

**SELEKSI KANDIDAT DAN EVALUASI UPAYA
PENINGKATAN PRODUKSI MELALUI KEGIATAN
HYDRAULIC FRACTURING PADA RESERVOIR 1500' SAND
LOW PERMEABILITY DI LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

DANI AHMAD FIRMANSYAH

153210848



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

2021

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 24 Juni 2021



Dani Ahmad Firmansyah

153210848

KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya ucapkan kepada Allah SWT berkat rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis bisa diberikan kesempatan untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan syarat terakhir untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik, Program Studi Perminyakan, Universitas Islam Riau. Banyak pihak yang telah membantu penulis dalam bentuk pengetahuan, materil maupun moral penulis dalam penyelesaian tugas akhir ini. Oleh sebab itu penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Mamah yang telah memberikan dukungan moral, material, dan doa yang senantiasa mengiringi penulis,
2. Bapak Dr Eng, Muslim, M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberi arahan dan nasihat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Ibu Fitrianti, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing dalam penulisan tugas akhir ini yang telah meluangkan banyak waktu, tenaga dan pikiran sehingga tugas akhir ini bisa selesai,
4. Ketua dan Sekretaris Program Studi Perminyakan serta dosen-dosen lainnya yang belum bisa saya sebutkan satu persatu dalam tugas akhir ini, yang telah membantu dan mengajari penulis selama masa perkuliahan,
5. BOB PT. BUMI SIAK PUSAKO - PERTAMINA HULU Indonesia yang telah memberikan penulis kesempatan untuk melaksanakan tugas akhir serta melakukan pengambilan data,
6. Bapak Noeramansyah. atau Cak Noer selaku pembimbing penulis selama penulisan TA, dan
7. Titah, The real Sahabatku Ulele dan Daebak Class yang telah membuat masa kuliah saya menjadi lebih mudah dan membuat hari-hari di tanah rantau menjadi lebih terasa seperti rumah.

Teriring doa semoga Allah SWT memberi balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 24 Juni 2021

Dani Ahmad Firmansyah

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SIMBOL.....	ix
DAFTAR SINGKATAN	x
ABSTRAK	xi
<i>ABSTRACT</i>	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4 BATASAN MASALAH.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	4
2.2 FAKTOR-FAKTOR YANG MEMENGARUHI KEBERHASILAN PEREKAHAN	5
2.3 EVALUASI PRODUKSI PEREKAHAN HIDROLIK	7
2.4 STUDI LITERATUR.....	9
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	12
3.1 METODE PENELITIAN	12
3.2 ALUR KERJA PENELITIAN	14

3.3	DATA-DATA YANG DIPERLUKAN	15
3.4	TEMPAT PENELITIAN	15
3.5	JADWAL PENELITIAN	16
BAB IV	ANALISA PENGOLAHAN DATA	17
4.1	TINJAUAN LAPANGAN	17
4.2	DATA OPEN DAN CASED HOLE LOG	19
4.3	SELEKSI KANDIDAT <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	22
4.4	DESKRIPSI KANDIDAT <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	28
4.5	ANALISA DAN EVALUASI <i>HYDRAULIC FRACTURING</i>	37
4.6	PERHITUNGAN UNTUK ANALISA DAN EVALUASI <i>FRACTURING</i>	45
BAB V	KESIMPULAN	49
5.1	SIMPULAN.....	49
5.2	SARAN.....	49
	DAFTAR PUSTAKA	50
	LAMPIRAN.....	Error! Bookmark not defined.

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Pekerjaan <i>hydraulic fracturing</i>	5
Gambar 3.1 Alur kerja penelitian	14
Gambar 4.1 Daerah produksi Area ZRD	17
Gambar 4.2 Peta struktur lapisan 1500'	18
Gambar 4.3 Marked log lapisan reservoir 1500' Area Hani.....	20
Gambar 4.4 Marked log lapisan 1500' Area Ain.....	20
Gambar 4.5 Marked log lapisan 1500' Area Aiz.....	21
Gambar 4. 6 Korelasi log antar sumur di lapisan 1500'	22
Gambar 4.7 Langkah penyaringan tahap 2	26
Gambar 4.8 <i>Bubble</i> radius Hani #02, Ain #08 dan Aiz #03 sebelum <i>hydraulic fracturing</i>	30
Gambar 4.9 Gambar Skematik sumur Hani #02	31
Gambar 4.10 Gambar Skematik sumur Hani #03	33
Gambar 4.11 Gambar Skematik Sumur AIZ #03.....	34
Gambar 4.12 Grafik sejarah produksi Area Hani.....	35
Gambar 4.13 Grafik sejarah produksi Area Ain	36
Gambar 4.14 Grafik sejarah produksi Area Aiz.....	37
Gambar 4.15 Grafik Sejarah Produksi HANI # 02	39
Gambar 4.16 Grafik Produksi HANI # 02 setelah <i>Fracturing</i>	39
Gambar 4.17 Grafik sejarah produksi Ain #08	40
Gambar 4.18 Grafik Produksi AIN # 08 setelah <i>Fracturing</i>	40
Gambar 4.19 Grafik Sejarah Produksi AIZ # 03.....	41
Gambar 4.20 Grafik Produksi AIZ # 03 setelah <i>Fracturing</i>	41
Gambar 4.21 Gambar Kondisi cadangan sumur setelah dilakukan <i>fracturing</i>	44
Gambar 4. 22 Gambar <i>Bubble</i> Radius Hani #02, Ain #08 dan Ais #03 setelah <i>fracturing</i>	45

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Uraian Waktu Penelitian	16
Tabel 4. 1 Hasil Penyaringan Tahap 1 di Lapangan X.....	26
Tabel 4.2 Hasil Penyaringan Tahap 2	28
Tabel 4.3 Kondisi Well Basis Reservoir 1500' Sebelum <i>Hydraulic Fracturing</i> ..	28
Tabel 4.4 Tabel Data Sejarah Kompleksi Hani #02.....	30
Tabel 4.5 Tabel data sejarah kompleksi sumur Ain #08.....	32
Tabel 4. 6 Tabel Data Sejarah Kompleksi Sumur AIZ #03	34
Tabel 4.7 Tabel Kesimpulan Hasil <i>Fracturing</i>	38
Tabel 4. 8 Perhitungan Kumulatif Produksi.....	42
Tabel 4. 9 Tabel Perhitungan Permeabilitas dan Skin	46
Tabel 4.10 Tabel Perhitungan Perubahan Kinerja Reservoir.....	48

DAFTAR SIMBOL

Q	Laju alir
P _b	Tekanan bubble point
Q _b	Laju alir Bubble
Q _{max}	Laju alir maksimal
k	Permeabilitas
φ	Porositas



DAFTAR SINGKATAN

mD	miliDarcy
psi	<i>Pound per Second Inch</i>
pwf	<i>Pressure Well Flowing</i>
Ft	Feet
Pr	<i>Reservoir pressure</i>
BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>
MSTB	<i>Million Stock Tank Barrel</i>
BFPD	<i>Barrel fluid per day</i>
WC	<i>Water cut</i>
SFL	<i>Static Fluid Level</i>
WFL	<i>Working Fluid Level</i>
PI	<i>Productivity Index</i>
BPH	<i>Barrel Per Hour</i>
m	meter
Por	Porositas
SW	<i>Water Saturation</i>
SO	<i>Oil Saturation</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
STB	<i>Stock tank barrel</i>
Bbl	<i>barel</i>
in	<i>inch</i>

DANI AHMAD FIRMANSYAH
153210848

ABSTRAK

Lapangan X merupakan lapangan yang dikelola oleh BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. Lapangan ini mempunyai 4 lapisan *sand* hidrokarbon yaitu lapisan *sand* Basement, Bekasap, 1600', dan 1500'. Produksi utama di lapangan X awalnya hanya dikontribusi oleh dua lapisan, yaitu Bekasap dan Basement. Untuk lapisan 1500' dan 1600' hanya dijadikan sebagai reservoir penyangga dikarenakan karakteristiknya. Permasalahan dan tantangan yang terjadi pada lapangan X saat ini adalah tidak optimalnya produksi minyak yang berasal dari lapisan bekasap dan basement. Untuk memproduksi lapangan X dan meningkatkan perolehan minyak secara ekonomis, maka dilakukan perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*) pada lapisan 1500'. Lapisan 1500' mempunyai permeabilitas yang tergolong rendah yaitu di bawah 50mD, *water cut* yang rendah yaitu di bawah ~ 30%, tekanan yang tidak terlalu besar sekitar 500 psi, serta laju alir yang rendah, namun Lapisan 1500' mempunyai potensi hidrokarbon yang cukup besar untuk dikembangkan dan tersebar secara merata di seluruh Lapangan X. Proses seleksi kandidat akan dilakukan dalam dua langkah, yaitu seleksi tahap awal lalu dilanjutkan dengan evaluasi *sub surface* secara mendetail. Proses seleksi kandidat dilakukan pada 21 sumur yang berada di Lapangan X yang terbagi menjadi 3 Area, yaitu AIN, HANI dan AIZ. Proses seleksi kandidat menghasilkan 3 sumur, yaitu HANI #02, AIN #08 dan AIZ #03. Setelah dilakukan *fracturing* permeabilitas Hani #02 menjadi 828 mD, Ain #08 menjadi 4132 mD dan Aiz #08 menjadi 1663 mD. Sedangkan skin untuk semua sumur menjadi -6. Selain itu terjadi juga perubahan PI dan Qmax yang cukup signifikan hingga mencapai >200 bfpd untuk semua sumur. Namun apabila merujuk pada standar perusahaan, terdapat sumur Hani #02 yang dapat dikatakan gagal karena hanya memiliki oil gain di bawah 50 bopd. Sedangkan dua sumur lainnya termasuk dalam kategori berhasil

Kata Kunci: Hydraulic fracturing, seleksi kandidat, evaluasi, permeabilitas, laju alir

DANI AHMAD FIRMANSYAH
153210848

ABSTRACT

Field X is a field managed by BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. This field has 4 challenging sand layers, namely Basement, Bekasap, 1600', and 1500' sand layers. The main products in the X field were initially only contributed by two layers, namely Bekasap and Basement. The 1500' and 1600' layers are only used as reservoir supports because of their characteristics. The problems and challenges that are currently occurring in Field X are the non-optimal production of oil originating from the bekasap layer and basement. To produce field X and increase oil profit economically, hydraulic fracturing is carried out in the 1500' layer. 1500' has a relatively low permeability, which is below 50mD, a low water cut, which is below ~ 30%, a pressure that is not too large around 500 psi, and a low flow rate, but the 1500' layer has a large enough layer potential to be developed. and evenly distributed throughout Field X. The selection process will be carried out in two steps, namely the initial selection stage followed by a detailed sub-surface evaluation. The candidate selection process was carried out on 21 wells in Field X which was divided into 3 areas, namely AIN, HANI and AIZ. The candidate selection process resulted in 3 wells, namely HANI #02, AIN #08 and AIZ #03. After the fracturing permeability of Hani#02 became 828 mD, Ain#08 became 4132 mD and Aiz#08 became 1663 mD. While the skin for all wells becomes -6. In addition, there were also significant changes in PI and Qmax up to >200 bfpd for all wells. However, if you refer to company standards, there is the Hani #02 well which can be said to have failed because it only had an oil gain of below 50 bopd. while the other two wells are included in the successful category

Key Words: *Hydraulic fracturing, candidate selection, evaluation, permeability, well flow*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Lapangan X merupakan lapangan yang dikelola oleh BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. Lapangan ini mempunyai 4 lapisan *sand* hidrokarbon yaitu lapisan *sand* Basement, Bekasap, 1600', dan 1500'. Produksi utama di lapangan X awalnya hanya dikontribusi oleh dua lapisan, yaitu Bekasap dan Basement. Untuk lapisan 1500' dan 1600' hanya dijadikan sebagai reservoir penyangga dikarenakan karakteristiknya.

Permasalahan dan tantangan yang terjadi pada lapangan X saat ini adalah tidak optimalnya produksi minyak yang berasal dari lapisan bekasap dan basement. Hal ini disebabkan karena lapisan Bekasap dan Basement pada Lapangan X sudah termasuk dalam kategori *mature field* dan kandungan airnya sudah cukup tinggi (*high water cut*). (Fedriando et al., 2019)

Untuk memproduksi lapangan X dan meningkatkan perolehan minyak secara ekonomis, maka BOB PT. BSP - Pertamina Hulu mulai melakukan beberapa pekerjaan stimulasi sumur dengan cara peretakan hidraulik (*hydraulic fracturing*) pada lapisan 1500'. Lapisan 1500' mempunyai permeabilitas yang tergolong rendah yaitu di bawah 50mD, *water cut* yang rendah yaitu di bawah ~ 30%, tekanan yang tidak terlalu besar sekitar 500 psi, serta laju alir yang rendah, namun Lapisan 1500' mempunyai potensi hidrokarbon yang cukup besar untuk dikembangkan dan tersebar secara merata di seluruh Lapangan X.

Hydraulic fracturing merupakan salah satu cara untuk meningkatkan produktivitas sumur dengan permasalahan permeabilitas kecil yang menyebabkan fluida sulit untuk mengalir. Proses peretakan dilakukan dengan menginjeksikan fluida peretakan dengan tekanan dan laju alir yang tinggi melebihi *stress* dari batuan ke dalam formasi sehingga terbentuk rekahan. Rekahan tersebut nantinya akan diganjal menggunakan material pengganjal (*proppant*) agar tidak tertutup kembali setelah proses peretakan berhenti dilakukan. (Robart et al., 2013)

Pekerjaan *hydraulic fracturing* pada reservoir dengan kondisi *low pressure* pernah dilakukan oleh Perusahaan Pertamina Hulu Sanga-Sanga Blok Mahakam di Lapangan X dan berhasil meningkatkan produksi Lapangan X. Dengan melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* pada lapisan 1500' dengan karakteristik yang mirip, maka diharapkan terjadinya peningkatan permeabilitas pada lapisan 1500' sehingga hidrokarbon yang ada pada lapisan 1500' dapat diproduksi secara ekonomis.

Dalam penelitian kali ini akan dibahas proses pemilihan kandidat untuk dilakukannya pekerjaan *hydraulic fracturing*, proses ini membutuhkan integrasi dari banyak aspek seperti kondisi geologi, reservoir, sifat fisik batuan dan perolehan produksi dari sumur yang akan dilakukan *hydraulic fracturing*. Tahapan seleksi terbagi menjadi dua langkah yaitu tahap awal seleksi dan dilanjutkan dengan evaluasi mendetail pada *subsurface*. Setelah itu akan dilanjutkan dengan melakukan evaluasi terhadap pekerjaan *hydraulic fracturing* yang telah dilakukan. Hasil evaluasi pekerjaan *hydraulic fracturing* yang akan dibahas mencakup pada perhitungan permeabilitas, skin serta laju alir produksi setelah dilakukannya pekerjaan.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini adalah:

1. Melakukan seleksi kandidat sumur yang akan dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*
2. Melakukan evaluasi terhadap pekerjaan *hydraulic fracturing* yang dilakukan dengan melihat nilai permeabilitas, skin serta produksi minyak setelah pekerjaan *hydraulic fracturing*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Dengan adanya penelitian ini diharapkan dapat menjadi referensi dan acuan pada pekerjaan *hydraulic fracturing* pada lapangan x selanjutnya dan referensi untuk penelitian yang akan dilakukan oleh peneliti selanjutnya terkait pengembangan *hydraulic fracturing*

1.4 BATASAN MASALAH

Adapun batasan-batasan masalah yang dibentuk agar penelitian ini tidak menyimpang dari arah dan tujuan yaitu sebagai berikut:

1. Penelitian ini hanya membahas mengenai seleksi kandidat dan evaluasi pekerjaan *hydraulic fracturing* di Lapangan X.
2. Hal-hal yang berhubungan dengan teknik pengaplikasian pekerjaan pekerjaan *hydraulic fracturing*, jenis *proppant*, dan tekanan injeksi tidak termasuk dalam masalah untuk dianalisis.
3. Sumur yang akan di analisa di Lapangan X akan berjumlah 3 sumur yaitu Hani #02, Aiz #03 dan Ain #08, yang tersebar pada tiga area di Lapangan X.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Al-Quran telah memberitahu tentang pembentukan minyak pada surat Al- A'la ayat 4 dan 5.

“dan yang menumbuhkan rumput-rumputan, lalu dijadikan-Nya (rumput-rumputan) itu kering kehitam-hitaman” [87:4-5]

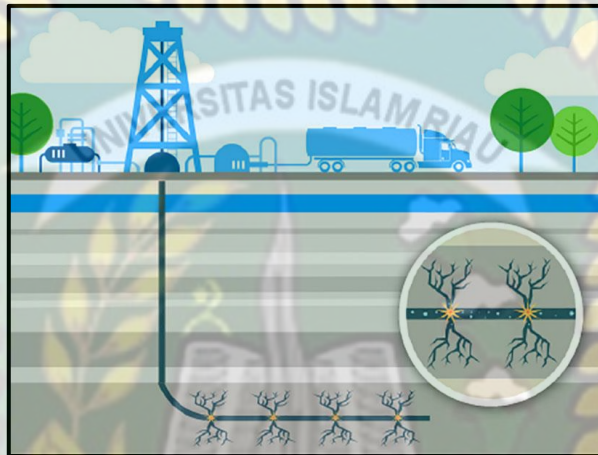
Apabila kedua ayat di atas dihubungkan maka menunjukkan bahwa Allah yang menumbuhkan rumput-rumputan, lalu rumput-rumputan bercampur dengan daun dan sampah yang busuk. Sisa-sisa dari rerumputan yang bercampur daun dan sampah yang busuk tersebut kemudian mengendap didasar bumi dan lama kelamaan tertutup lumpur. Lumpur tersebut lambat laun berubah menjadi batuan karena pengaruh dari tekanan lapisan di atasnya. Sementara dengan meningkatnya suhu dan tekanan, bakteri anaerob menguraikan sisa-sisa jasad renik itu menjadi minyak dan gas. Minyak bumi yang terbentuk berwarna hitam gelap kehijauan

2.1 HYDRAULIC FRACTURING

Stimulasi Perekahan Hidrolik merupakan salah satu cara untuk merekahkan reservoir dengan tujuan meningkatkan kemampuan alir fluida dari formasi menuju lubang sumur. Melalui teknik dengan pemompaan dengan tekanan dan laju alir yang tinggi, fluida perekah dipompakan ke dalam reservoir agar terbentuk rekahan dan akan diisi dengan material pengganjal rekahan (*proppant*) agar rekahan tidak tertutup kembali. Rekahan yang telah terbentuk diharapkan akan menjadi zona alir baru bagi fluida menuju ke lubang sumur. (Chaplygin et al., 2020)

Rekahan yang dihasilkan diharapkan dapat menembus zona yang rusak (*damage zone*) atau dapat pula menghubungkan daerah *porous* yang semula terhalang oleh suatu penghalang (*barrier*). Karena permeabilitas rekahan lebih besar dari pada permeabilitas formasi, maka aliran fluida dari reservoir menuju ke lubang sumur menjadi lebih lancar. Perbaikan permeabilitas ini juga akan memperbesar daerah penyerapan sumur (*drainage area*). (Rassenfoss & Zborowski, 2018)

Tingkat keberhasilan pekerjaan stimulasi peretakan hidrolis ini ditentukan banyak faktor, seperti; karakteristik batuan, proses pemilihan kandidat, pembelajaran dan analisa karakteristik reservoir, pendesainan peretakan hidrolis, pemompaan, jenis fluida peretakan dan jenis *proppant*, teknik kompleksitas dan produksi. (Murtaza, Naeim, & Waleed, 2013)



Gambar 2. 1 Pekerjaan *hydraulic fracturing* (sumber: <https://aquaticinformatics.com/>).

2.2 FAKTOR-FAKTOR YANG MEMENGARUHI KEBERHASILAN PEREKAHAN

Terdapat beberapa faktor yang dapat memengaruhi keberhasilan dalam pelaksanaan *hydraulic fracturing*, antara lain:

1. Fluida Peretakan

Fluida peretakan adalah suatu cairan yang digunakan untuk menghantarkan daya pompa ke batuan formasi, dan juga berfungsi sebagai pembawa material pengganjal ke dalam rekahan.

Untuk melakukan hal ini secara efisien, fluida yang ideal harus memiliki kombinasi dari beberapa parameter ini: Biaya rendah, Mudah digunakan, Rendah friksi tekanan di *tubing*, Viskositas tinggi dalam rekahan, untuk menopang *proppant*, Viskositas rendah setelah eksekusi, untuk memudahkan saat di-*recover*, Kompatibel dengan formasi, fluida reservoir dan *proppant*, Aman digunakan, dan Ramah lingkungan (Aadnøy & Looyeh, 2019).

2. *Additive*

Additive merupakan material tambahan yang ditambahkan agar sifat fluida perekah sesuai dengan rancangan yang telah dibuat. *Additive* yang digunakan harus tidak reaktif dengan fluida reservoir, mudah dikeluarkan dari formasi dan sangat efektif pada konsentrasi rendah. (Speight, 2020)

3. *Proppant* (Material Penganjal)

Proppants adalah bahan *granular*/butiran, yang ditempatkan di dalam rekahan guna "menganjal" rekahan agar tidak menutup kembali setelah dilakukan *fracturing* (Zagrebelnyy et al., 2017). Konduktivitas rekahan secara langsung berkaitan dengan kuantitas *proppant*-nya dalam rekahan, jenis *proppant*-nya, dan ukuran butiran *proppant*. Tujuan utama dari perekahan hidrolik adalah untuk menempatkan secara tepat sejumlah *proppant* di tempat yang tepat.

4. Transportasi *Proppant*

Dalam pelaksanaan perekahan hidrolik, proses pemompaan fluida perekah dan *proppant* dibagi dalam beberapa tahap pemompaan yaitu *pre-pad*, *pad*, *slurry*, dan *flushing* (Adams & Rowe, 2013).

5. Tahapan Perekahan *Hydraulic fracturing*

Tujuan tahapan perekahan hidrolik adalah untuk menentukan parameter-parameter yang berpengaruh terhadap proses perekahan, seperti : Tekanan Penutup Rekahan (*Fracture Closure Pressure*), *Leak-Off* (Perembesan/kebocoran), Tekanan Perpanjangan Rekahan (*Fracture Extension Pressure*), Hambatan di Sekitar Lubang Sumur (*Near Wellbore Friction*), Tinggi dan Panjang Rekahan (Janszen, et al., 2015).

Tahapan perekahan hidrolik yang umum dilakukan adalah *Injectivity Test* *Step Rate Test* (*Step Up & Down Test*), *Minifrac* (*Calibration Test*), dua tahapan ini disebut "*Frac Stages Test*" yang berfungsi untuk mendapatkan data awal sebagai dasar pendesainan program *Main Fract* (Searles, et al., 2018) .

Setelah dua tahapan tersebut dilakukan, *Engineer Fract* akan melakukan tahapan pendesainan *Main Fract* dan kemudian mendiskusikan hasil pendesainan

tersebut dengan *User (Petroleum Engineer)*. *Engineer* dan *User* harus mengambil kesepakatan bersama terhadap program desain *Main Fract* sebelum program tersebut dieksekusi.

2.3 EVALUASI PRODUKSI PEREKAHAN HIDROLIK

Evaluasi Produksi setelah Perekahan Hidrolik tujuannya adalah untuk mengetahui seberapa besar perubahan peningkatan produktivitas sumur sebelum dan sesudah perekahan hidrolik. Karena tujuan perekahan hidrolik yang utama adalah untuk meningkatkan produktivitas sumur. Untuk melakukan Evaluasi ini ada beberapa metode perhitungan yang bisa dilakukan dengan mengetahui perubahan pada: Permeabilitas, Skin, *Inflow Performance Relationship* dan keekonomian.

2.3.1 Average Permeability (K_{avg})

Setelah kita melakukan *hydraulic fracturing* maka dapat diasumsikan bahwa permeabilitas di sekitar lubang sumur akan menjadi lebih besar daripada permeabilitas formasi yang jauh dari lubang sumur (Pechan et al., 2014). Besarnya permeabilitas setelah rekahan (K_f) dan distribusi permeabilitas rata-rata (K_{avg}) dapat dihitung menggunakan persamaan Howard dan Fast (King Hubb) :

$$K_f = \frac{(K_i h) + W_{kf}}{h} \quad 1$$

$$K_{avg} = \frac{\log r_e / r_w}{\frac{1}{K_f} \log \left(\frac{x_f}{r_w} \right) + 1 / K_f \log \left(\frac{r_e}{x_f} \right)} \quad 2$$

Ket:

- K_{avg} : permeabilitas rata-rata setelah perekahan, md
- K_i : permeabilitas batuan awal, md
- W_{kf} : konduktivitas rekahan, md.ft
- h : tebal formasi sumur, ft
- r_e : radius pengurasan, ft
- r_w : radius sumur, ft
- K_f : permeabilitas efektif formasi yang terkena efek perekahan, md

X_f : panjang rekahan satu sayap,ft

2.3.2 Faktor Skin

Skin adalah parameter dalam formasi reservoir yang menandakan apakah terdapat kerusakan (damage) terhadap kemampuan alir fluida dari reservoir ke dalam lubang sumur (Civan, 2007). Skin ini dinyatakan dalam nilai angka positif-nol-negatif. Setiap pekerjaan yang dilakukan pada sumur bertujuan untuk mengurangi nilai skin.

Setelah dilakukannya *hydraulic fracturing* maka diharapkan nilai skin pada sumur menjadi negatif, hal ini menandakan bahwa permasalahan yang sebelumnya terjadi pada formasi telah berhasil dimitigasi. Metode dalam perhitungan faktor skin digunakan persamaan Prats (Prats et al., 1962), dengan mengasumsikan; semua keadaan dianggap ideal, aliran fluida steady state, area pengurasan radial, fluida incompressible, konduktivitas rekahan tidak terhingga, dan tinggi rekahan sama dengan tinggi formasi.

$$S_{afterfrac} = -\ln\left(\frac{rw'}{rw}\right) \quad 3$$

$$rw' = \frac{1}{2} \times X_f \quad 4$$

Dimana:

rw : radius sumur, ft

rw' : radius sumur efektif, ft

X_f : konduktivitas rekahan

2.3.3 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship (IPR) adalah gambaran kemampuan suatu formasi berproduksi. IPR digambarkan oleh hubungan antara laju alir produksi dengan tekanan alir dasar sumur atau P_{wf} vs Q . Kurva IPR untuk minyak dan gas sangat diperlukan pada analisa sistem produksi yang nantinya akan direkomendasikan kepada user atau stake holder suatu lapangan (Musnal, 2014).

Pada penelitian kali ini jenis persamaan yang digunakan adalah persamaan Vogel (K. Brown and Beggs, 1977) yang digunakan pada fluida dengan 2 fasa di mana $P_r < P_b$ dan $P_{wf} < P_b$. Persamaan nya adalah sebagai berikut:

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

5

Untuk membuat kurva IPR pada kondisi ini maka nilai P_{wf} harus diasumsikan terlebih dahulu untuk mendapatkan laju alir pada tiap tekanan mulai dari Tekanan Reservoir turun bertahap hingga nol lalu dibuat plot antara P_{wf} vs Q .

2.4 STUDI LITERATUR

Di Indonesia sendiri penerapan *hydraulic fracturing* sudah dilakukan di berbagai lapangan reservoir salah satunya di Pertamina Hulu Sanga-sanga, Kalimantan barat. Pertamina hulu sanga-sanga memiliki 4 blok yang sampai sekarang masih di produksikan. Ke 4 blok ini berhasil memproduksi 30% cadangan minyak dan 70% sisa cadangan yang belum terproduksi. Dilakukannya *hydraulic fracturing* di sanga-sanga dikarenakan 39% cadangan minyak berada di lapisan yang memiliki permeabilitas yang kecil, hal ini menyebabkan cadangan tersebut tidak bisa di produksikan secara optimal. (Rachmanto et al., 2019)

Pekerjaan *hydraulic fracturing* selanjutnya dilakukan di PT. Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field pada salah satu sumur, alasan dilakukannya *hydraulic fracturing* di lapangan ini yaitu dikarenakan sumur ini mempunyai permeabilitas yang kecil, rata-rata permeabilitasnya adalah 5md, sisa cadangan yang dimiliki adalah 201 MSTB, sumur ini mempunyai tekanan reservoir (PR) yang besar 1721 psi dan laju alir yang sangat kecil 8 BOPD, sumur yang mempunyai tekanan reservoir yang tinggi tetapi memiliki laju alir yang kecil juga merupakan salah satu pertimbangan yang besar kenapa *hydraulic fracturing* dilakukan pada sumur ini. Setelah *hydraulic fracturing* di lakukan hasil yang diperoleh di sumur ini cukup menakjubkan, laju alir yang sebelumnya 8 BOPD menjadi 117 BOPD, ini menunjukkan bahwa pemilihan *hydraulic fracturing* di sumur ini adalah pilihan yang tepat. (Cahyaningsi et al, 2015)

Pekerjaan selanjutnya dilakukan oleh Energi Mega Persada Malacca Strait di lapangan Kuat, Sumatra, DC-15 salah satu sumur dari 17 sumur yang beroperasi di lapangan Kuat. DC-15 berada di kedalaman 6699-7015 ft, dan memiliki ketebalan 281 ft. sifat batuan yang dimiliki oleh resevoir ini adalah porositas 14% dan permeabilitas dari 2-10 mD. Sumur ini mempunyai tekanan reservoir 2200psi, minyak di sini memiliki kandungan *sollution-gas* 937 scf/stb, dapat mengalir secara natural dengan laju alir 5-20 BOPD, dengan adanya bantuan dari *Artificial lift* laju alir yang di dapatkan dari sumur ini adalah 38 BOPD. Laju alir yang kecil ini dikarenakan *resevoir* ini memiliki permeabilitas yang sangat kecil, permeabilitas reservoir yang kecil tidak bisa ditingkatkan, tetapi kita bisa meningkatkan permeabilitas di sekitar lubang sumur dengan melakukan *hydraulic fracturing*. Hasil yang didapatkan setelah dilakukannya stimulasi untuk sumur DC-15 di dapatkan hasil yang sangat memuaskan, peningkatan laju alir yang tadinya 38 BOPD dapat meningkat menjadi 168 BOPD. (Faizal Ardi et al., 2015)

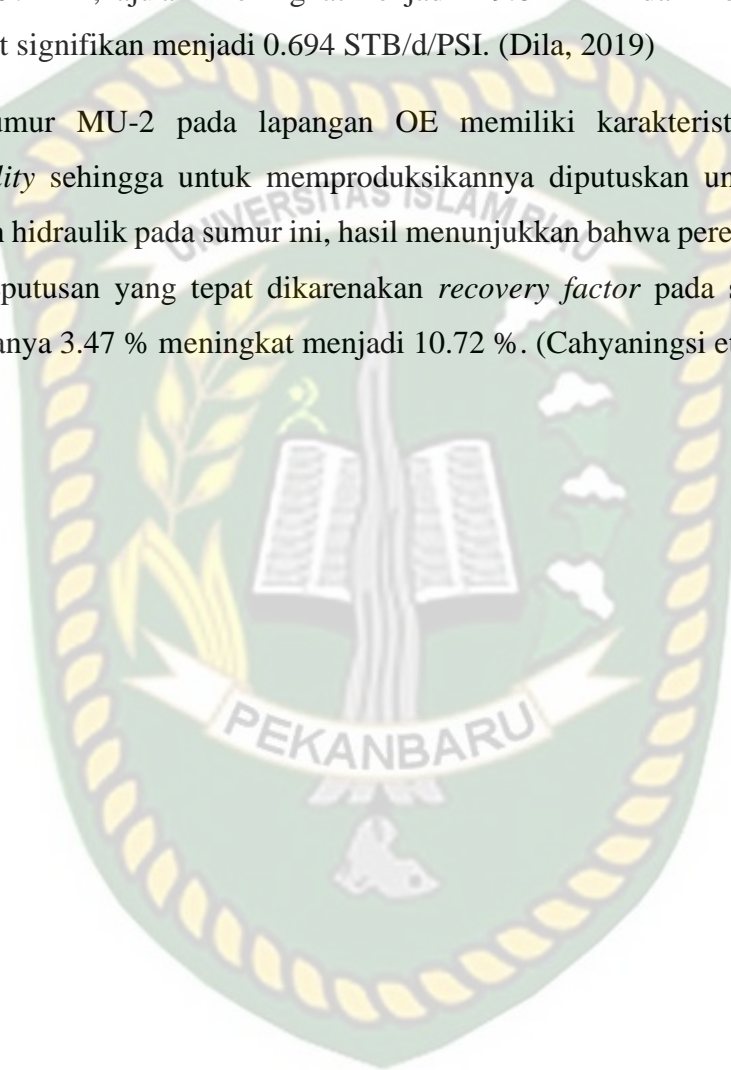
Sumur RY-309 pada lapisan Telisa yang berada di kedalaman 3110-3130 ft sebelumnya berproduksi dengan laju alir 15 BFPD dan memiliki 100% *water cut*. Reservoir ini memiliki permeabilitas 4 mD, tetapi lapisan ini masih mempunyai cadangan yang masih produktif, maka lapisan ini diputuskan untuk dilakukan *hydraulic fracturing*. Setelah dilakukannya *hydraulic fracturing* laju alir yang dimiliki sumur ini meningkat menjadi 300.62 BFPD dengan perolehan minyak 291 BOPD sehingga *water cut* yang tadinya 100% menjadi 3.2%, dan permeabilitas meningkat dari 4mD menjadi 74mD. (Ryan & Pratama, 2017)

Hydraulic fracturing yang dilakukan oleh Oil India Ltd. pada tahun 2015-2016 pada Upper Assam basin juga mendapatkan hasil yang cukup baik. 6 sumur yang sebelumnya tidak menunjukkan performa apa-pun sebelum dilakukan *hydraulic fracturing* menjadi sumur-sumur dengan total produksi kurang lebih 1380 bopd. Hal tersebut dapat diraih melalui teknik pemilihan sumur yang tepat dan *hydraulic fracturing* yang sukses. (Mukku et al., 2019).

Hydraulic fracturing selanjutnya dilakukan pada lapangan d yang sebelumnya memiliki faktor skin +12, permeabilitas (k) 11.3 mD, laju alir 54.9

BFPD dan memiliki Productivity indeks 0.248 STB/d/PSI. setelah dilakukan *hydraulic fracturing* sumur tersebut menunjukkan hasil yang memuaskan, faktor skin yang sebelumnya +12 menjadi -4, permeabilitas meningkat dari 11.3 mD menjadi 39.4 mD, laju alir meningkat menjadi 129.82 BFPD dan Productivity indeks meningkat signifikan menjadi 0.694 STB/d/PSI. (Dila, 2019)

Sumur MU-2 pada lapangan OE memiliki karakteristik batuan *low permeability* sehingga untuk memproduksikannya diputuskan untuk melakukan perekahan hidraulik pada sumur ini, hasil menunjukkan bahwa perekahan hidraulik adalah keputusan yang tepat dikarenakan *recovery factor* pada sumur ini yang tadinya hanya 3.47 % meningkat menjadi 10.72 %. (Cahyaningsi et al., 2015)



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam penelitian ini antara lain:

1. Studi Literatur

Studi literatur digunakan untuk mencari pengetahuan mengenai *hydraulic fracturing*, cara penerapan, teknikal pekerjaan, serta mempelajari karakteristik reservoir dengan permeabilitas rendah.

2. Pengumpulan Data

Data yang dikumpulkan merupakan data geologi, reservoir serta produksi dari sumur-sumur yang dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*.

3. Analisa Data

Hasil pengolahan data akan berupa rangkaian sejarah kompleksi sumur, *logging open hole* dan *cased hole*, peta struktur, *isopach*, dan *well basis* pada Lapisan 1500', grafik kinerja produksi, *well log correlation* serta hasil evaluasi setelah *hydraulic fracturing*.

4. Seleksi Kandidat

Seleksi kandidat akan dilakukan dalam dua langkah, yaitu seleksi tahap awal lalu dilanjutkan dengan evaluasi *sub surface* secara mendetail. Seleksi tahap awal digunakan untuk mengidentifikasi sumur-sumur yang memiliki prospek yang baik di antara sumur lainnya dan menggugurkan sumur-sumur yang tidak memenuhi kriteria untuk dilakukan *hydraulic fracturing*. Beberapa parameter (Mukku et al.) yang akan dilihat dari step pertama antara lain:

- Sisa cadangan yang ada (tinggi)
- *Net pay thickness* (high)
- *Reservoir pressure* (high)
- *Water cut* (rendah)
- Jarak dengan water/Gas zone (tinggi)
- Permeabilitas reservoir (rendah)
- Skin (tinggi)
- Productivity indeks (low)

- *Completion Challenge*

Tahap selanjutnya adalah evaluasi mendetail pada sub-surface yang akan dilakukan dalam beberapa langkah, yaitu:

- Analisa geologi dan reservoir
- Evaluasi petrofisikal (sumur)
- Analisa produksi dan reservoir

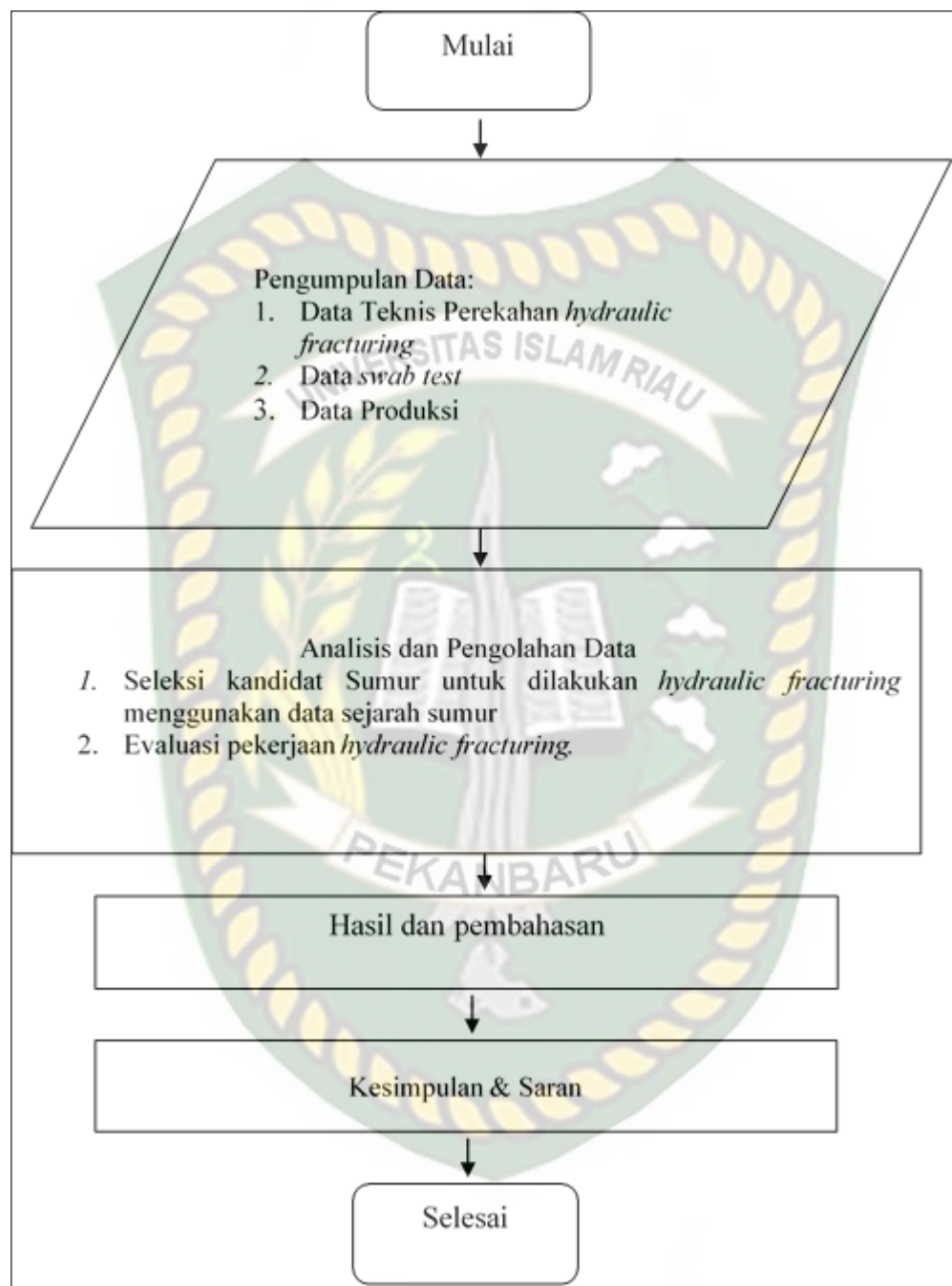
5. Evaluasi pekerjaan

Hasil evaluasi pekerjaan *hydraulic fracturing* yang akan dibahas mencakup pada perhitungan permeabilitas, skin serta laju alir produksi setelah dilakukannya pekerjaan.

6. Penarikan kesimpulan dan rekomendasi.



3.2 ALUR KERJA PENELITIAN



Gambar 3. 1 Alur kerja penelitian

3.3 DATA-DATA YANG DIPERLUKAN

1. Data Sejarah Sumur

Data sejarah sumur dapat berupa rangkaian sejarah kompleksi sumur, *logging open hole* dan *cased hole*, peta struktur, isopach dan *well basis* lapisan 1500'sd, grafik kinerja produksi serta *well log correlation*. Data-data tersebut diperlukan untuk melakukan seleksi kandidat untuk dilakukan *hydraulic fracturing*.

2. Data Swab Test

Data *swab test* yang terdiri dari data Q (*rate/hour* : Rph), WC (%), *Static Fluid Level* : SFL (feet), *Walking Fluid Level* : WFL (feet), data ini digunakan untuk menghitung ; Tekanan Reservoir (P_{res}), Tekanan *Well Flowing* (P_{wf}), *Productivity Index* (PI), *Q bubble* (Q_b) dan *Q maximum* (Q_{max}). Data hitungan ini akan dilihat dan dievaluasi perubahannya sebelum dan sesudah perekahan seberapa besar perubahannya.

3. Data Produksi

Data produksi yang dievaluasi meliputi kinerja produksi sebelum dan sesudah perekahan. data produksi diolah sedemikian rupa, untuk mendapatkan perolehan produksi minyak mulai dari produksi pertama setelah pekerjaan perekahan hidrolik sampai adanya pekerjaan perbaikan sumur lagi dan adanya perubahan kondisi kompleksi sumur. Pada akhirnya akan didapat total kumulatif produksi minyak setelah perekahan hidrolik sebagai bahan dasar perhitungan keekonomian.

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Penelitian akan dilakukan di BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu

3.5 JADWAL PENELITIAN

Berikut adalah tabel uraian waktu penelitian yang akan dilaksanakan:

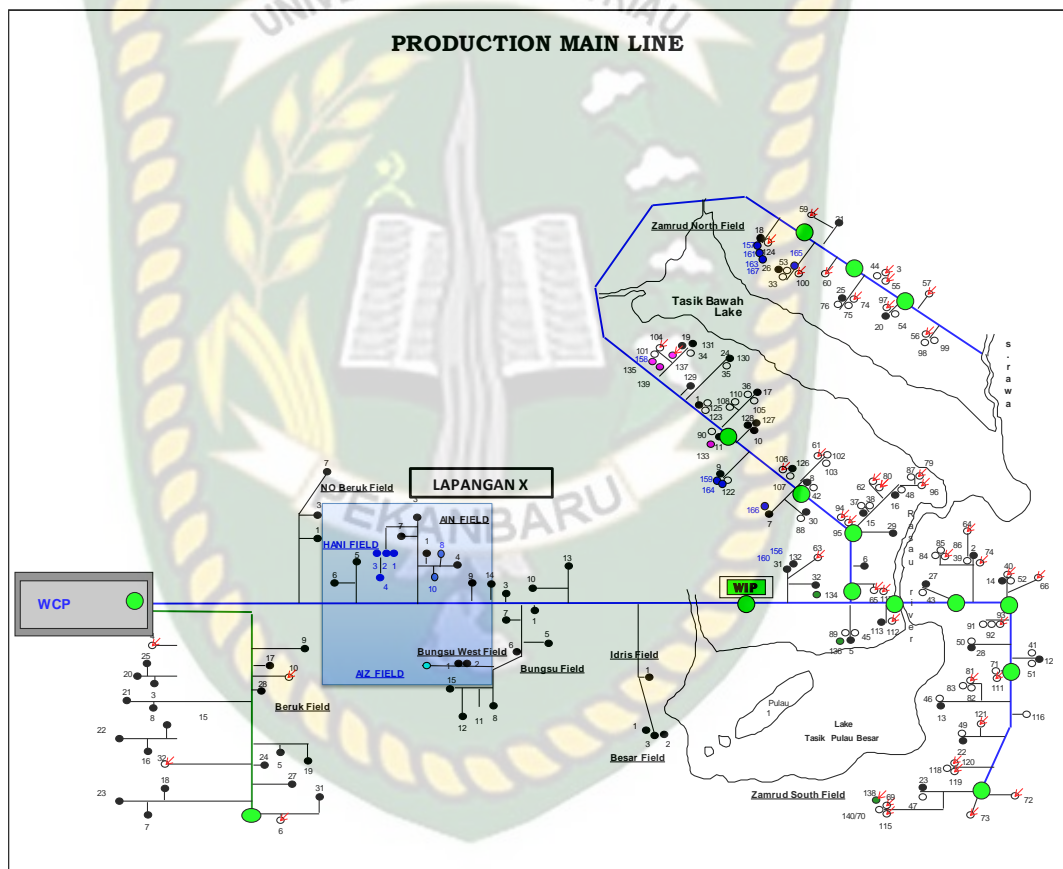
Tabel 3. 1 Uraian Waktu Penelitian

No.	Deskripsi Kegiatan	Maret-21				April- 21				Mei-21			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Pengumpulan data												
3	Analisa data												
4	Pengolahan data												
5	Penarikan kesimpulan												
6	Penyusunan Laporan												

BAB IV ANALISA PENGOLAHAN DATA

4.1 TINJAUAN LAPANGAN

Lapangan X pada lapisan 1500' merupakan lapangan dengan potensi cadangan hidrokarbon yang belum diproduksi, sebelumnya lapisan 1500' pada lapangan ini hanya dijadikan sebagai reservoir penyangga. Lapangan X merupakan gabungan dari tiga area, yaitu **Area AIN**, **Area Hani** dan **Area AIZ**.

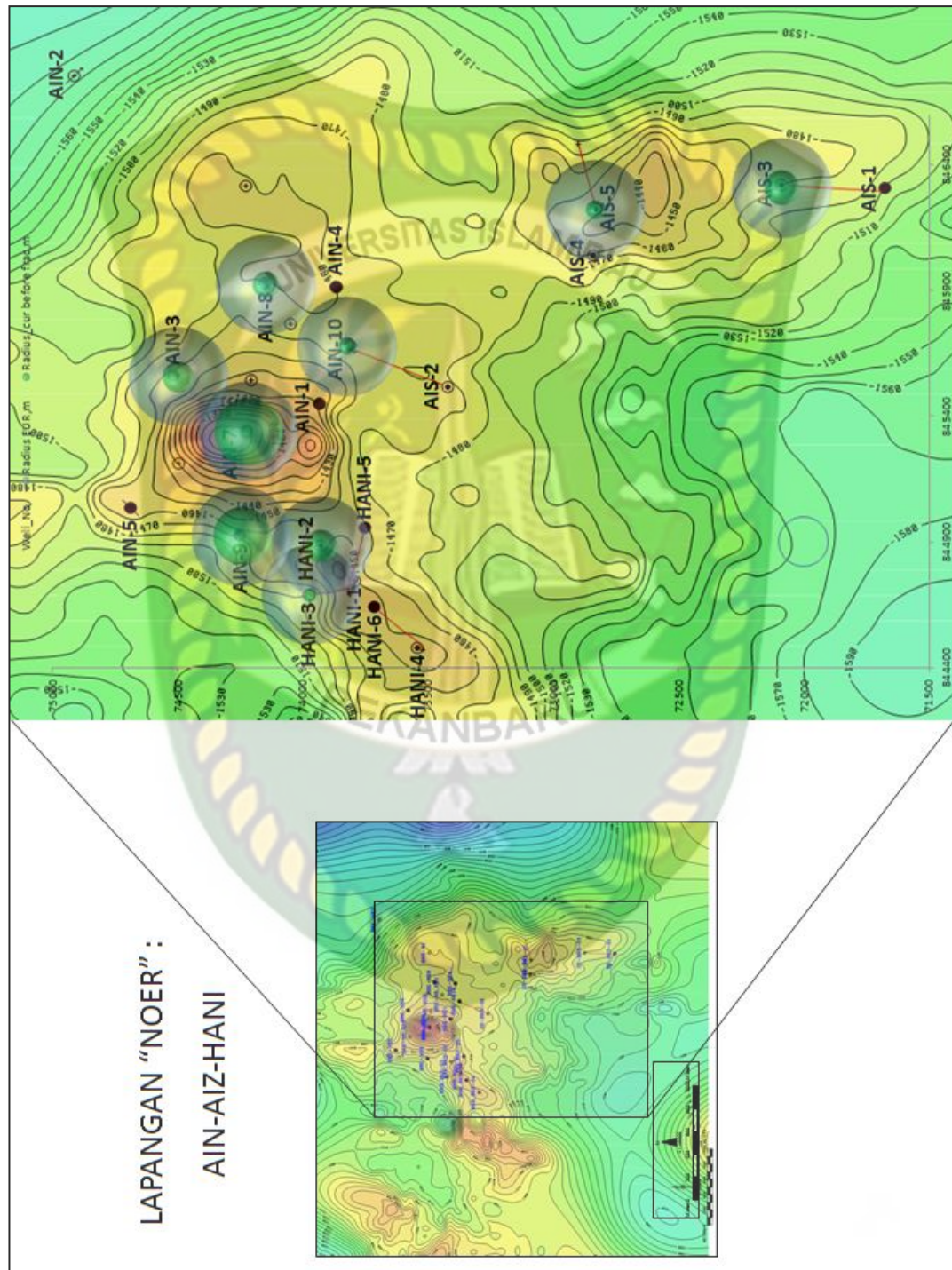


Gambar 4.1 Daerah produksi Area ZRD

Lapangan X terletak di dalam area produksi ZRD yang terdiri dari 11 area lainnya, yaitu area ZRD, ZSO, BGS, WBGS, BSR, IDR, BRK, NOB, **AIN**, **HANI**, dan **AIZ field**.

Penelitian kali ini akan difokuskan pada 3 area yaitu AIN, HANI dan AIZ. Pada tiga area ini terdapat 21 sumur, di mana pada area Ain terdapat 10 sumur, area Hani 6 sumur dan area AIZ 5 sumur. Dari 21 sumur tersebut akan dipilih beberapa

kandidat untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* agar produksi minyak pada Lapangan X dapat meningkat kembali.



Gambar 4.2 Peta struktur lapisan 1500'

Terdapat beberapa hal yang melatarbelakangi kegiatan *hydraulic fracturing* dilakukan pada lapangan X, hal tersebut antara lain:

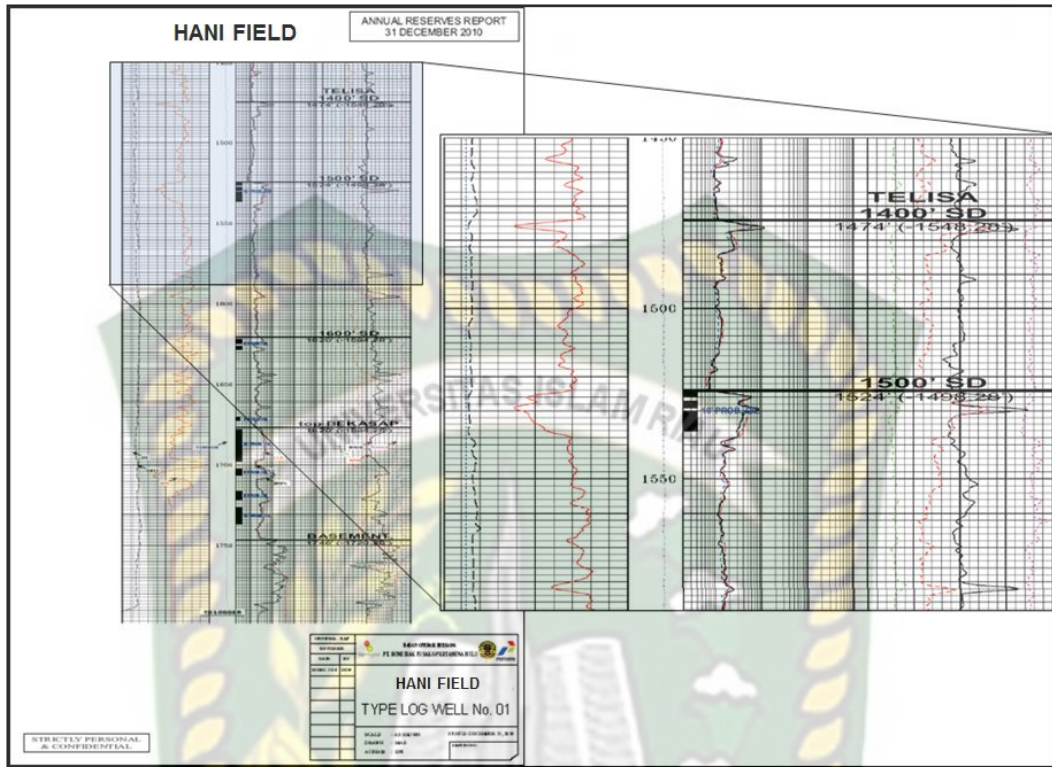
1. Reservoir utama Lapangan X tidak lagi ekonomis untuk diproduksi karena sudah mencapai kategori *high water cut*.
2. Penyebaran lapisan 1500' merata di seluruh area lapangan X dengan ketebalan lapisan 6 – 20ft yang dapat dilihat pada gambar 4.6
3. Hasil *swab test* pada lapisan 1500' hanya berkisar sekitar 5 bph (*barrel per hour*) sehingga tidak memungkinkan untuk diproduksi dengan pompa eksisting.
4. Tekanan reservoir pada lapisan 1500' tidak terlalu besar, yaitu di bawah 700 psi.
5. Harga permeabilitas cenderung rendah, yaitu rata-rata di bawah 70 mD
6. Terdapat *damage* di area sekitar lubang sumur.

Berdasarkan kriteria di atas, maka lapangan X seharusnya cukup layak untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* agar dapat meningkatkan kemampuan alir fluida reservoir sehingga produksi minyak dapat kembali optimal.

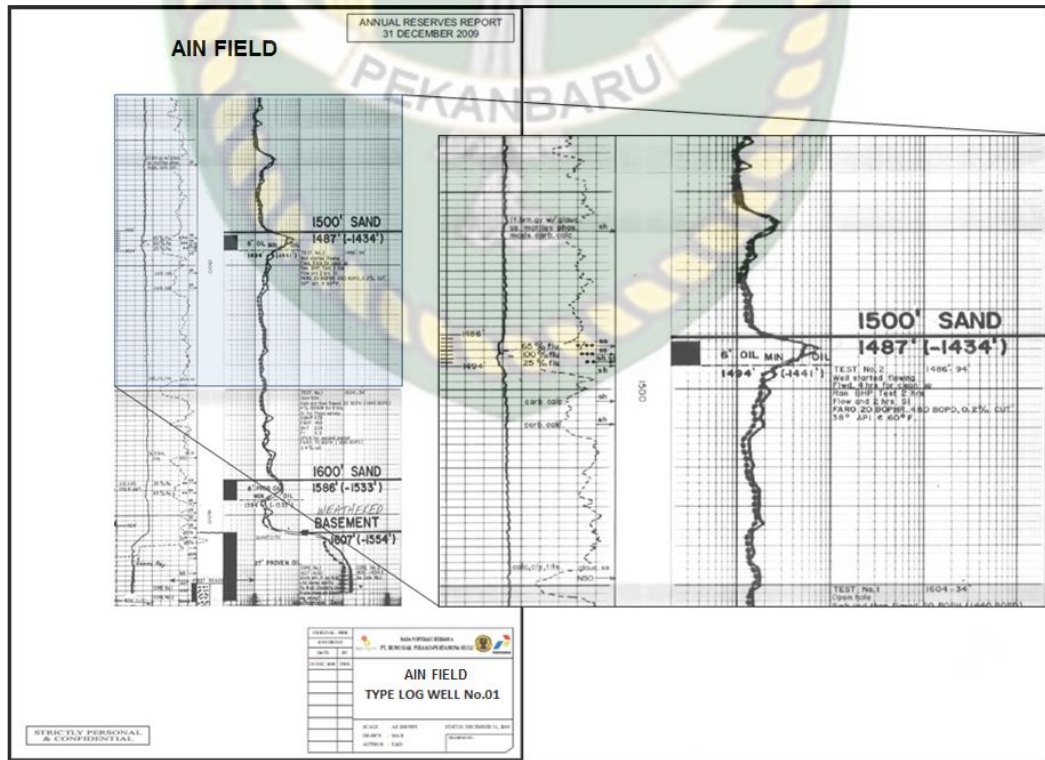
4.2 DATA OPEN DAN CASED HOLE LOG

Data log diperlukan agar kita dapat melihat kondisi reservoir sebelum dilakukan *hydraulic fracturing*, data ini dapat berguna sebagai data validasi ketika melakukan pemilihan kandidat sumur. data di bawah ini merupakan *marked log* dari tiga area yang akan dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*.

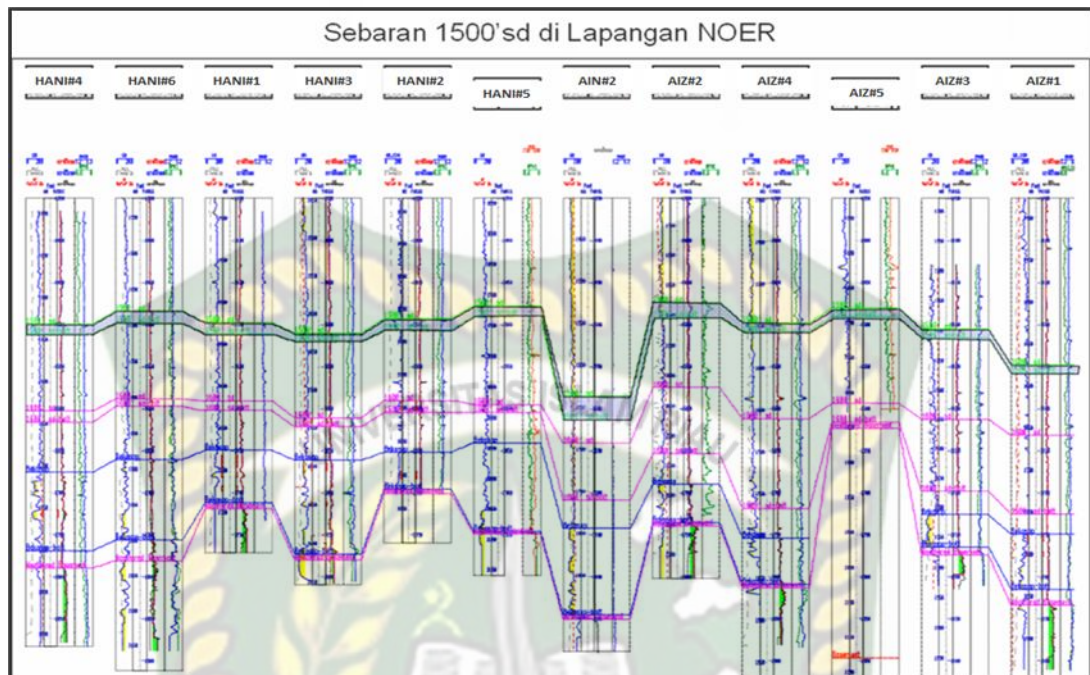
Pada data log di bawah ini dapat dilihat jenis reservoir dari lapisan 1500', melalui data *log gamma ray* terlihat bahwa litologi *sand*-nya terlihat lebih *shally* atau termasuk dalam *shallysand*. Jenis *sand* seperti ini yang membuat lapisan 1500' mempunyai karakteristik permeabilitas yang rendah sehingga sulit untuk mengalirkan fluida untuk diproduksi.



Gambar 4.3 Marked log lapisan reservoir 1500' Area Hani



Gambar 4.4 Marked log lapisan 1500' Area Ain



Gambar 4. 6 Korelasi log antar sumur di lapisan 1500'

4.3 SELEKSI KANDIDAT *HYDRAULIC FRACTURING*

Seleksi kandidat merupakan salah satu bagian penting ketika akan melakukan suatu operasi dalam dunia perminyakan. Hal ini disebabkan pemilihan kandidat yang tepat akan memberikan hasil yang lebih baik. Dalam *hydraulic fracturing* proses seleksi kandidat membutuhkan integrasi dari banyak aspek seperti geologi, reservoir, petrofisikal, produksi, geomekanik serta proses stimulasi.

Dalam penelitian ini proses seleksi kandidat akan dilakukan dalam dua langkah, yaitu seleksi tahap awal lalu dilanjutkan dengan evaluasi *sub surface* secara mendetail. Seleksi tahap awal digunakan untuk mengidentifikasi sumur-sumur yang memiliki prospek yang baik di antara sumur lainnya dan menggugurkan sumur-sumur yang tidak memenuhi kriteria untuk dilakukan *hydraulic fracturing*. Tahap selanjutnya adalah evaluasi mendetail pada *sub-surface* yang akan dilakukan dalam beberapa langkah

4.2.1 Preliminary Screening

Pada tahapan ini kita akan mengidentifikasi sumur-sumur mana saja yang memiliki prospek paling tinggi dan mengeliminasi sumur dengan risiko kegagalan tinggi. Melalui analisa singkat pada berbagai *well reports*, histori produksi, serta evaluasi petrofisikal maka akan dilihat parameter apa saja yang memengaruhi keberhasilan perekahan. Beberapa parameter tersebut antara lain:

1. Sisa cadangan (*remaining reserves in place*) – Nilai tinggi diutamakan

Sumur dengan jumlah cadangan yang banyak merupakan jenis sumur yang cocok untuk dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* dikarenakan *sustainability*-nya. Hal ini akan membuat pengeluaran yang dibutuhkan untuk melakukan operasi *hydraulic fracturing* menjadi lebih ekonomis.

2. Ketebalan *net pay* – Nilai tinggi diutamakan

Menurut Hukum Darcy, produksi suatu sumur akan berbanding lurus dengan *net pay* efektif (H). Nilai H dapat ditingkatkan dengan melakukan perekahan pada zona yang tebal namun dengan permeabilitas yang rendah. Selain itu proses perekahan juga dapat meningkatkan nilai H dikarenakan ada banyak *pay zone* baru yang saling terkoneksi setelah perekahan. Sumur dengan total *net pay* yang tinggi merupakan kandidat yang cocok untuk dilakukan *fracturing* (Martin, 2010).

3. Tekanan Reservoir – Nilai tinggi diutamakan

Sumur yang memiliki tekanan reservoir yang tinggi, tekanan aliran bawah sumur atau yang memiliki reservoir lebih dari 50% merupakan kandidat yang ideal untuk dilakukan *fracturing*.

4. *Water cut* – Nilai rendah diutamakan

Sumur dengan *water cut* yang tinggi tidak begitu direkomendasikan untuk dilakukan kegiatan perekahan dikarenakan perekahan akan meningkatkan jumlah air di dalam sumur (Heydarabadi et al., 2010).

5. Jarak menuju zona air/gas – Nilai tinggi diutamakan

Di antara sumur-sumur lainnya yang memiliki zona air dan gas yang bersentuhan, semakin jauh lapisan yang bersentuhan dari zona air dan gas maka semakin bagus untuk dijadikan sebagai kandidat perekahan. (Mehrgini et al., 2014)

6. Permeabilitas Reservoir

Zona yang memiliki permeabilitas kurang dari 5 md dipilih sebagai zona yang ideal untuk kandidat perekahan, karena perekahan adalah cara yang sangat efektif untuk menghasilkan produksi sumur yang optimal di zona yang memiliki permeabilitas kecil, tapi bukan berarti zona yang memiliki permeabilitas yang tinggi tidak bisa dilakukan perekahan.

7. Reservoir Skin – Nilai rendah diutamakan

Sumur-sumur yang mempunyai nilai skin yang besar berpotensi sebagai kandidat *hydraulic fracturing*, dari sejarah produksi kita dapat melihat penurunan yang signifikan seiring berjalannya waktu, dari sejarah produksi kita dapat menentukan cara yang tepat untuk mengatasi kerusakan pada formasi.

8. Productivity Index (PI) – nilai rendah diutamakan

Mengetahui PI adalah cara yang paling mudah untuk mengetahui performa sumur yang menurun, jika dibandingkan dengan sumur yang memiliki karakteristik yang sama, dan berada di reservoir yang sama. Sumur yang memiliki nilai PI yang paling rendah bisa menjadi pilihan yang tepat untuk dilakukan stimulasi.

9. Posisi Patahan

Sebelum melakukan proses perekahan perlu diketahui posisi patahan yang berada di sekitar *resevoir*, dikarenakan jika rekahan menembus patahan maka fluida perekah akan hilang.

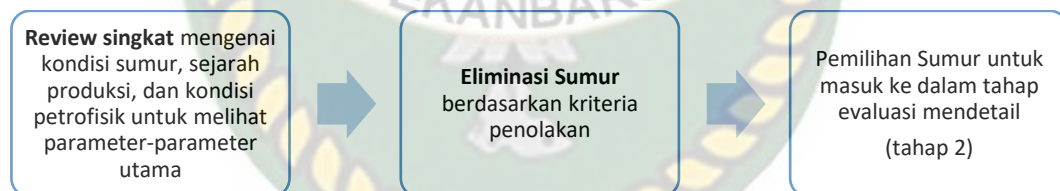
10. Tantangan operasi dan kondisi Sumur

Sumur dengan kondisi khusus seperti lokasi sumur susah diakses, kompleksi yang sudah tua, proses *work over* yang sulit akibat permasalahan *casing*, atau *poor cementing* dapat dieliminasi dari proses kandidasi.

Dalam melakukan *pre-eliminary screening* dapat diingat bahwa kondisi setiap sumur dan lapangan suatu perusahaan berbeda-beda, sehingga nilai ambang batas yang akan digunakan juga akan berbeda. Nilai ambang batas akan dibuat berdasarkan hasil evaluasi para *engineer* serta kondisi lapangan sebelum dilakukan perekahan *hydraulic*.

Berdasarkan kriteria di atas maka kriteria sumur yang tidak akan menjadi kandidat pekerjaan *hydraulic fracturing* pada lapangan X antara lain:

- Water cut di atas 35%, dalam beberapa jurnal disarankan untuk memberi batasan water cut yaitu di atas 20% (Janiczek et al., 2019) namun untuk lapangan X diambil 35% mengingat sumur telah berproduksi lebih dari 20 tahun.
- Sumur dengan cadangan yang rendah serta tekanan reservoir di bawah 0.15 psi/ft
- Sumur yang berada di sekitar zona gas atau air dengan radius kurang lebih 3 M



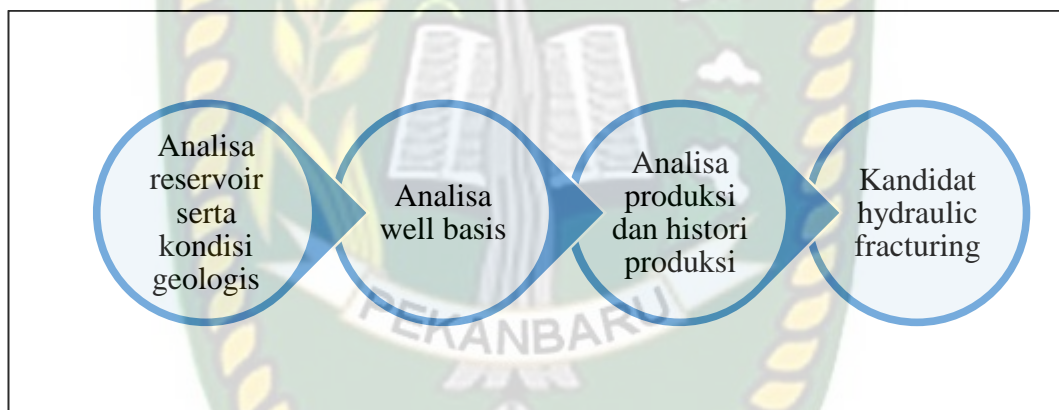
Gambar 4.4 Langkah *screening* tahap 1

Setelah parameter-parameter utama ditentukan maka kita dapat melakukan seleksi tahap pertama untuk 21 sumur yang terdapat di lapangan X. Hasil seleksi tahap pertama dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

Tabel 4. 1 Hasil Penyaringan Tahap 1 di Lapangan X

Kriteria	Jumlah Sumur
Jumlah Sumur	21
Nilai <i>water cut</i> tinggi (>55%)	5
Berada di dekat zona gas atau air injeksi	2
Jumlah cadangan yang sedikit (Net Pay<8ft)	3
Tekanan rendah (<0.15psi/ft)	2
Jumlah sumur yang lolos penyaringan tahap 1	9

4.2.2 Evaluasi Mendetail Kondisi *Sub-Surface*



Gambar 4.7 Langkah penyaringan tahap 2

Pada tahap evaluasi mendetail akan digunakan berbagai integrasi dari hasil evaluasi *sub-surface* dari berbagai disiplin. Evaluasi akan dimulai dari bagian yang paling besar terlebih dahulu, area, lalu dilanjutkan hingga bagian terkecil yaitu kondisi sumur untuk menentukan kandidat *hydraulic fracturing* yang paling potensial. Beberapa parameter yang perlu diperhatikan dalam eliminasi tahap kedua antara lain:

1. Analisa Geologi dan Reservoir

Analisa ini memerlukan pengertian mengenai reservoir dan produksi data guna untuk mengetahui karakter dari beberapa sumur yang akan di seleksi. Pada proyek ini analisa dilakukan dengan melihat hubungan data antar sumur

dikarenakan tidak adanya model 3D Reservoir. Data reservoir dan produksi dipetakan pada *contour* map untuk mengidentifikasi *spatial*, *production trend* dibandingkan dengan *initial flow contact* sehingga dapat memberikan hitungan kasar mengenai *fluid contact*. Setelah melakukan ini kita dapat mengetahui dan mengeliminasi sumur dengan kemungkinan permasalahan keairan atau permasalahan yang diakibatkan oleh sumur injeksi baik berupa air ataupun gas.

2. Evaluasi *Petrophysical*

Evaluasi sifat batuan memerlukan perhitungan porositas efektif, permeabilitas, nilai saturasi fluida, kandungan mineral serta *clay typing* yang terdapat di sekitar lubang sumur. Tahap pertama adalah dengan melihat *gross & net pay* pada zona rekah, *net pay* lain yang berada di sekitar serta keberadaan zona gas/air di sekitar daerah rekah. Data bisa didapatkan melalui *logging open hole* dan *cased hole*

3. Analisa Produksi dan Reservoir

Dalam analisa ini akan melibatkan karakteristik reservoir untuk mengalirkan fluida, *me-review* sejarah produksi, *workover* yang dilakukan pada kandidat seleksi, serta static pressure untuk di *review* untuk menentukan kandidat pekerjaan *hydraulic fracturing*.

4. *Well Integrity*

Wellbore stability digunakan untuk melakukan estimasi *frac load pressures* dan pemasangan packer. Kekuatan ikatan semen juga diperlukan untuk mencegah terjadinya kebocoran *fracture* pada *annulus* dan untuk mendapatkan zona isolasi untuk produksi setelah perekahan. Pada wellbore integrity perlu diperhatikan kondisi casing dan cementing untuk mencegah kegagalan hydraulic fracturing (Liu et al., 2020)

Berdasarkan hasil studi dari evaluasi mendetail mengenai *subsurface* maka dibuatlah kriteria penolakan sebagai berikut:

- Kondisi sumur dengan permasalahan operasi yang rumit
- Kondisi kompleksi sumur yang tidak bagus
- Sumur-sumur yang terlalu dalam melebihi perencanaan *hydraulic fracturing*

- Sumur yang berada di dekat patahan yang terhubung langsung dengan zona air/gas

Tabel 4.2 Hasil Penyaringan Tahap 2

Kriteria	Jumlah Sumur
Jumlah sumur yang lolos penyaringan tahap 1	9
Sumur dengan kondisi berpasir, memerlukan <i>gravel pack</i>	1
Permasalahan dengan <i>artificial lift</i>	2
Sumur yang terlalu dalam	1
Sumur dengan permasalahan pada hasil <i>modelling</i>	1
Berada di sekitar patahan dalam radius 100M	1
Jumlah Sumur Potensial	3

4.4 DESKRIPSI KANDIDAT *HYDRAULIC FRACTURING*

Pada bagian ini akan dibahas mengenai tiga sumur yang telah dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*, yaitu sumur Hani #02, Ain #08 dan Aiz #03.

4.4.1 Kondisi *Well Basis* Sumur

Data *well basis* merupakan hasil olahan dari data berikut: ketebalan reservoir, kondisi porositas, saturasi, permeabilitas, faktor volume formasi, kedalaman layer interval lapisan 1500' serta estimasi dari radius pengurasan (*drainage area*).

Tabel 4.3 Kondisi Well Basis Reservoir 1500' Sebelum *Hydraulic Fracturing*

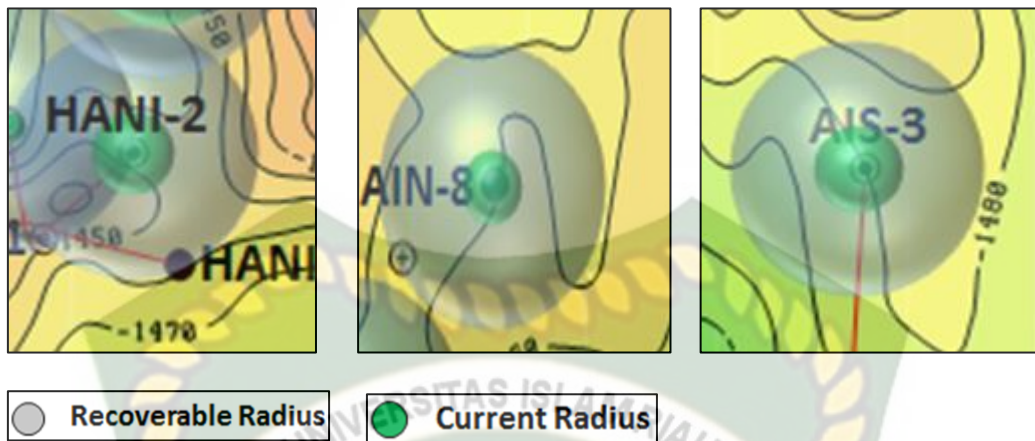
SUMUR	Net Pay (ft)	Por (%)	SW (%)	SO (%)	k (md)	Bo
Hani #02	15	20	40	60	35	1.078
Ain #08	12	24	30	70	8	1.078
Aiz #03	10	17	50	50	32	1.078

SUMUR	Drainage Radius (m)	OOIP (STB)	Ultimare RF (%)	Recoverable Reserve (stb)
Hani #02	200	402261	40	160904
Ain #08	200	450533	40	180213
Aiz #03	200	189157	40	75983
Jumlah		1041951		417100

SUMUR	NP (stb)	Current radius (m)	Remaining Reserve (stb)	Current RF (%)
Hani #02	16134	63	14470	4.01
Ain #08	11787	25	79173	0.64
Aiz #03	8820	68	168426	2.62
Jumlah	36741		262069	

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, maka dari tiga sumur kandidat pekerjaan *hydraulic fracturing* didapatkan nilai OOIP (*Original Oil in Place*) sekitar 1042 MSTB. Apabila menggunakan nilai *ultimate recovery* sebesar 40% maka diperkirakan *recoverable reserve* yang didapatkan sebesar 417 MSTB. Sebelum dilakukan *hydraulic fracturing* dari 3 sumur yaitu Hani #02, Ain #08 dan Aiz #03, kumulatif produksi dari tiga sumur tersebut adalah sekitar 36.8 MSTB yang artinya masih terdapat sekitar 262 MSTB *remaining reserve* untuk diproduksi.

Berikut adalah ilustrasi potensi reservoir dari 3 sumur yang ditampilkan dalam bentuk *bubble radius* dari nilai OOIP serta *recoverable reserve*. Nilai tersebut akan dihitung dengan memperhatikan nilai kumulatif produksi serta radius pengurasan dari tiga sumur kandidat pekerjaan *hydraulic fracturing*. Hasil perhitungan akan ditampilkan dalam bentuk *bubble radius* yang ditimpa menggunakan peta struktur



Gambar 4.8 *Bubble radius* Hani #02, Ain #08 dan Aiz #03 sebelum *hydraulic fracturing*

Berdasarkan perhitungan *well basis* dan gambar *buble radius* maka dapat ditarik kesimpulan bahwa terdapat potensi cadangan yang cukup besar untuk diproduksi yang saat ini terkendala oleh rendahnya kemampuan produksi reservoir. Salah satu cara untuk meningkatkan kemampuan produksi reservoirnya adalah dengan melakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* pada tiga sumur tersebut.

4.4.2 Data Sejarah Kompleksi Sumur

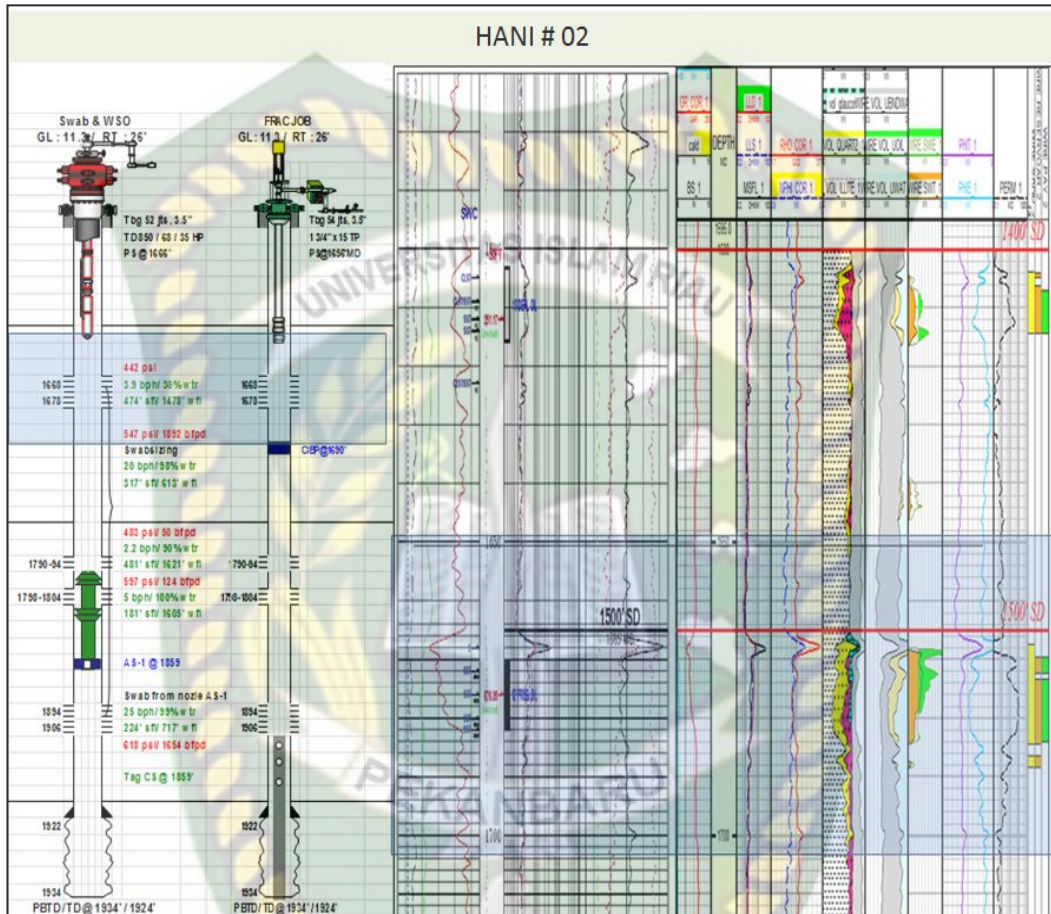
Melalui data sejarah kompleksi kita dapat menganalisis dan melakukan evaluasi terhadap pekerjaan yang pernah dilakukan pada sumur tersebut sehingga kita dapat menentukan langkah strategi produksi selanjutnya. Data sejarah kompleksi akan ditampilkan dalam format *excel* sejak awal kompleksi hingga dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*.

a. Sumur Hani #02

Tabel 4.4 Tabel Data Sejarah Kompleksi Hani #02

Well	Job Type	Status P = Produce/ I = Isolated			
		1500	1600	Bekasap	Basement
HANI 02	Initial Completion	P		P	P
	Add Perfo	P		P	P
	Swab WSO	P		P	I
	Swab Basement & WSO	P		P	P
	Swab WSO	P		P	P
	Raise Up Pump	P		P	P
	Run Pbu				
	<i>Fracturing</i>	P		I	I

Swab & SBHP	P		I	I
Charging From BKS Sand	P		P	I



Gambar 4.9 Gambar Skematik sumur Hani #02

Berdasarkan tabel komposisi sumur dapat dilihat bahwa sumur ini tidak mempunyai permasalahan pada komposisi-nya dan tidak juga memiliki kondisi khusus yang berpotensi menghambat pekerjaan *hydraulic fracturing* yang akan dilakukan. Sumur tidak mengalami masalah kepasiran dan juga tidak ditemukan permasalahan pada pompa, hanya dilakukan *raise up pump* pada pompa sebelum pekerjaan *hydraulic fracturing* dilakukan.

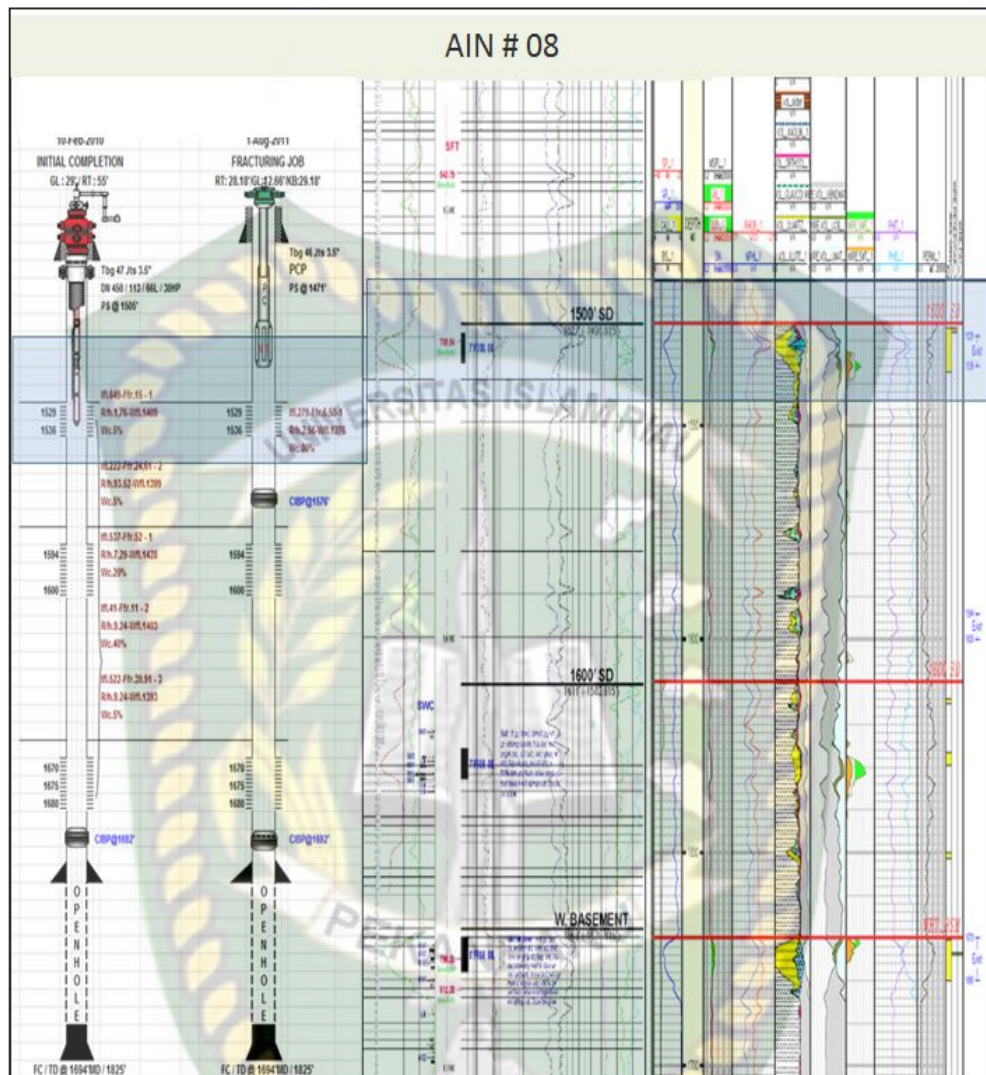
Apabila dilihat pada bagian *skematik* sumur, maka dapat dilihat bahwa sumur Hani #02 merupakan sumur yang mempunyai potensi cadangan yang cukup baik. Hal tersebut divalidasi oleh data *logging* yang tersedia yang ditandai dengan

bagian berwarna hijau pada loh resistivitas. Selain itu juga dapat dilihat bahwa kondisi permeabilitas rendah yang divalidasi oleh log SP dan Gamma Ray

b. Sumur Ain #08

Tabel 4.5 Tabel data sejarah kompleksi sumur Ain #08

Well	Job Type	Status P = Produce/ I = Isolated			
		1500	1600	bekasap	basement
Ain #08	Initial Completion	P	P	P	P
	Recondition Pump	P	P	P	P
	Recondition Pump	P	I	P	I
	Recondition Pump	P	I	P	I
	Fracturing	P	I	I	I
	Recondition Pump	P	I	I	I



Gambar 4.10 Gambar Skematik sumur Hani #03

Berdasarkan tabel kompleksi sumur dapat dilihat bahwa sumur ini tidak mempunyai permasalahan pada kompleksi-nya dan tidak juga memiliki kondisi khusus yang berpotensi menghambat pekerjaan *hydraulic fracturing* yang akan dilakukan. Sumur tidak mengalami masalah kepasiran dan juga tidak ditemukan permasalahan pada pompa, hanya dilakukan *raise up pump* pada pompa sebelum pekerjaan *hydraulic fracturing* dilakukan.

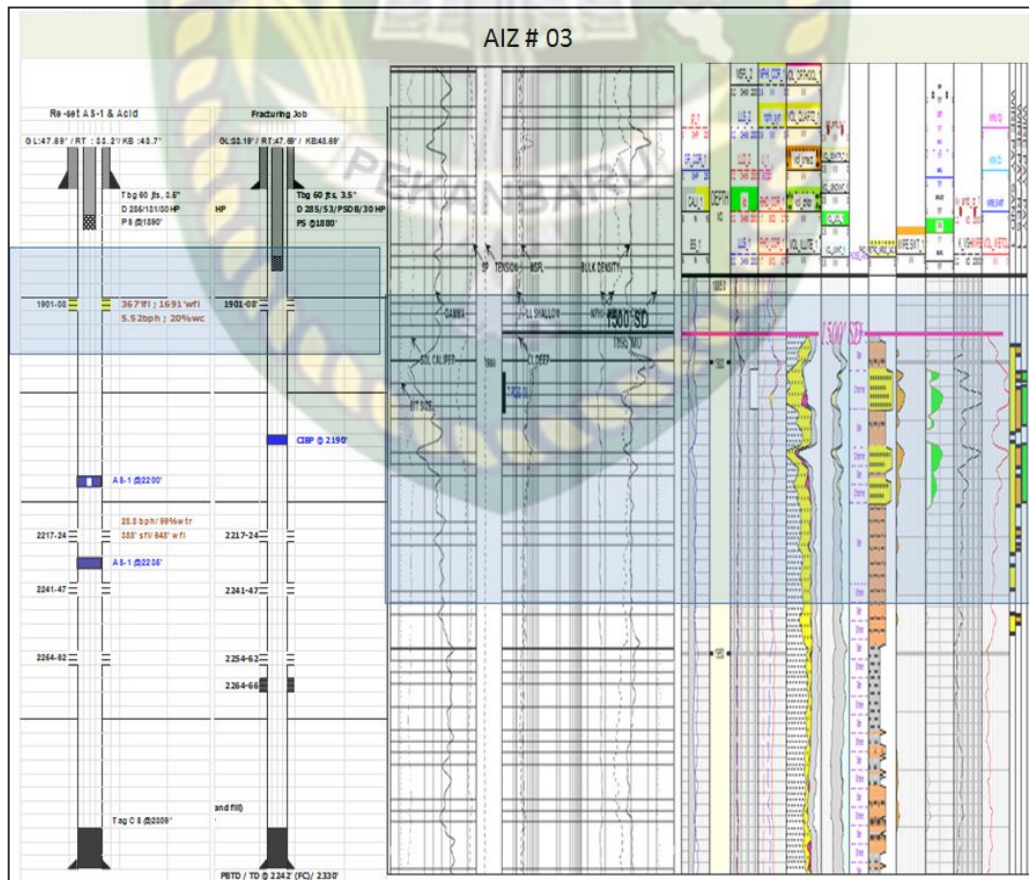
Apabila dilihat pada bagian *skematik* sumur, maka dapat dilihat bahwa sumur Ain #08 merupakan sumur yang mempunyai potensi cadangan yang cukup baik. Hal tersebut divalidasi oleh data *logging* yang tersedia yang ditandai dengan

bagian berwarna hijau pada loh resistivitas. Selain itu juga dapat dilihat bahwa kondisi permeabilitas rendah yang divalidasi oleh log SP dan Gamma Ray

c. Sumur AIZ #03

Tabel 4. 6 Tabel Data Sejarah Kompleksi Sumur AIZ #03

Well	Job Type	Status P = Produce/ I = Isolated			
		1500	1600	Bekasap	Basement
AIZ 03	Initial Completion			P	
	Add Perfo	P		P	
	Charging 1500' F/BKS	P		P	
	Recondition Pump	P		P	
	Recondition Pump	P		P	
	Run PBU				
	Fracturing	P		I	
	Recondition Pump	P		I	
	Recondition Pump	P		I	



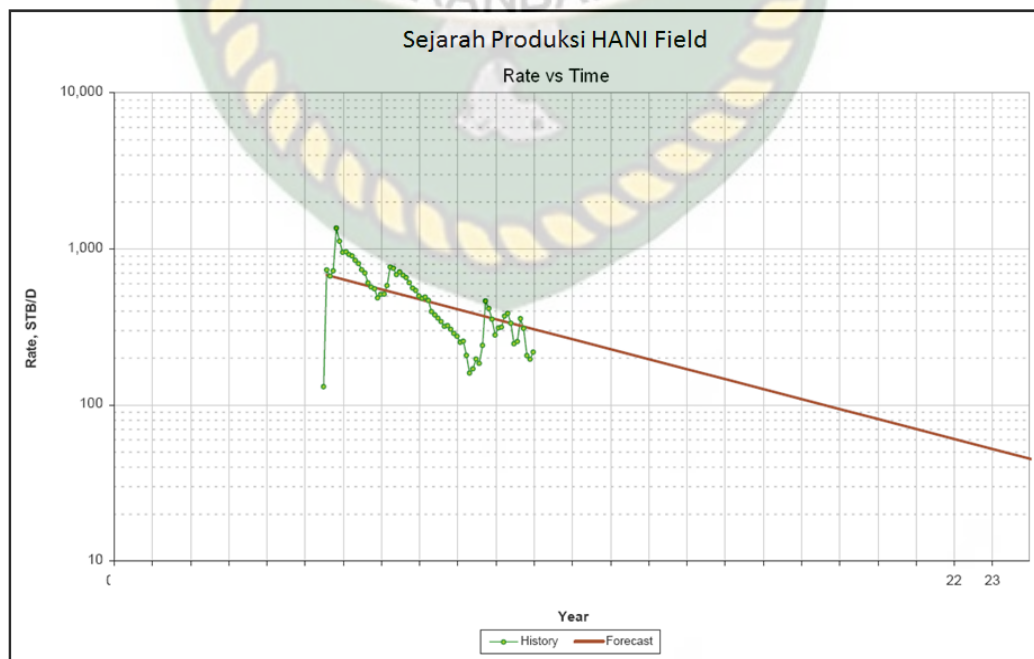
Gambar 4.11 Gambar Skematik Sumur AIZ #03

Berdasarkan tabel komposisi sumur dapat dilihat bahwa sumur ini tidak mempunyai permasalahan pada komposisi-nya dan tidak juga memiliki kondisi khusus yang berpotensi menghambat pekerjaan *hydraulic fracturing* yang akan dilakukan. Sumur tidak mengalami masalah kepasiran dan juga tidak ditemukan permasalahan pada pompa, hanya dilakukan *raise up pump* pada pompa sebelum pekerjaan *hydraulic fracturing* dilakukan.

Apabila dilihat pada bagian *skematik* sumur, maka dapat dilihat bahwa sumur Aiz #03 merupakan sumur yang mempunyai potensi cadangan yang cukup baik. Hal tersebut divalidasi oleh data *logging* yang tersedia yang ditandai dengan bagian berwarna hijau pada loh resistivitas. Selain itu juga dapat dilihat bahwa kondisi permeabilitas rendah yang divalidasi oleh log SP dan Gamma Ray

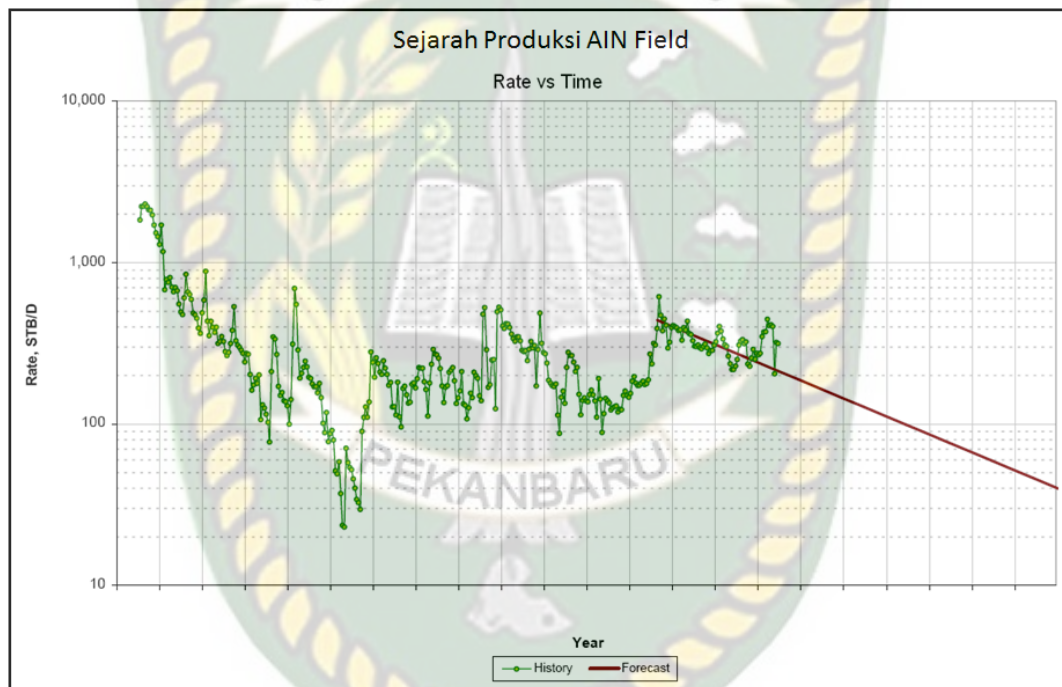
4.4.3 Data Sejarah Produksi

Data sejarah produksi akan menampilkan sejarah produksi dari dua area yang menjadi fokus utama pekerjaan *hydraulic fracturing*, yaitu area Hani dan area Aiz. Pada bagian ini akan ditampilkan data area saja dikarenakan data produksi persumur akan dibahas lebih mendetail pada bagian evaluasi pekerjaan *hydraulic fracturing*.



Gambar 4.12 Grafik sejarah produksi Area Hani

Lapangan HANI mulai dieksplorasi pada April 2005, lalu pada Juni 2005 sumur pertama HANI # 01 diproduksi dari lapisan Basement dan Bekasap. Apabila dilihat pada gambar produksi tertinggi pada Area Hani berada di sekitar nilai 1500 bopd beberapa waktu setelah Area Hani mulai diproduksi. Setelah itu produksi area Hani mulai menurun bahkan melebihi perkiraan *decline curve* nya. Apabila tidak dilakukan pekerjaan untuk meningkatkan produksi Area Hani maka ditakutkan Area Hani tidak lagi menjadi area yang ekonomis untuk diproduksi di mana perkiraan produksi total area hanya sekitar di bawah 100 bopd.



Gambar 4.13 Grafik sejarah produksi Area Ain

Eksplorasi pada Lapangan Ain mulai dilakukan sejak Januari 1976, lalu 4 tahun setelahnya yaitu Januari 1980 sumur Ain #01 diproduksi melalui lapisan Beksap dan Basement. Hingga saat ini sudah terdapat 10 sumur yang diproduksi dari area Aiz. *Peak production* terjadi 4 tahun setelah produksi pertama dilakukan yaitu sekitar 2200 bopd, setelah *peak production* terjadi penurunan secara gradual hingga mencapai 100 bopd dan naik kembali dan bertahan di 300 bopd. Tujuan utama dalam melakukan *fracturing* di area ini adalah untuk meningkatkan dan mempertahankan produksi minyak dari area ini.

Tabel 4.7 Tabel Kesimpulan Hasil *Fracturing*

HYDRAULIC FRACTURING TREATMENT SUMMARY				
Parameter	Unit	WELL		
		Hani #02	Ain #08	Aiz #03
Formation		1500'SD	1500'SD	1500'SD
P_reservoir	psi	425	459	505
k	mD	35	38	32
Net pay	ft	15	12	10
X_length	ft	150	149	141.6
H_f	ft	145.1	116.8	137.1
W_f	in	0.117	1.176	0.152
Conductivity	mD ft	10181	39.549	12966
P_net	psi	519	336.7	512
Avg. Prop Conc.	lb/ft ²	2	3	2
Max Prop Conc.	PPA	8	10	8
Total Proppant	lbs	39600	82684	55000
C_t	ft/min ^{0.5}	0.0035	0.0013	0.005
Pad	gal	2400	4877	5000
Total Slurry	bbl	268	555	383
Pump Rate	bpm	14	16.79	15
Closure Pressure	psi	887	1050	1100
Fract Gradient	psi/ft	0.53	0.66	0.58

Tabel di atas merupakan ringkasan dari pekerjaan *hydraulic fracturing* yang dilakukan di tiga sumur pada Lapangan X.

Pada BOB PT BSP-Pertamina Hulu terdapat suatu ketentuan khusus, di mana pekerjaan *hydraulic fracturing* dikatakan sukses apabila memperoleh *oil gain* di atas 50 bopd dan dalam kurun waktu dua bulan bisa mencapai kumulatif produksi sekitar 3400 barrel. *Oil gain* dapat diartikan sebagai jumlah perolehan minyak yang didapatkan setelah pekerjaan dilakukan. Ketentuan tersebut merupakan nilai minimum di mana biaya yang dikeluarkan untuk pekerjaan (investasi) dapat ter-cover oleh produksi minyak

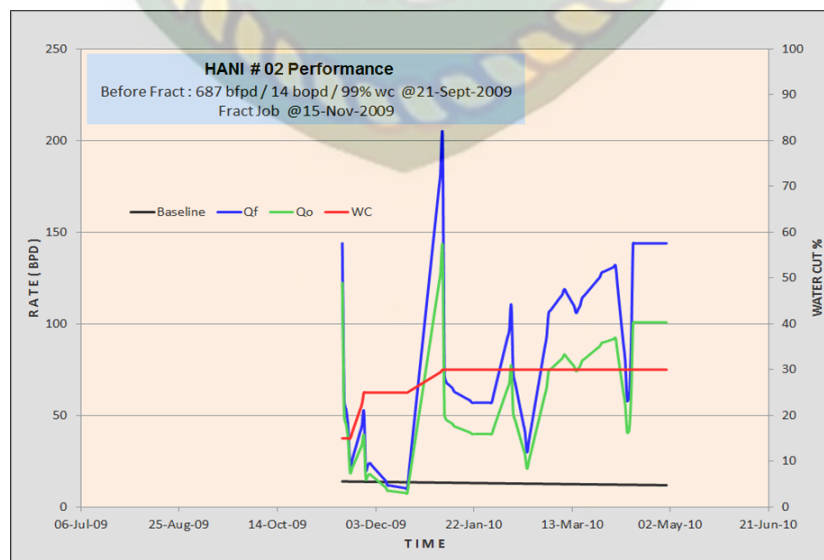
4.5.1 Hasil Olah Data Produksi

Sumur Hani #02

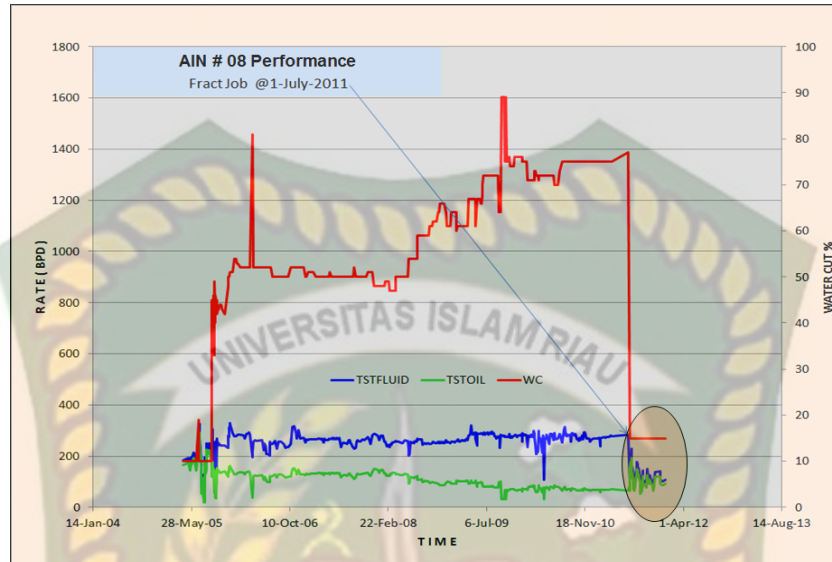


Gambar 4.15 Grafik Sejarah Produksi HANI # 02

Pada sumur Hani #02 dapat dilihat pada grafik sejarah di atas bahwa semenjak produksi awal dilakukan telah terjadi peningkatan *water cut* yang sangat cepat dan signifikan. Selain itu dapat dilihat bahwa kinerja produksi minyak mengalami penurunan secara gradual hingga mencapai 10 bopd. Setelah dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* dilakukan maka sumur Hani #02 mengalami kenaikan yang signifikan namun sedikit fluktuatif.

Gambar 4.16 Grafik Produksi HANI # 02 setelah *Fracturing*

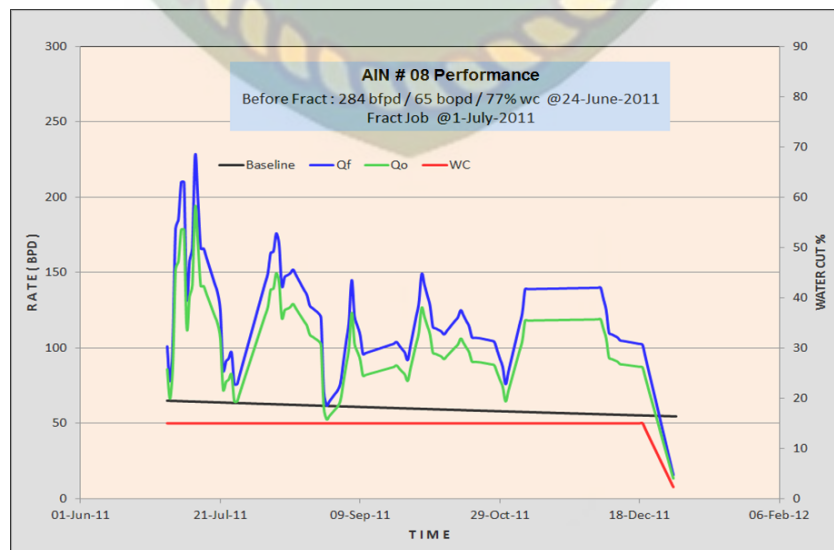
Sumur Ain #08



Gambar 4.17 Grafik sejarah produksi Ain #08

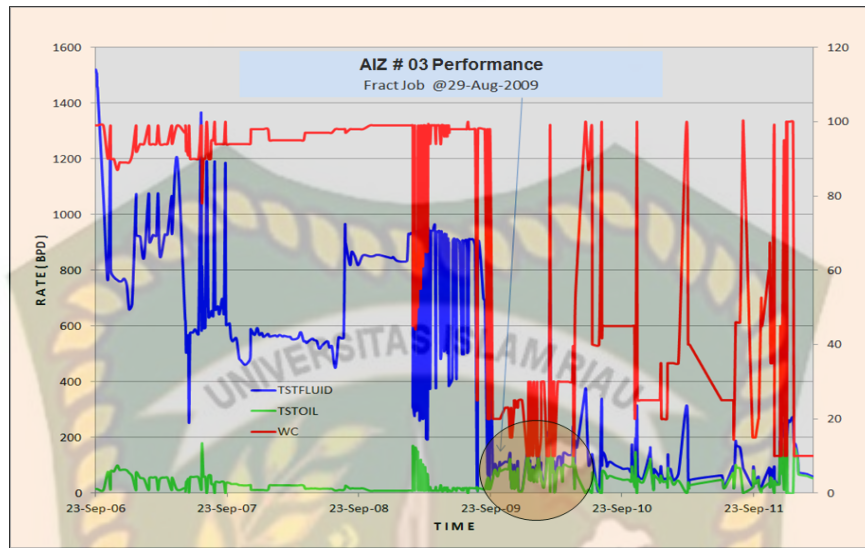
Sumur Ain #08 merupakan salah satu sumur dengan performa yang cukup baik di Area Ain. hal tersebut dapat dilihat dari semenjak *initial production* hingga sebelum dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing* produksi minyak cenderung stabil walaupun water cut terus meningkat.

Setelah dilakukan *fracturing*, maka dapat terlihat terjadi penurunan pada fluida produksi, namun produksi minyak menjadi lebih baik. Hal tersebut disebabkan oleh turunnya water cut pada sumur Ain #08.



Gambar 4.18 Grafik Produksi AIN # 08 setelah *Fracturing*

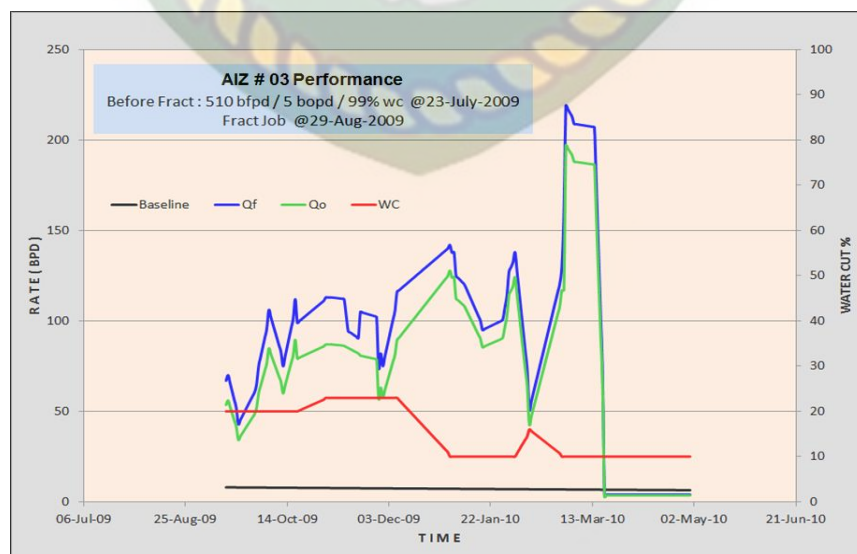
Sumur Aiz #03



Gambar 4.19 Grafik Sejarah Produksi AIZ # 03

Pada sumur Aiz #03 nilai water cut sudah cukup tinggi semenjak *initial production*, selain itu produksi minyak juga tidak terlalu baik di mana berkisar sekitar 20 bopd, apabila terus terjadi penurunan maka sumur Aiz #03 tidak lagi ekonomis untuk diproduksi.

Setelah dilakukan *fracturing*, sumur ini mengalami penurunan water cut yang cukup tajam hingga ke level 20%. Hal ini menyebabkan naiknya produksi minyak menjadi 80% dari total produksi fluida.



Gambar 4.20 Grafik Produksi AIZ # 03 setelah *Fracturing*

4.5.2 Kumulatif Produksi Hingga Pay Out Time (POT)

Berdasarkan kinerja produksi dari tiga sumur yang telah dilakukan *hydraulic fracturing* maka akan dibuat perhitungan kumulatif produksi minyak untuk masing-masing sumur. Perhitungan nilai investasi untuk 1 sumur dikonversikan ke nilai volume barel minyak. berikut adalah hasil perhitungan tersebut:

Tabel 4. 8 Perhitungan Kumulatif Produksi

Hydraulic Fracturing Results BOBCPP															
Month	Well														
	HANI #02	AIZ #03	AIN #08												
Before Fracturing															
0	0	0	0												
1	526	783	3433												
2	846	2393	3384												
3	1768	2428	2635												
4	1329	3090	2956												
5	2528	3120	3372												
6	2676	2523	2373												
Cumm/Well	4469	5604	6817												
Month Production	4	3	2												
Day Production	120	91	62												
Cost (\$)	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center;">Job Fract</td> <td style="text-align: center;">150000</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Rig Days (7)</td> <td style="text-align: center;">35000</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Packer</td> <td style="text-align: center;">5000</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Pump</td> <td style="text-align: center;">15000</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Other</td> <td style="text-align: center;">1000</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Total</td> <td style="text-align: center;">206000</td> </tr> </table>			Job Fract	150000	Rig Days (7)	35000	Packer	5000	Pump	15000	Other	1000	Total	206000
Job Fract	150000														
Rig Days (7)	35000														
Packer	5000														
Pump	15000														
Other	1000														
Total	206000														
US \$60/bbl	3433.3	cum bbl to pay out													
Pay Out Time	< 4 Months	< 3 Months	< 2 Months												

Gain/day = (cumm/well) : Day Production			
Cumm/well	4469	5604	0
Day Production	120	91	2
Gain/Day	37.2	61.6	62

Sumur Sukses dengan gain >= 50 bopd	
1. Aiz #03	61.6
2. Ain #08	110

Sumur Gagal dengan gain < 50 bopd	
1. Hani #02	37.2

Melalui tabel kesimpulan di atas kita dapat melihat komponen biaya untuk pekerjaan *hydraulic fracturing* pada satu sumur adalah sekitar \$206000. Apabila dikonversikan sesuai dengan harga minyak pada saat pekerjaan dilakukan (\$60/bbl) maka nilainya adalah sekitar 3400 bbl minyak yang akan kita sebut sebagai *cut off*.

Pada tabel di atas kita dapat melihat bahwa sumur Ain #08 menunjukkan hasil yang sangat memuaskan di mana dalam kurun waktu dua bulan telah dapat mencapai kumulatif produksi minyak sebesar 3400 bbl dan nilai *oil gain*-nya sekitar 110 bopd. Walaupun mempunyai *net pay* nya hanya 10 ft, namun kegiatan *fracking* pada sumur Ain #08 berhasil membentuk zona rekah dengan konduktivitas tinggi. Hal tersebut ditunjang oleh injeksi *proppant* sebanyak 39549 md ft dan lebar rekahan nya 1.176 inch serta tinggi rekah 116.8 seperti pada Tabel 4.7.

Selain itu sumur Aiz #03 juga merupakan sumur yang termasuk dalam kategori berhasil dikarenakan nilai *oil gain*-nya berada pada 61.6 bopd walaupun membutuhkan waktu sekitar 3 bulan untuk mencapai *cut off*. Hal tersebut mungkin disebabkan karena konduktivitas yang tidak terlalu tinggi yaitu sekitar 12966 md ft dengan lebar rekah 0.152 in dan tinggi rekah 137.1 in.

Namun, pada pekerjaan kali ini terdapat sumur Hani #02 yang termasuk dalam kategori gagal untuk pekerjaan *hydraulic fracturing* karena nilai *oil gain* yang tidak mencapai 50 bopd dan kumulatif produksinya minyaknya membutuhkan waktu 4 bulan untuk mencapai 3400 bbl. Hal ini merupakan salah satu bentuk

uncertainty dalam pekerjaan *hydraulic fracturing* (Evans et al., 2019). Kita dapat melihat pada tabel x bahwa hasil rekah tidak terlalu berbeda dengan zona Aiz #03 yaitu konduktivitas sekitar 10181 md ft dengan lebar rekah sekitar 0.117 in dan tinggi rekah 145.1 in.

4.5.3 Potensi Hidrokarbon Setelah *Fracturing*

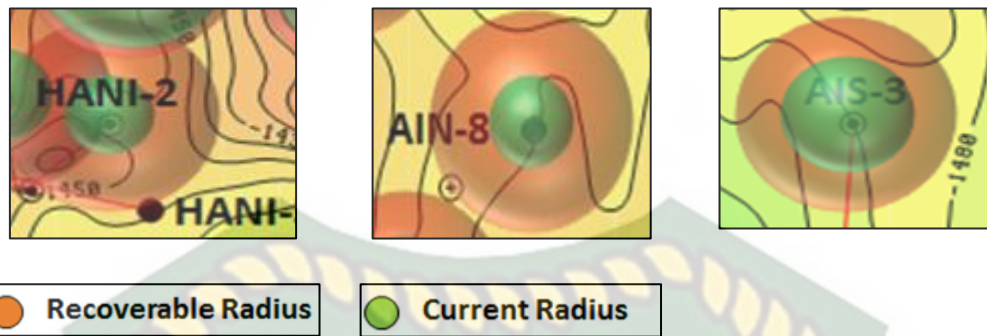
Kumulatif produksi minyak yang dibahas pada sub bab berikut merupakan jumlah produksi minyak dari setiap sumur baik sebelum dan sesudah dilakukannya *hydraulic fracturing*. Data kumulatif produksi tersebut nantinya akan digunakan untuk membuat tabulasi *Well Basis* terbaru sehingga akan terlihat jelas perubahan pada kumulatif produksi (Np) dan radius pengurasan terbaru. Berikut adalah tabel kondisi cadangan terbaru:

BEFORE FRACTURING				
SUMUR	NP (stb)	Current radius (m)	Remaining Reserve (stb)	Current RF (%)
Hani #02	25406	79	135498	6.32
Ain #08	29940	82	150273	6.65
Aiz #03	27384	120	48599	14.42
JUMLAH	82730		334370	
AFTER FRACTURING				
SUMUR	NP (stb)	Current radius (m)	Remaining Reserve (stb)	Current RF (%)
Hani #02	16134	63	14470	4.01
Ain #08	11787	25	79173	0.64
Aiz #03	8820	68	168426	2.62
JUMLAH	36741		262069	

Gambar 4.21 Gambar Kondisi cadangan sumur setelah dilakukan *fracturing*

Berdasarkan perhitungan Tim Reservoir pada sumur yang telah dilakukan *hydraulic fracturing*, total kumulatif produksi dari tiga sumur adalah 36.8 MSTB dengan sisa cadangan 262 MSTB.

Berikut akan ditampilkan bubble radius terbaru setelah dilakukan perekahan hydraulic:



Gambar 4. 22 Gambar Bubble Radius Hani #02, Ain #08 dan Ais #03 setelah *fracturing*

4.6 PERHITUNGAN UNTUK ANALISA DAN EVALUASI FRACTURING

Untuk melakukan analisa dan evaluasi perhitungan *hydraulic fracturing* akan diperlukan data0data berikut: Permeabilitas Rekahan (K_f), Permeabilitas Formasi Rata-rata (K_{avg}), Radius Sumur Efektif setelah Rekahan (r_w'), dan Faktor Skin (S). Hasil dari perhitungan akan ditampilkan dalam tabel berikut ini:

Tabel Perhitungan permeabilitas dan Skin

Tabel 4. 9 Tabel Perhitungan Permeabilitas dan Skin

Parameter Input	Hani #02	Ain #08	Aiz #03	
Ki	35	8	32	K _{initial}
h	15	12	10	Net Sand, ft
W _{kf}	10181	39549	12966	Konduktifitas, md.ft
W _f	0.117	1.176	0.152	Lebar rekahan, ft
re	417	732	692	ft
rw	0.26	0.26	0.26	ft
Half length (X _f)	150.6	149	141.6	panjang rekahan 1 sayap

Permeabilitas Formasi dari Lubang Sumur Hingga Ujung Rekahan (Permeabilitas Rekahan)				
K _f =	713.7	3303.8	1328.6	mD

Permeabilitas Rata-rata Formasi				
log re/rw =	3.205	3.450	3.425	
1 / K _f =	0.001401	0.000303	0.000753	
Log (X _f /rw) =	2.763	2.758	2.736	
1/K _i =	0.0286	0.1250	0.0313	
Log (re/X _f) =	0.442311	0.6913248	0.6890428	

Permeabilitas Rata-rata Formasi dalam Rekahan (Permeabilitas Rekahan)				
K _{avg} =	827.997	4131.810	1663.188	mD

Perhitungan Skin				
rw' =	75.3	74.5	70.8	
Skin =	-6	-6	-6	

Persamaan yang digunakan:

$$K_f = \frac{(K \cdot h) + W_{kf}}{h}$$

$$K_{avg} = \frac{\log^{re}/r_w}{\frac{1}{k_f} \log\left(\frac{x_f}{r_w}\right) + 1/k_f \log\left(\frac{re}{x_f}\right)} \quad 2$$

$$S_{afterfrac} = -\ln\left(\frac{r_w'}{r_w}\right) \quad 3$$

$$r_w' = \frac{1}{2} x X_f \quad 4$$

Berdasarkan hasil analisa dan perhitungan permeabilitas dan skin di atas kita dapat melihat bahwa terjadi peningkatan permeabilitas yang sangat besar dibandingkan dengan permeabilitas awal. Apabila kesuksesan suatu pekerjaan didasarkan pada parameter teknis *fracturing*, maka semua sumur dapat dikategorikan sebagai berhasil karena mengalami peningkatan permeabilitas. Namun, keberhasilan teknis tersebut juga harus diikuti dengan keberhasilan meningkatkan produksi atau meningkatkan laju alir fluida reservoir dan nantinya akan berujung pada keekonomisan suatu pekerjaan.

Berikut ini adalah perhitungan perubahan parameter kemampuan produksi sebelum dan setelah perekahan hidrolik, data ini diolah berdasarkan data swab test di layer reservoir 1500'sd yang dilakukan perekahan hidrolik. Data swab test akan digunakan terdiri dari data Q (rate/hour : Rph), WC (%), Static Fluid Level : SFL (feet), Walking Fluid Level : WFL (feet), dan kana digunakan untuk menghitung nilai: Tekanan Reservoir (P_{res}), Tekanan Well Flowing (P_{wf}), Productivity Index (PI), Q bubble (Q_b) dan Q maximum (Q_{max}).

Tabel 4.10 Tabel Perhitungan Perubahan Kinerja Reservoir

PERUBAHAN KINERJA RESERVOIR: HASIL SWAB TEST SEBELUM DAN SESUDAH FRACTURING												
WELL	STATUS	Top	Btm	Rph	WC	SFL	WFL	Press	Pwf	PI	Qb	Qmax
Hani #02	before	1668	1678	0.46	30%	236	1497	529	65	0.03	8	11
	after	1668	1678	9.66	80%	274	1414	516	95	0.6	174	249
Ain #08	before	1529	1536	1.76	5%	649	1409	325	45	0.2	19	44
	after	1529	1536	19.2	85%	279	1032	462	184	1.68	397	608
Aiz #03	before	1901	1908	5.52	20%	367	1691	566	79	0.3	101	139
	after	1901	1908	6.44	87%	494	1614	520	107	0.4	118	168

Dari tabel di atas dapat kita simpulkan bahwa terjadi perubahan PI dan Qmax yang cukup signifikan di mana sumur-sumur yang sebelumnya Qmax nya di bawah 50 bfpd bisa mencapai >200 bfpd. Melalui tabel di atas dapat disimpulkan bahwa pekerjaan *hydraulic fracturing* berhasil meningkatkan kemampuan alir fluida sumur yang signifikan.

BAB V KESIMPULAN

5.1 SIMPULAN

1. Setelah melakukan seleksi kandidat dari 21 sumur yang terbagi di 3 Area, terdapat 3 sumur yang akan dilakukan pekerjaan *hydraulic fracturing*, yaitu: Hani #02, Ain #08 dan Aiz #03
2. Berdasarkan hasil analisa dan perhitungan permeabilitas dan skin kita dapat melihat bahwa terjadi peningkatan permeabilitas yang sangat besar dibandingkan dengan permeabilitas awal. Hani #02 menjadi 828 mD, Ain #08 menjadi 4132 mD dan Aiz #08 menjadi 1663 mD. Sedangkan skin untuk semua sumur menjadi -6. Selain itu terjadi juga perubahan PI dan Qmax yang cukup signifikan hingga mencapai >200 bfpd. Namun apabila merujuk pada standar perusahaan, terdapat sumur Hani #02 yang dapat dikatakan gagal karena hanya memiliki oil gain di bawah 50 bopd. sedangkan dua sumur lainnya termasuk dalam kategori berhasil

5.2 SARAN

- . Sebagai pengembangan dari penelitian pada tugas akhir ini, penulis menyarankan untuk melakukan perhitungan keekonomian lanjutan dan membahas segi teknis perekahan *hydraulic fracturing*nya.

DAFTAR PUSTAKA

- Aadnøy, B. S., & Looyeh, R. (2019). Shale Oil, Shale Gas, and Hydraulic Fracturing. In *Petroleum Rock Mechanics* (pp. 357–389). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-815903-3.00016-9>
- Adams, J., & Rowe, C. (2013). Differentiating applications of hydraulic fracturing. *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing 2013*, 391–400. <https://doi.org/10.5772/56114>
- Cahyaningsi, B., Prabu, U., & Herlina, W. (2015). Evaluasi Hasil Aplikasi Hydraulic Fracturing Pada Reservoir Karbonat Sumur Bcn-28 Di Struktur App Pt Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 3(3), 101830.
- Chaplygin, D., Khamadaliev, D., Yashnev, V., Gorbachev, Y., & Chernyshev, A. (2020). Hydraulic fracturing overflush on conventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019*, 1–15. <https://doi.org/10.2118/196967-ms>
- Civan, F. (2007). *Reservoir Formation Damage. Reservoir Formation Damage*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7738-7.X5000-3>
- Dila, N. R. (2019). Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Menggunakan Software Mfrac. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 3(1), 30. <https://doi.org/10.30588/jo.v3i1.490>
- Evans, K., Toth, R., Ore, T., Smith, J., Bannikova, N., Carr, T., & Ghahfarokhi, P. (2019, July 22). Fracture Analysis Before and After Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Using the Mohr-Coulomb Failure Criteria . <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-650>
- Faizal Ardi, W., Maryono, D., Prakoso, A., Hezmela, R., & Tsangueu, B. (2015). Failure to Success to Hydraulically-Fracture-Stimulate a Low Permeability Oil Sand in Sumatra, Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015*. <https://doi.org/10.2118/176425-ms>
- Fedriando, F., Pambudi, A. R., Rolanda, D. S., Srikandi, C., Nugroho, A. P.,

- Fadhilrahman, A. A., ... Satria, T. (2019). New perspective to unlock opportunities in mature field: Sanga-Sanga block, Indonesia. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019*, 1–12. <https://doi.org/10.2118/196417-ms>
- Heydarabadi, F. R., Moghadasi, J., Safian, G., & Ashena, R. (2010). Criteria for selecting a candidate well for hydraulic fracturing. *Society of Petroleum Engineers - Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2010, NAICE, 1*, 353–359. <https://doi.org/10.2118/136988-ms>
- Janiczek, P., Dragomir, A., Stojkovski, J., Makar, I., Kolasa, B., & Paraschiv, M. (2019). Case history of a successful hydraulic restimulation pilot: The story from pilot candidate selection to post-job evaluation and rollout. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019*. <https://doi.org/10.2118/197490-ms>
- Janszen, M., Bakker, T., & Zitha, P. L. J. (2015). Hydraulic fracturing in the Dutch posedonia shale. *SPE - European Formation Damage Conference, Proceedings, EFDC, 2015-Janua*, 560–593. <https://doi.org/10.2118/174231-ms>
- Liu, K., Chen, Z., Zeng, Y., Cao, H., Tao, Q., Wang, Z., & Zhang, H. (2020, November 9). Casing Shearing Failure in Shale Gas Wells Due to Fault Slippage Caused by Hydraulic Fracturing-Case Study . <https://doi.org/10.2118/203157-MS>
- Martin, A. N., & Economides, M. J. (2010). Best practices for candidate selection, design and evaluation of hydraulic fracture treatments. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 323–335. <https://doi.org/10.2118/135669-ms>
- Mehrgini, B., Memarian, H., Fotouhi, A., & Moghanian, M. (2014). Recognising the effective parameters and their influence on candidate-well selection for hydraulic fracturing treatment by decision making method. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014 - Innovation and Collaboration: Keys to Affordable Energy, 1*, 601–609. <https://doi.org/10.2523/iptc-17768-ms>

- Mukku, V., Lama, T., Verma, S., Kumar, P., Bordeori, K., Chatterjee, C., ... Protim Saikia, P. (2019). Increase in oil production: Methodology & best practices for hydraulic fracturing candidate selection and execution in Assam-Arakan basin. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2019-March*. <https://doi.org/10.2118/195026-ms>
- Murtaza, M., Naeim, S. Al, & Waleed, A. (2013). Design and evaluation of hydraulic fracturing in tight gas reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2013*, (May), 469–478. <https://doi.org/10.2118/168100-ms>
- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1–8. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>
- Pechan, E., Tischner, T., & Renner, J. (2014, May 27). Fracture Properties After Hydraulic Stimulation in Low-Permeability Sediments (Genesys-Project). OnePetro.
- Prats, M., Hazebroek, P., & Strickler, W. R. (1962). Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior--Compressible-Fluid Case. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2(02), 87–94. <https://doi.org/10.2118/98-pa>
- Rachmanto, R., Pasaribu, H., Widjarnako, A., & Halinda, D. (2019). Low pore pressure hydraulic fracturing breakthrough in Sanga-sanga: Simple methods in performing hydraulic fracturing in low pore pressure reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2019, APOG 2019*. <https://doi.org/10.2118/196291-ms>
- Rassenfoss, S., & Zborowski, M. (2018). Hydraulic Fracturing: Fracturing Plans and Reality Often Look Really Different. *Journal of Petroleum Technology*, 70(03), 30–41. <https://doi.org/10.2118/0318-0030-jpt>
- Robart, C., Ruegamer, M., & Yang, A. (2013). Analysis of U.S. hydraulic fracturing fluid system trends. *Society of Petroleum Engineers - SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference 2013*, 638–651.
- Ryan, I., & Pratama, H. (2017). Perencanaan Dan Evaluasi Stimulasi Perekahan Hidraulik Metoda Pilar Proppant Pada Sumur R Lapangan Y, 111–116.

- Searles, K. H., Zielonka, M. G., & Garzon, J. L. (2018). Fully Coupled 3-D Hydraulic Fracture Models-Development and Validation. In *Hydraulic Fracture Modeling* (pp. 155–193). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812998-2.00006-0>
- Speight, J. (2020). Fluids management. In *Shale Oil and Gas Production Processes* (pp. 321–372). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813315-6.00006-3>
- The Technology of Artificial Lift Methods - Kermit E. Brown - Google Buku. (n.d.). Retrieved January 8, 2021, from https://books.google.co.id/books/about/The_Technology_of_Artificial_Lift_Method.html?id=IVTkAAAAMAAJ&redir_esc=y
- Zagrebelnyy, E., Martynov, M., & Konopelko, A. (2017). Successful hydraulic fracturing techniques in shallow unconsolidated heavy oil sandstones. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017*. <https://doi.org/10.2118/187682-ms>