tidak mempengaruhi besaran *oil gain*. Terlihat di grafik pekerjaan *acidizing* pada *average pump fillage* 10-100 % ada yang mengalami kesuksesan maupun kegagalan. Salah satu contoh pada sumur MAF-07, nilai *average pump fillage* = 47%. Dengan nilai kecil tersebut sumur ini merupakan kandidat ideal, tetapi nilai *oil gain* = -10,33 BOPD.



Gambar 4.3 Perbandingan antara *average pump fillage* vs *oil gain*

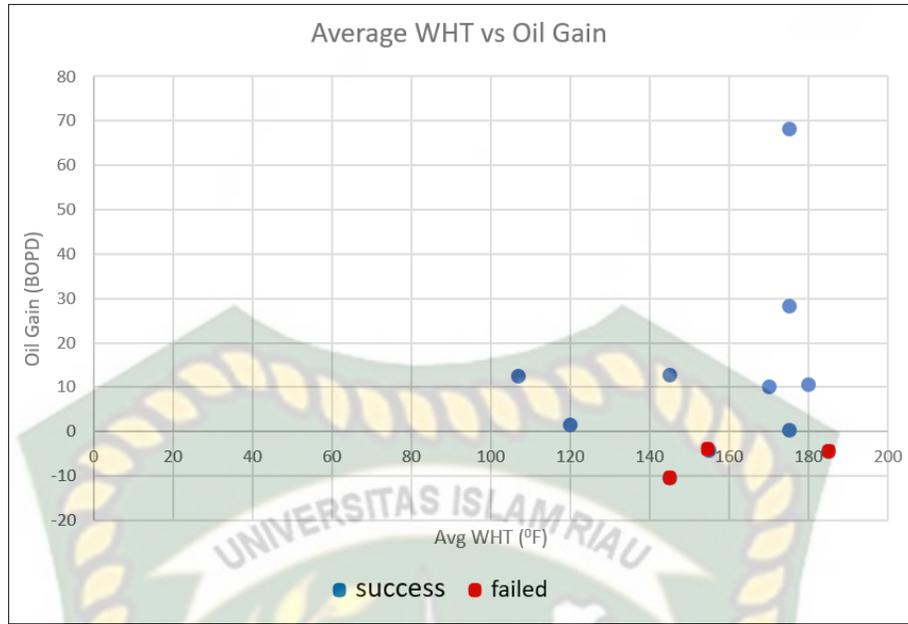
Perbandingan antara *avg pump fillage* dengan *fluid gain* dapat dilihat di grafik 4.3 di bawah. Pada *avg pump fillage* 10 – 70 % terlihat nilai *fluid gain* positif maupun negatif. Uniknyanya pada *avg pump fillage* 70-90% menghasilkan nilai *fluid gain* positif, berarti *avg pump fillage* sampai 90% masih berpeluang sukses. Sedangkan untuk *avg pump fillage* >90% tidak direkomendasikan untuk dilakukan pekerjaan *acidizing*, sebab peluang sukses sangat kecil.



Gambar 4.4 Perbandingan antara *average pump fillage vs fluid gain*

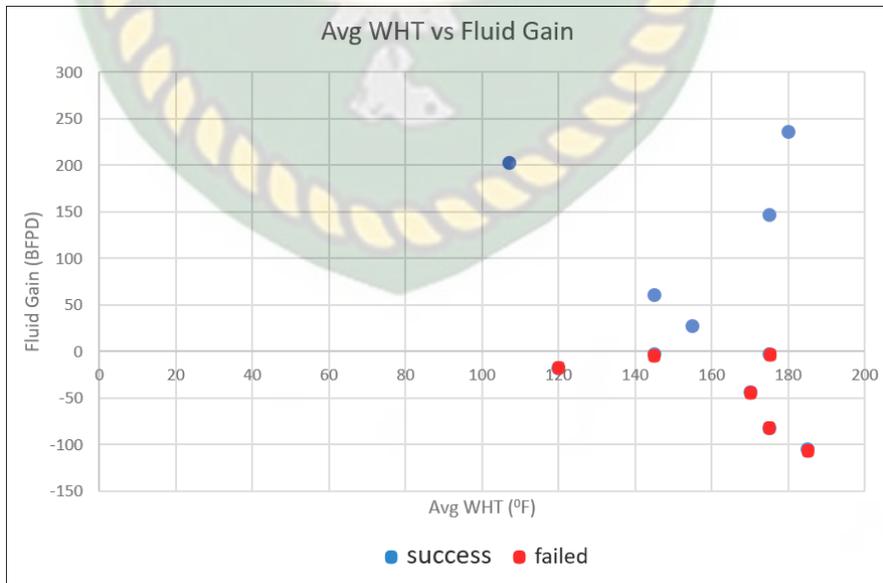
4.1.2 Average Wellhead Temperature

Jenis minyak yang ada di area X adalah *heavy oil*. Jadi agar dapat diproduksi, sumur – sumur yang ada harus dalam kondisi panas. Temperatur minimal yang ditetapkan PT.CPI adalah 150°F. Dapat dilihat di grafik 4.4 dibawah, pekerjaan *acidizing* yang dilakukan pada sumur yang memiliki temperatur >150°F mengalami kesuksesan maupun kegagalan. Sedangkan pekerjaan *acidizing* <150°F terlihat lebih banyak yang menghasilkan nilai oil gain positif dibandingkan negative (gagal). Salah satu contoh pada sumur MAF-01, nilai avg WHT = 110 °F dan nilai oil gain = 10,49 BOPD. Setelah dilihat *history* sumur tersebut, sebelumnya sumur MAF-01 telah memiliki avg WHT >150°F.



Gambar 4.5 Perbandingan antara *average WHT vs oil gain*

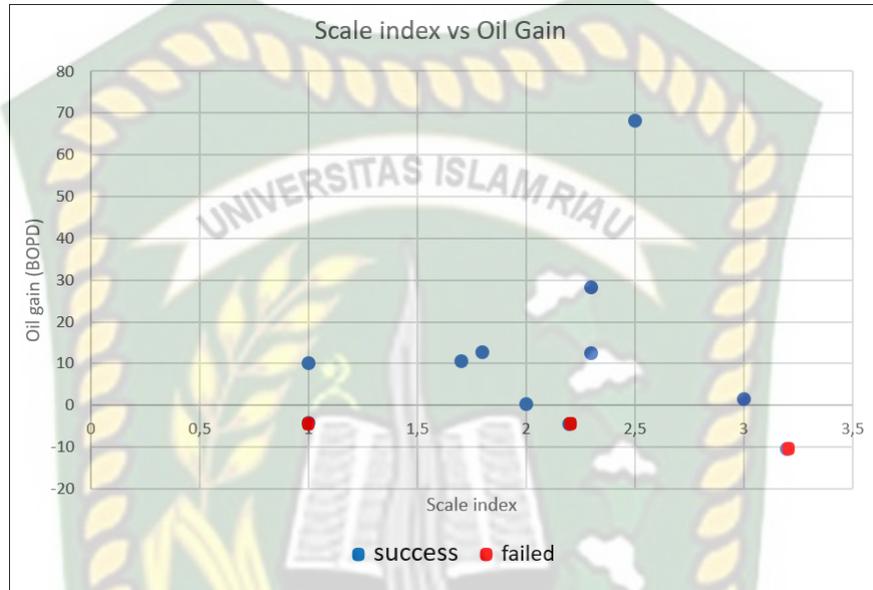
Grafik 4.5 di bawah merupakan perbandingan avg WHT dengan *fluid gain*. Tidak jauh berbeda dengan perbandingan avg WHT dan *oil gain*, pada avg WHT >150°F nilai *fluid gain* ada yang positif maupun negatif. Untuk avg WHT <150°F, nilai *fluid gain* lebih banyak yang positif dibandingkan negatif. Avg WHT <150°F masih memiliki peluang sukses yang besar jika sumur tersebut telah memiliki nilai avg WHT >150°F sebelumnya.



Gambar 4.6 Perbandingan antara *average WHT vs fluid gain*

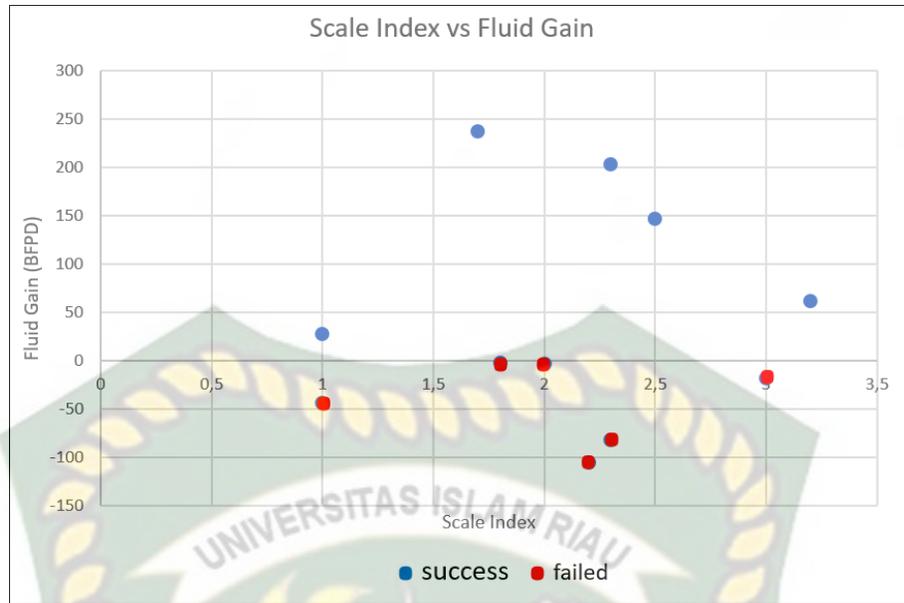
4.1.3 Scale Index

Scale index merupakan nilai yang menyatakan adanya kerusakan formasi. Pada sumur dengan nilai *scale index* >0 , berarti terdapat kerusakan formasi pada sumur tersebut. Berdasarkan grafik 4.6 di bawah, perbandingan *scale index* dengan *oil gain* terlihat menyebar (*scatter*). Berarti besar kecilnya nilai *scale index* tidak mempengaruhi nilai *oil gain*.



Gambar 4.7 Perbandingan antara *scale index* vs *oil gain*

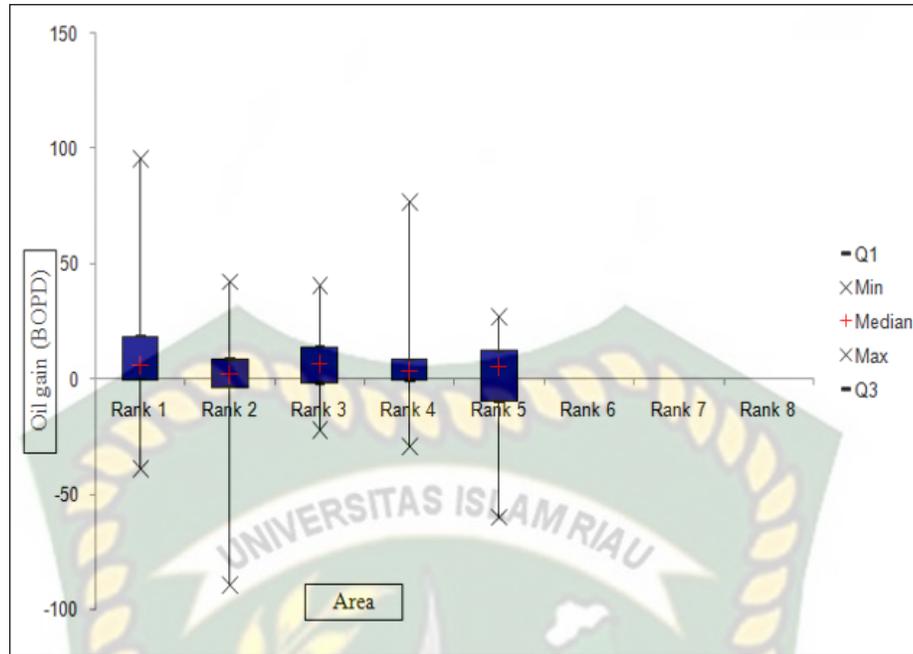
Grafik 4.7 di bawah merupakan perbandingan antara *scale index* dengan *fluid gain*. Perbandingan tersebut terlihat menyebar (*scatter*), sehingga tidak dapat ditemukan korelasi. Besar kecilnya nilai *scale index* tidak mempengaruhi kesuksesan maupun kegagalan pekerjaan *acidizing*.



Gambar 4.8 Perbandingan antara *scale index* vs *fluid gain*

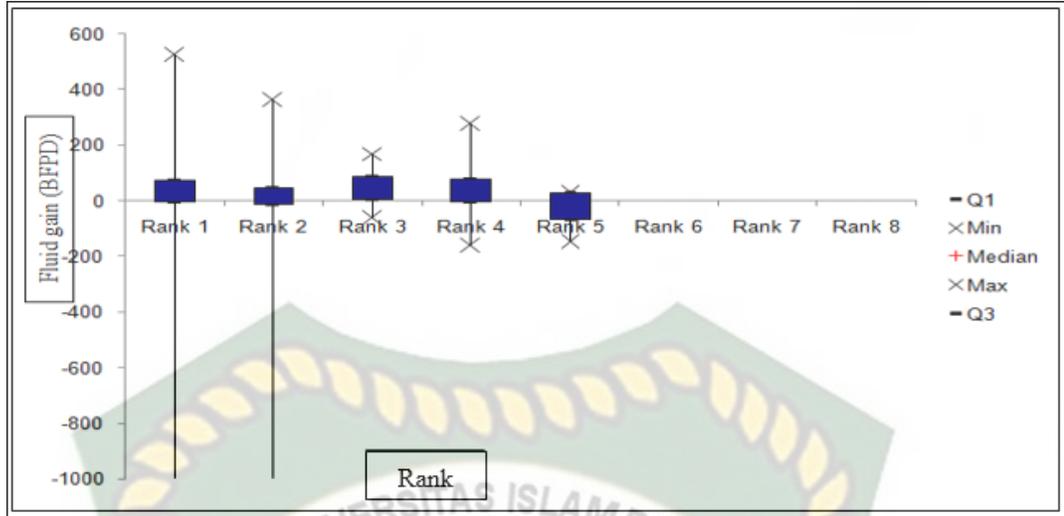
4.1.4 Acid Rank

Acid rank merupakan jumlah pekerjaan *acidizing* yang telah dilakukan pada suatu sumur. Pada *rank 1*, pekerjaan *acidizing* baru dilakukan pertama kali pada suatu sumur. Pada *rank 2*, pekerjaan *acidizing* dengan metode *bullhead* atau dengan metode *coiled tubing* dilakukan untuk kedua kalinya. Pada *rank 3*, dilakukan untuk ketiga kalinya. Pada grafik 4.8 *oil gain* dan *fluid gain* dikelompokkan berdasarkan rank-nya. Lalu dapat dilihat nilai *maximum*, *minimum*, kuartal 1 (Q1), kuartal 3 (Q3), dan median tiap *rank* untuk *oil gain* maupun *fluid gain*. Berdasarkan grafik 4.11 nilai *maximum oil gain* tertinggi pada *rank 1*. Nilai *minimum oil gain* pada *rank 3*. Untuk nilai kuartal 1 (Q1) dan kuartal 3 (Q3) tertinggi pada *rank 1*. Karena minyak yang didapat (*oil gain*) pada *rank 1* lebih banyak maka dapat diartikan bahwa pekerjaan *acidizing* pada *rank 1* memiliki peluang sukses lebih besar dibandingkan yang lain.



Gambar 4.9 Perbandingan antara *acid rank* vs *oil gain*

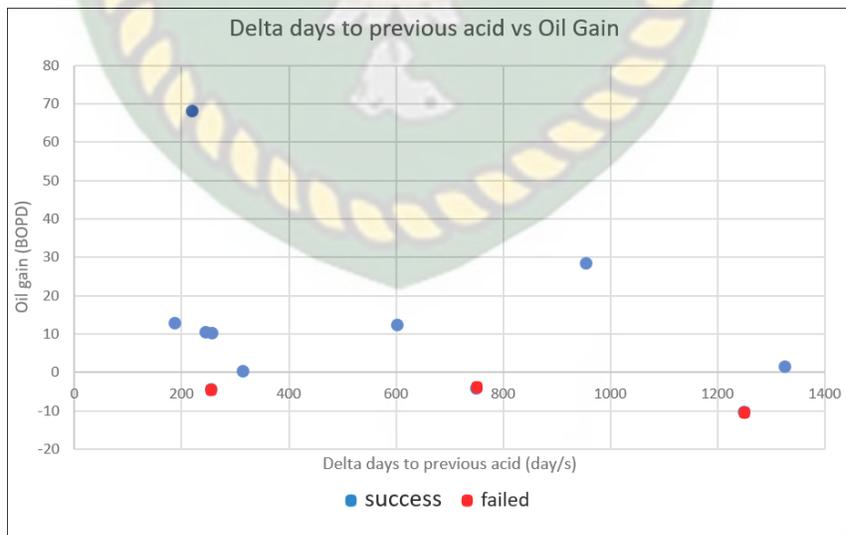
Pada grafik 4.9 perbandingan *acid rank* dengan *fluid gain* tidak jauh berbeda dengan *oil gain*. Nilai *maximum fluid gain* tertinggi pada *rank 1*, sedangkan *minimum fluid gain* pada *rank 3*. Untuk nilai Q1 dan Q3 tertinggi pada *rank 3*. Tetapi jumlah pekerjaan yang dilakukan pada *rank 3* tidak sebanyak yang dilakukan pada *rank 1*. Dari nilai *maximum oil gain* dan *fluid gain*, berarti peluang sukses lebih besar pada *rank 1* atau sumur yang baru pertama kali dilakukan *acidizing job*, tetapi tidak menutup kemungkinan dilakukan pada sumur yang sudah pernah dilakukan *acidizing job* untuk mengoptimalkan produksi.



Gambar 4.10 Perbandingan antara *acid rank* vs *fluid gain*

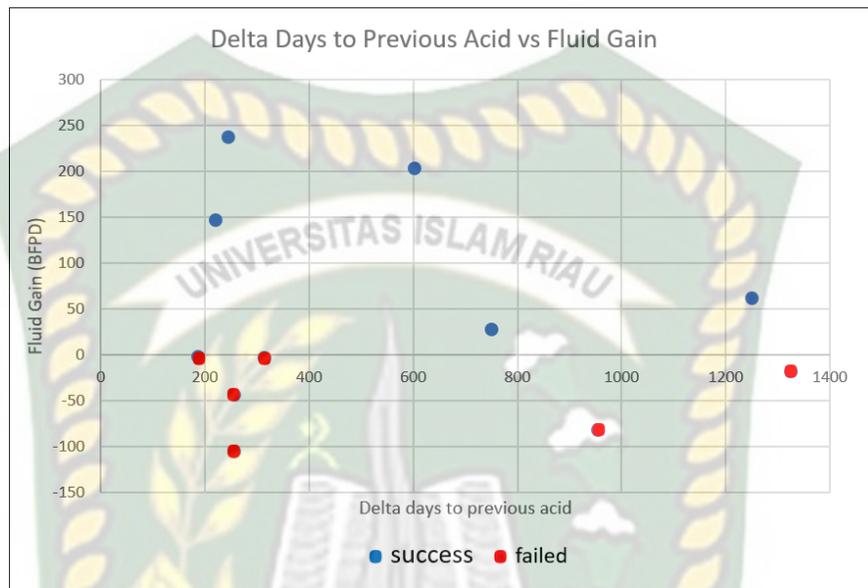
4.1.5 *Delta Days to Previous Acid*

Delta days to previous acid merupakan selisih hari antara *acidizing job* yang dilakukan sekarang dengan *acidizing job* yang pernah dilakukan sebelumnya. Dilihat dari grafik 4.10 di bawah, perbandingan antara *delta days to previous acid* dengan *oil gain* menyebar (*scatter*), sehingga tidak ditemukan korelasi. Berarti *delta days to previous acid* tidak mempengaruhi keberhasilan maupun kegagalan yang dilakukan pada *acidizing job* berikutnya.



Gambar 4.11 Perbandingan antara *delta days to previous acid* vs *oil gain*

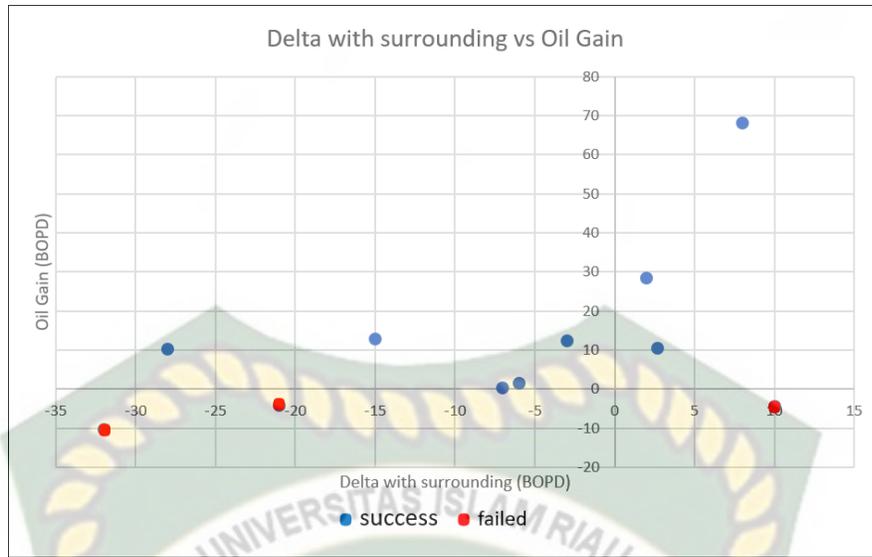
Pada grafik 4.11 di bawah perbandingan *delta days to previous acid* dengan fluid gain terlihat menyebar (*scatter*). *Delta days to previous acid* tidak mempengaruhi nilai *fluid gain*, sama halnya dengan *oil gain* diatas.



Gambar 4.12 Perbandingan *delta days to previous acid vs fluid gain*

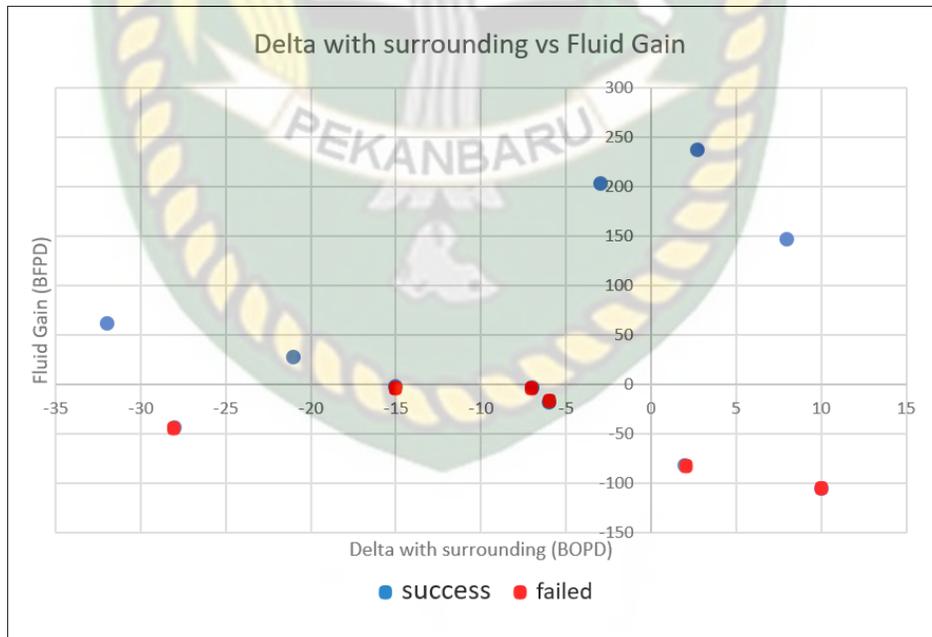
4.1.6 *Delta with Surrounding*

Delta with surrounding merupakan selisih laju produksi minyak antara sumur yang dilakukan *acidizing* dengan sumur sekitarnya yang saling berkorelasi. Dari grafik 4.12 terlihat perbandingan dengan *oil gain* menyebar (*scatter*), sehingga tidak ditemukan korelasi. Harusnya apabila nilai *delta with surrounding* >0 , laju produksi minyak sumur yang dieksekusi lebih baik dari sumur sekitarnya. Sebaliknya, jika nilai *delta with surrounding* <0 berarti laju produksi minyak sumur sekitarnya lebih baik dari sumur yang dieksekusi.



Gambar 4.13 Perbandingan antara *delta with surrounding vs oil gain*

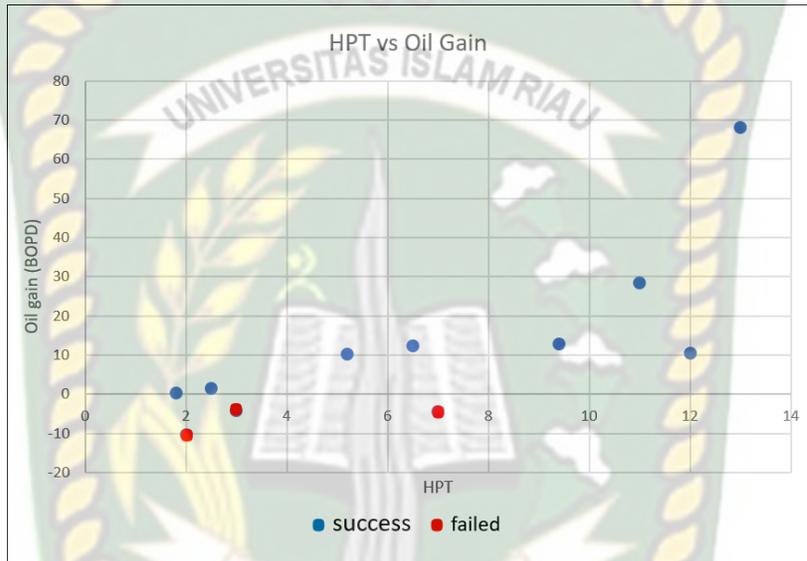
Pada grafik 4.13 perbandingan *delta with surrounding* dengan *fluid gain* terlihat menyebar (*scatter*). Untuk pemilihan kandidat, PT. CPI akan melihat produksi minyak *surrounding* yang masih bagus dengan harapan *oil gain* kandidat yang akan dieksekusi naik setelah *acidizing job*.



Gambar 4.14 Perbandingan *delta with surrounding vs fluid gain*

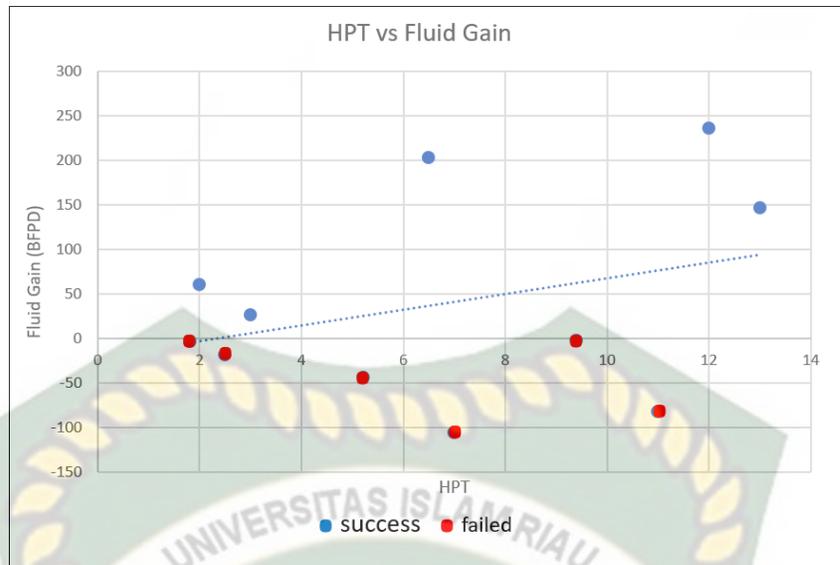
4.1.7 Hydrocarbon, Pore, and Thickness (HPT)

HPT merupakan hasil perkalian dari saturasi minyak (*hydrocarbon*), porositas (*porosity*), dan ketebalan (*thickness*). Nilai HPT yang besar menunjukkan saturasi minyak, porositas, serta ketebalan yang masih besar pada formasi. Dapat dilihat dari grafik 4.14 dibawah, perbandingan nilai HPT dengan *oil gain*. Nilai HPT yang besar akan diiringi dengan besarnya nilai *oil gain*. Adapun sumur dengan HPT tinggi tapi *oil gain* negatif, nilai *oil gain* tersebut tidak melebihi -20 BOPD.



Gambar 4.15 Perbandingan antara HPT vs *oil gain*

Begitu pula pada grafik 4.15 *trendline* menunjukkan peningkatan nilai HPT beriringan dengan besarnya nilai *fluid gain*. Meskipun tidak meningkat signifikan, tetapi ada peluang kesuksesan pekerjaan *acidizing* apabila sumur tersebut memiliki nilai HPT yang tinggi.



Gambar 4.16 Perbandingan HPT vs *fluid gain*

4.2 Evaluasi Kegagalan

Setelah dilakukan evaluasi pada skala lapangan, parameter yang mempunyai korelasi dengan kegagalan hanya *decline rate*, *acid rank*, dan HPT. Didapatkan juga penemuan unik pada *avg pump fillage* dan *avg WHT*. Sedangkan pada *scale index*, *delta days to previous acid*, dan *delta with surrounding* tidak didapatkan korelasi. Dari hasil perbandingan beberapa parameter dengan *oil gain* dan *fluid gain* tersebut belum bisa ditentukan penyebab kegagalan *acidizing*. Pada ketiga sumur dengan *oil gain* negative, akan dilakukan evaluasi lebih mendalam.

Hipotesa parameter-parameter penyebab kegagalan :

- a. Temperatur
- b. *Decline Rate Fluid*
- c. Indeks *Scale*
- d. HPT
- e. *History* pengasaman, sukses atau gagal.
- f. Kinerja Pompa
- g. Kompleksi
- h. Kolom Minyak
- i. Jarak *float shoe* ke *oil* kolom
- j. Maturity
- k. Kinerja sumur sekitarnya

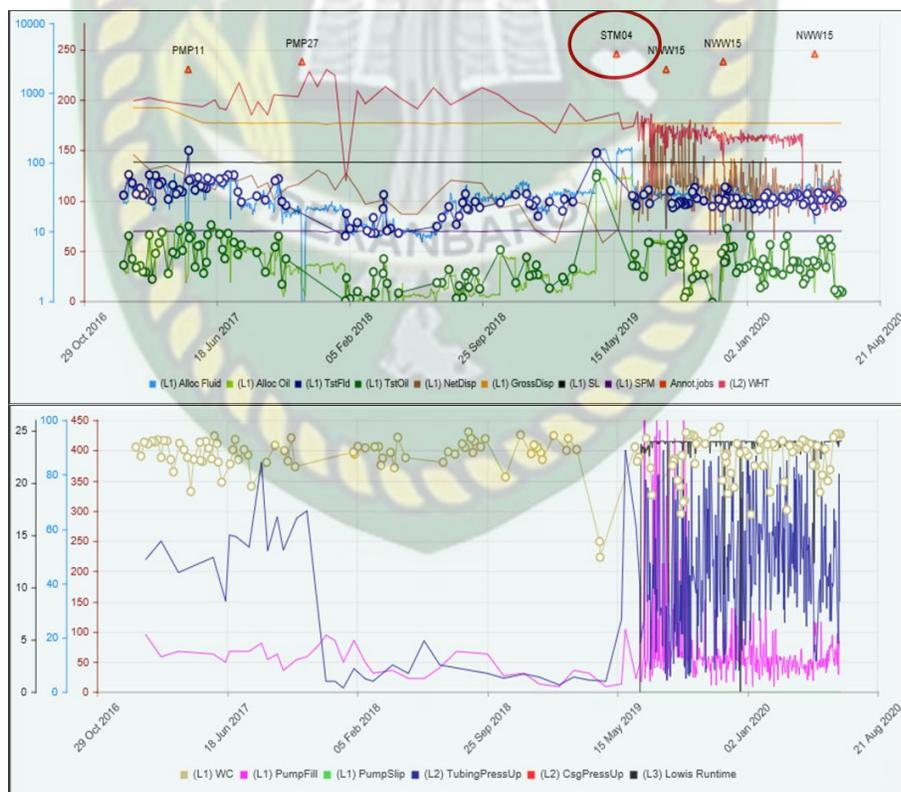
4.2.1 Sumur MAF-03

4.2.1.1 Produksi

Sumur MAF-03 adalah sumur yang *oil gain* dan *fluid gain* negative. Nilai *oil gain* = - 4.43, dan *fluid gain* = - 105. Nilai *decline rate fluid before* adalah -3. *Delta with surrounding* = 10. Yang artinya produksi sumur di sekitar tidak lebih baik dibanding sumur MAF-03. *Acidizing job* dilakukan pada sumur ini pada Mei 2019. Merupakan kali kedua stimulasi yang dilakukan dalam historisnya. *Acidizing* yang dilakukan sebelumnya sukses, namun menggunakan *coiled tubing unit*.

Delta days to previous acid sumur MAF-03 adalah 1255 hari. Nilai *average wellhead temperature* sumur ini adalah 185 °F, berarti sumur ini dikategorikan sudah panas atau *steam* yang diinjeksikan sudah sampai.

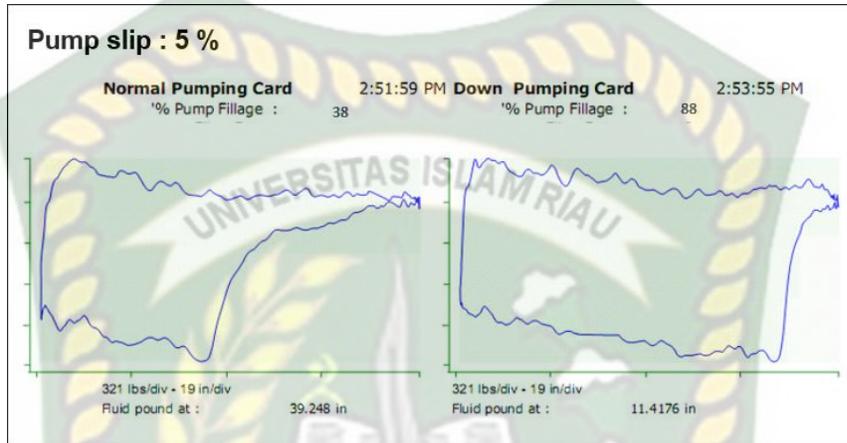
Sebelum dilakukan *acidizing* nilai *pump fillage* adalah 38% (kandidat ideal). Setelah *acidizing* terlihat naik signifikan sampai 88%, lalu terjadi penurunan lagi sedikit demi sedikit. Pump fillage terlihat mengalami kenaikan tetapi fluida yang diproduksi mengalami penurunan, berarti kinerja pompa sudah menurun.



Gambar 4.17 Produksi sumur MAF-03

4.2.1.2 Kinerja Pompa

Nilai *pump slip* pompa yang dianggap performanya baik adalah $< 5\%$. Terlihat di gambar *dyno card* sumur, nilai *pump slip* adalah 5%, yang artinya telah terjadi penurunan kinerja pompa tersebut.

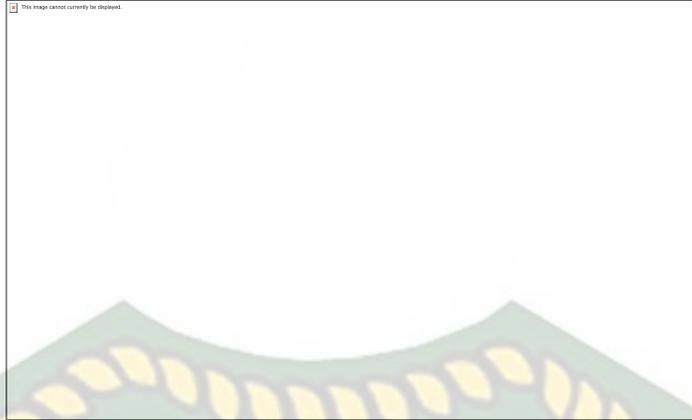


Gambar 4.18 Kinerja pompa sumur MAF-03

Dyno card pertama (kiri) merupakan keadaan *pumping* normal. *Pump fillage* saat *pumping* normal adalah 38%. Sedangkan *dyno card* kedua (kanan) saat *down pumping* (pompa dimatikan selama 2 menit). *Pump fillage* saat *down pumping* 88%. Hal ini berarti *rate* fluida dari reservoir ke *pump barrel* cukup besar, tetapi karena adanya *slip* fluida yang diproduksi mengalami penurunan.

4.2.1.3 Well Schematic dan Logging

Dapat dilihat pada gambar 4.18 komposisi sumur MAF-03 adalah *open hole*. *Float shoe production casing* berada di kedalaman 300 – 302 ft.



Gambar 4.19 *Well schematic* sumur MAF-03

Pada gambar 4.19 dapat dilihat *logging* sumur observasi, sumur MAF-03, dan sumur sekitarnya. *Logging* sumur MAF-03 (tengah) terlihat tidak ada grafik *logging*-nya. Jadi cara melihat keadaan sumur MAF-03 adalah dengan cara melihat sumur produksi di sekitarnya yang zonanya sama dengan sumur MAF-03. Untuk mengetahui maturity dilakukan *logging porosity* (neutron dan density), sedangkan untuk mengetahui temperatur menggunakan *temperature log*. Dan CO log dilakukan untuk mengetahui saturasi minyak. Pekerjaan *logging* ini dilakukan di sumur observasi, bukan di sumur produksi. Sumur observasi merupakan sumur yang digunakan untuk mengamati kinerja dari sumur produksi.



Gambar 4.20 Logging sumur observasi, sumur MAF-03, dan sumur sekitarnya

Dari gambar diatas, di log sumur observasi terlihat *steam* telah sampai ke kedalaman 350 ft. Berarti sampai kedalaman tersebut sudah *mature* dan *oil* telah tersapu dan diproduksi. Dari kedalaman 350 – 370 ft masih ada *oil* yang belum diproduksi. Jarak dari *float shoe* casing ke interval minyak adalah 48 ft. *Top sand* terletak di kedalaman 340 ft, sedangkan dari 302 ft ke 340 ft adalah batuan *shale* yang non permeabel.

4.2.1.4 Penyebab Kegagalan dan Rekomendasi

Penyebab kegagalan sumur MAF-03 adalah kinerja pompa yang menurun. Hal ini merupakan salah satu kelemahan metode *bullhead* yang tidak mengganti pompa setelah *acidizing job*, berbeda dengan metode *coiled tubing* yang dilakukan penggantian pompa.

Rekomendasi untuk *acidizing job* sumur MAF-03 selanjutnya adalah memastikan kinerja pompa dalam keadaan baik sebelum dilakukan pekerjaan *acidizing*.

4.2.2 Sumur MAF-06

4.2.2.1 Produksi

Grafik 4.18 merupakan grafik produksi dari sumur MAF-06. Sumur MAF-06 merupakan sumur yang setelah *acidizing job oil gain* dan *fluid gain* negatif. Nilai *fluid gain* = -141,6, *oil gain* = -2,4, *decline rate fluid before acidizing* adalah -4,88. *Delta with surrounding* adalah -1,2 berarti produksi sumur sekitar lebih baik dibandingkan sumur MAF-06. Sumur tersebut dilakukan *acidizing job* pada Juli 2019. Ini merupakan *acidizing* pertama yang dilakukan pada sumur ini. Nilai Indeks Scale sumur MAF-06 adalah 4,2. Sedangkan nilai HPT pada sumur ini tidak diketahui. Grafik bagian atas yang berwarna biru merupakan produksi fluida sedangkan yang berwarna hijau produksi minyak.



Gambar 4.21 Produksi sumur MAF-06

Nilai avg WHT sumur dapat dilihat di grafik bagian atas berwarna merah. Avg WHT sumur MAF-06 adalah 220°F, berarti sumur ini dikategorikan sudah panas atau *steam flood*-nya telah sampai. Nilai *water cut* dapat dilihat di grafik bagian bawah berwarna hijau. *Water cut* sebelum

dilakukan *acidizing* adalah 92%. Setelah dilakukan *acidizing water cut* terlihat mengalami penurunan.

Dapat dilihat juga di grafik bagian bawah yang berwarna merah muda nilai *pump fillage* pompa. Sebelum dilakukan *acidizing* nilai *pump fillage* adalah 38% (kandidat ideal). Setelah *acidizing pump fillage* terlihat tidak mengalami kenaikan sama sekali. Berarti tidak terjadi penambahan fluida di *pump barrel* setelah *acidizing job*.

4.2.2.2 Kinerja Pompa

Dari gambar 4.19 dapat diketahui kinerja pompa *sucker rod pump* sumur MAF-06. Nilai *pump slip* pompa yang kinerjanya masih dianggap baik adalah <5%. Terlihat di gambar *pump slip* pompa sumur MAF-06 adalah 0, yang berarti pompa ini dalam keadaan bagus

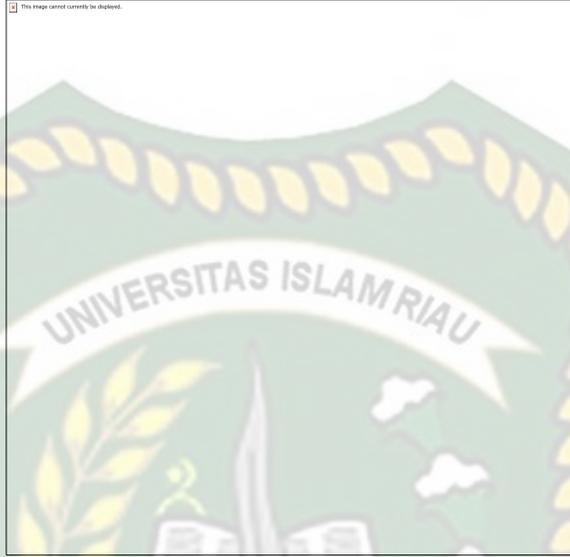


Gambar 4.22 Kinerja pompa sumur MAF-06

Dapat dilihat juga di gambar ada 2 *dyno card* pompa SRP. *Dyno card* pertama (kiri) merupakan keadaan *pumping* normal. *Pump fillage* saat *pumping* normal adalah 37%. Sedangkan *dyno card* kedua (kanan) saat *down pumping* (pompa dimatikan selama 2 menit). *Pump fillage* saat *down pumping* 47%. Hal ini berarti kinerja dari reservoir yang kurang baik sehingga saat pompa dimatikan tetap tidak mampu mengisi *pump barrel*.

4.2.2.3 Well Schematic dan Logging

Dapat dilihat pada gambar 4.20 bahwa komposisi sumur MAF-06 adalah *cased hole*. *Float shoe* berada di kedalaman 450 – 452 ft. Perforasi dilakukan pada kedalaman 381 – 388 ft.



Gambar 4.23 Well schematic sumur MAF-06

Pada gambar 4.21 dapat dilihat *logging* sumur observasi (kiri) dan sumur MAF-06 (kanan). Untuk mengetahui maturity dilakukan *logging porosity* (neutron dan density), sedangkan untuk mengetahui temperatur menggunakan *temperature log*. CO log dilakukan untuk mengetahui saturasi minyak. Pekerjaan *logging* ini dilakukan di sumur observasi, bukan di sumur produksi. Sumur observasi merupakan sumur yang digunakan untuk mengamati kinerja dari sumur produksi.

Dari gambar dibawah, di log sumur observasi terlihat steam telah sampai ke kedalaman 330 ft. Berarti sampai kedalaman tersebut sudah *mature* dan *oil* telah tersapu dan diproduksi. Sedangkan terlihat di *c/o log* dari kedalaman 331 – 382 ft masih ada *oil* kolom yang dapat diproduksi. Jadi kedalaman tersebut merupakan zona target *acidizing job*. Tetapi perforasi pada sumur MAF-06 hanya di 381 – 388 ft, jadi perlu dilakukan *add perforation* karena oil kolom berada diatas perforasi.



Gambar 4.24 Logging sumur observasi dan sumur MAF-06

4.2.2.4 Penyebab Kegagalan dan Rekomendasi

Penyebab kegagalan sumur MAF-06 karena perforasi pada kedalaman 381 – 388 ft, sedangkan *oil* kolom ada di kedalaman 331 – 382 ft. Kolom minyak berada diatas perforasi, sehingga pekerjaan *acidizing* tidak akan berpengaruh pada sumur MAF-06.

Rekomendasi sumur MAF-06 adalah perlu dilakukan *add perforation* pada interval kolom minyak.

4.2.3 Sumur MAF-07

4.2.3.1 Produksi

Grafik 4.21. merupakan grafik produksi dari sumur MAF-07. Sumur MAF-07 merupakan sumur yang setelah *acidizing job oil gain* negatif dan *fluid gain* positif (*water cut* naik). Nilai *fluid gain* = 16,2, *oil gain* = -26,9, dan *decline rate fluid before acidizing* adalah 0,68. *Delta with surrounding* adalah 47,4 berarti produksi sumur sekitar lebih buruk dibandingkan sumur MAF-07. Sumur tersebut dilakukan *acidizing job* pada Oktober 2019. Ini merupakan *acidizing* kedua yang dilakukan pada sumur ini. *History acidizing* yang dilakukan sebelumnya pada sumur ini sukses. *Delta days to previous acid* sumur MAF-07 adalah 506 hari. Nilai HPT sumur MAF-07 adalah 3,24. Sedangkan nilai scale indeks pada sumur ini tidak diketahui. Grafik bagian atas yang berwarna biru merupakan produksi fluida sedangkan yang berwarna hijau produksi minyak.



Gambar 4.25 Produksi sumur MAF-07

Nilai avg WHT sumur dapat dilihat di grafik bagian atas berwarna merah. Avg WHT sumur HK-4 adalah 200°F, berarti sumur ini dikategorikan sudah panas atau *steam flood*-nya telah

sampai. Nilai *water cut* dapat dilihat di grafik bagian bawah berwarna hijau. *Water cut* sebelum dilakukan *acidizing* adalah 33%. Setelah dilakukan *acidizing water cut* terlihat mengalami kenaikan signifikan sampai 80%.

Dapat dilihat juga di grafik bagian bawah yang berwarna merah muda nilai *pump fillage* pompa. Sebelum dilakukan *acidizing* nilai *pump fillage* adalah 30% (kandidat ideal). Setelah *acidizing pump fillage* terlihat tidak mengalami kenaikan sama sekali.

4.2.3.2 Kinerja Pompa

Dari gambar 4.23 dapat diketahui kinerja pompa *sucker rod pump* sumur MAF-07. Nilai *pump slip* pompa yang kinerjanya masih dianggap baik adalah <5%. Terlihat di gambar *pump slip* pompa sumur MAF-07 adalah 0, yang berarti pompa ini dalam keadaan bagus.



Gambar 4.26 Kinerja pompa MAF-07

Dapat dilihat juga di gambar ada 2 *dyno card* pompa SRP. *Dyno card* pertama (kiri) merupakan keadaan *pumping* normal. *Pump fillage* saat *pumping* normal adalah 25%. Sedangkan *dyno card* kedua (kanan) saat *down pumping* (pompa dimatikan selama 2 menit). *Pump fillage* saat *down pumping* 66%. Berarti pompa dalam keadaan baik tetapi rate dari reservoir yang kecil.

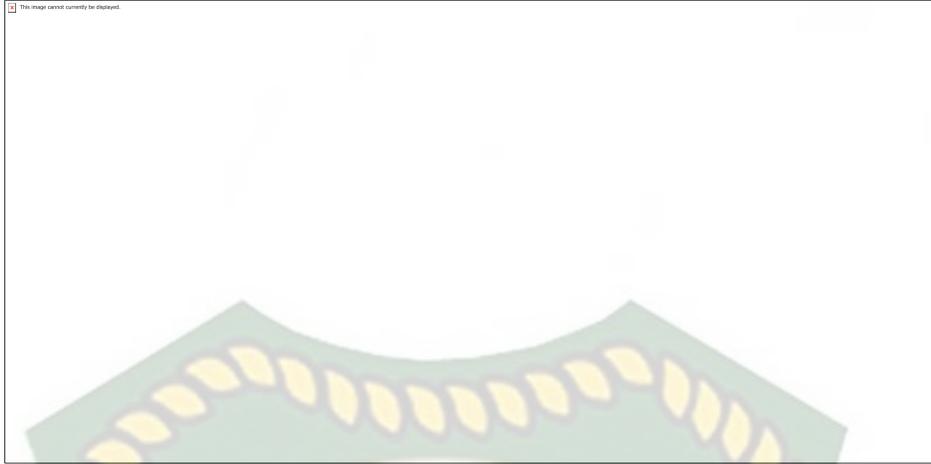
4.2.3.3 Well Schematic dan Logging

Dapat dilihat pada gambar 4.24 bahwa kompleks sumur MAF-07 adalah *open hole*. *Float shoe* berada di kedalaman 260 – 262 ft.



Gambar 4.27 Well schematic sumur MAF-07

Pada gambar 4.25 dapat dilihat *logging* dua sumur observasi urutan 1 dan 3 (kiri ke kanan), sedangkan yang ke-2 sumur sekitar dan sumur MAF-07 terletak di urutan ke-4. Untuk mengetahui maturity dilakukan *logging porosity* (neutron dan density), sedangkan untuk mengetahui temperatur menggunakan *temperature log*. Dan CO log dilakukan untuk mengetahui saturasi minyak. Pekerjaan *logging* ini dilakukan di sumur observasi, bukan di sumur produksi. Sumur observasi merupakan sumur yang digunakan untuk mengamati kinerja dari sumur produksi.



Gambar 4.28 Logging sumur observasi, sumur sekitar, dan sumur MAF-07

Dari gambar diatas, di log sumur observasi terlihat *steam* telah sampai ke kedalaman 334 ft. Berarti sampai kedalaman tersebut sudah *mature* dan *oil* telah tersapu dan diproduksi. Sedangkan terlihat di *c/o* log dari kedalaman 335 – 360 ft masih ada *oil* kolom yang dapat diproduksi. Jadi kedalaman tersebut merupakan zona target *acidizing job*. Jarak dari *float shoe* ke zona target adalah 73 ft. Dengan jarak yang cukup jauh *acidizing* dengan metode *bullhead* tidak mencapai oil kolom tersebut karena diatas oil kolom ada *sand* yang memiliki permeabilitas besar.

4.2.3.4 Penyebab Kegagalan dan Rekomendasi

Penyebab kegagalan sumur MAF-07 karena jarak dari *float shoe* ke lapisan target terlalu jauh. Asam yang diinjeksikan akan ke lapisan sand yang ada diatas lapisan target terlebih dahulu, sehingga tidak bisa dipastikan asam akan sampai ke lapisan yang diinginkan.

Rekomendasi sumur MAF-07 untuk *acidizing job* selanjutnya adalah menggunakan metode *coiled tubing* agar asam bisa langsung diinjeksikan pada lapisan yang diinginkan.

4.3 Screening Criteria untuk Pemilihan Kandidat

Setelah dilakukan evaluasi, didapatkan parameter – parameter yang dapat digunakan untuk pemilihan kandidat *acidizing bullhead* selanjutnya pada area X. Parameter tersebut disajikan pada tabel 4.1 di bawah. Parameter untuk kandidat selanjutnya seharusnya seperti di kolom berwarna hijau. Untuk parameter pada kolom warna kuning sebaiknya dihindari. Dan parameter pada kolom warna merah sebaiknya tidak dilakukan *acidizing job* menggunakan metode *bullhead*.



Tabel 4.1 Kriteria Pemilihan Kandidat *Acidizing Bullhead*

BAB V

KESIMPULAN & SARAN

5.1 KESIMPULAN

Kesimpulan yang didapat dari Tugas Akhir ini yaitu sebagai berikut :

1. Penyebab kegagalan *acidizing* yang menggunakan metode *bullhead* pada sumur MAF-03 adalah kinerja pompa yang menurun, pada sumur MAF-06 adalah jarak kolom minyak dengan perforasi jauh, pada sumur MAF-07 adalah jarak *float shoe* ke kolom minyak terlalu jauh.
2. Metode atau solusi untuk pencegahan terjadinya kegagalan *acidizing job* adalah dilakukan pemeriksaan kinerja pompa sebelum dilakukan *acidizing*, menggunakan metode *coiled tubing* pada kolom minyak yang terlalu jauh dari *float shoe*, melakukan *welltest* untuk mengetahui permasalahan sumur, *add perforation* pada interval kolom minyak, dan menambahkan aditif *scale precipitation*.
3. *Screening criteria* yang dapat digunakan untuk pemilihan kandidat *acidizing* menggunakan metode *bullhead* selanjutnya adalah nilai *decline rate fluid before* tinggi, *history acidizing* sukses, *avg pump fillage* < 70%, *pump slip* < 5%, kompleks *open hole*, *avg WHT* > 150°F, jarak *float shoe* ke interval minyak dekat, kinerja sumur produksi sekitarnya lebih baik, dan nilai HPT tinggi.

5.2 SARAN

Saran yang dapat penulis berikan untuk penelitian selanjutnya adalah :

1. Melakukan evaluasi terhadap waktu *soaking* pada pekerjaan *acidizing* menggunakan metode *bullhead*.
2. Melakukan analisis terhadap stimulasi *bullhead* lainnya.
3. Melakukan analisis mengenai solusi mengatasi *silica* pada kegiatan *bullhead acid* pada batuan pasir.

DAFTAR PUSTAKA

- Allen, T. O., Roberts, A. P., *Production Operation*. Volume 2. Tulsa Oklahoma : Oil and Gas Consultant International, Inc.
- Bambang, T. (2005). *Well Stimulation*. Jakarta : PT. Medco E & P Indonesia.
- Economides, M. J. & K. G. N. (1989). *Reservoir Stimulation (Second Edition)*. Houston Texas : Schlumberger Educational Service.
- Economides, M. J. & K. G. N. (1991). *Reservoir Stimulation (Second Edition)*. Houston Texas : Schlumberger Educational Service.
- Ertekin, Turgay, Abou-Kassem, Jamal and King, Gregory, R. (2001). *Basic Applied Reservoir Simulation*. SPE Textbook Series Vol. 7. Texas : Richardson.
- Fanchi, John R. (2006). *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Third Edition
- Hoedyono, Sisworini. (2014). *Bahan Catatan Kuliah Stimulasi Reservoir*. Jakarta : Universitas Trisakti.
- Jennings, Alfred R. (2007). *A Contemporary Approach to Carbonate Matrix Acidizing*. Elsevier : Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Kalfayan, Leonard. (2008). *Production Enhancement With Acid Stimulation*. Second Edition. PennWell Corporation
- Kartoadmodjo, R. S., Trijana. (2014). *Bahan Kuliah Special Problems on Oil Production*. Jakarta : Universitas Trisakti.
- Latil, M. (1980). *Enhance Oil Recovery*. Paris : Institute Francais du Petrole Publication.
- Martin, T. (2007). *Acidizing Concept and Design*. Houston : BJ Service.
- Siswoyo, K. E. (2005). *Mekanisme Pembentukan dan Jenis Scale*. Yogyakarta : Jurusan Teknik Perminyakan. Fakultas Teknologi Mineral UPN Veteran.
- Sari, R. P. (2011). *Studi Penanggulangan Problem Scale dari Near-Wellbore Hingga Flowline di Lapangan Minyak Limau*. Skripsi, Fakultas Teknik : Universitas Indonesia.
- Schechter, R. S. (1992). *Oil Well Stimulation*. New Jersey : Prenticehall, Englewood Cliffs.
- Sumantri, R. (1996). *Buku Pelajaran Teknik Reservoir*. Jakarta : Universitas Trisakti
- Satter, A. (2008). *Practical Enhanced Reservoir Engineering*. Tulsa : PennWell Books.

Willian, B. B., J. L. G. & R. S. S. (1979). *Acidizing Fundamentals*. Society of Petroleum Engineers of AIME.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau